



UPME



20
25

Plan Indicativo de Abastecimiento de **Combustibles Líquidos**

2025-2040





© 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

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA

Directora General UPME

OSCAR ANDRÉS ZABALETA MONTENEGRO

Subdirector de Hidrocarburos (E)

Colaboradores UPME:

EIDER CAMILO QUINTANA

NASHLA GONZÁLEZ CLEVES

IVONN MARIÑO HIGUERA

DARWIN SMITH VÁSQUEZ

CÉSAR AUGUSTO PINEDA

GRIGORY IBRAHIM MASSY

SANTIAGO HURTADO RODRÍGUEZ.

LINA MARCELA GÓMEZ

DIANA CAROLINA ARIAS

RAÚL BAEZ DELGADO

INGRID FERNANDA VASQUEZ

Subdirectora de Hidrocarburos 2025-II

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ

Profesional Especializado

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y Diagramación

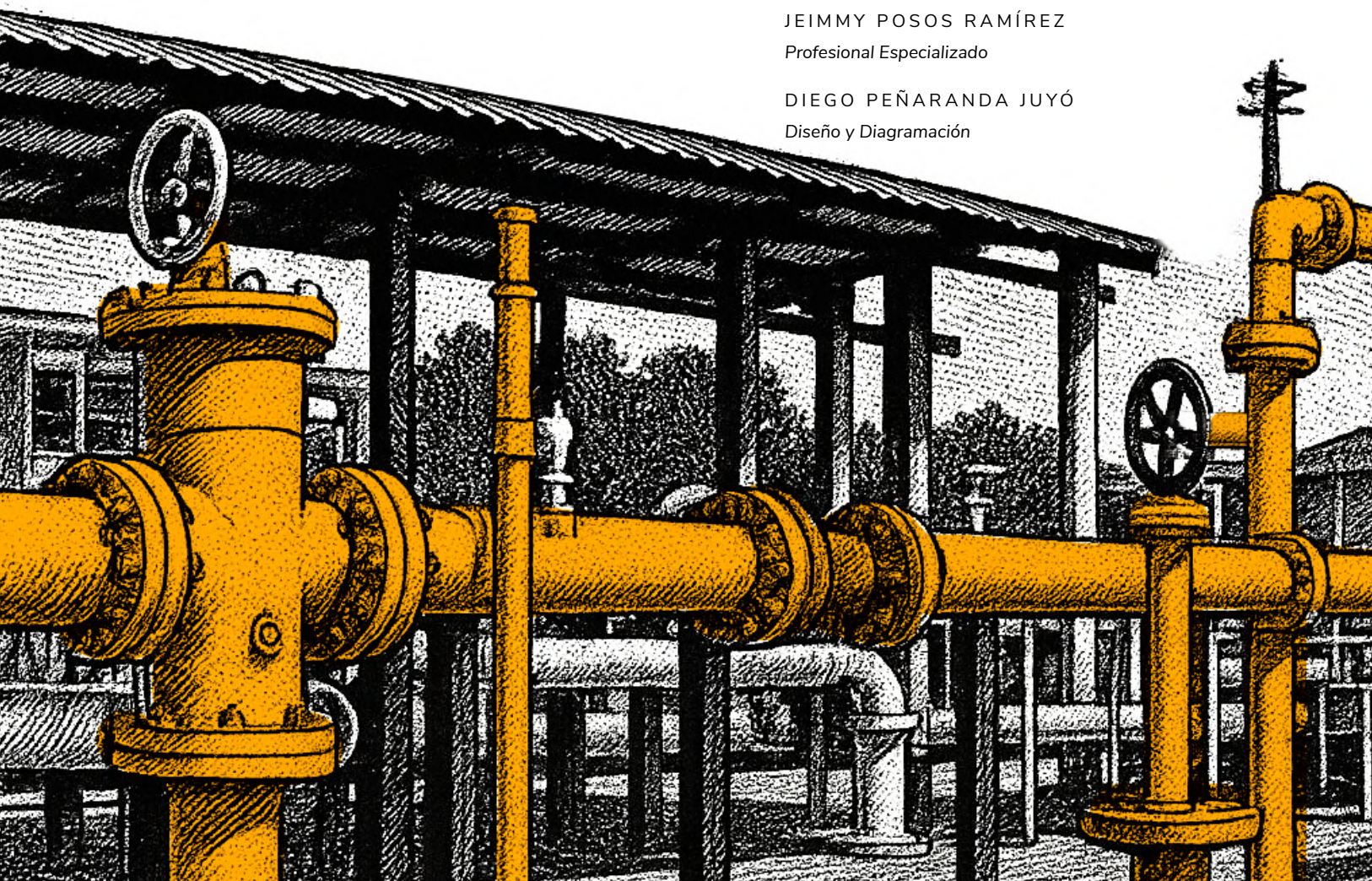


TABLA DE CONTENIDO

1. Marco Normativo	18
2. Contexto Internacional.....	24
2.1 Crudo	24
2.2. Refinados	31
3. Oferta Nacional.....	35
3.1. Crudo	35
3.1.1 Producción Histórica Nacional de Crudo	35
3.1.2. Importación histórica de crudo	37
3.1.3. Distribución de reservas y recursos de petróleo	38
3.1.4. Escenarios de Oferta Nacional de Crudo.....	44
3.1.4.1. Escenario de Oferta 1	45
3.1.4.2. Escenario de Oferta 2	45
3.1.4.3. Escenario de Oferta 3	46
3.1.4.4. Perfiles de calidad de crudo	49
3.1.4.5. Destino de Crudos Producidos.....	51
3.2. Escenarios de oferta de refinados	53
3.2.1. Refinería de Cartagena	53
3.2.2. Refinería de Barrancabermeja.....	55
3.2.3. Proyección de modernización de las refinerías.....	57
4. Demanda Nacional.....	58
4.1. Consumo histórico de Combustibles Líquidos	58
4.1.1. Gasolina Motor Corriente (GMC) y Extra (GME)	59
4.1.2. Diésel-ACPM	60
4.1.3. Jet Fuel.....	61
4.2. Proyección de Demanda.....	62
4.2.1. Gasolina Motor Corriente (GMC)	63
4.2.2. ACPM – Diésel	64
4.2.3. Jet Fuel.....	66
4.3. Consideraciones adicionales	67
5. Balance	68
5.1. Consideraciones Generales	68
5.2. Balance de ACPM-Diésel	69
5.3. Balance de Gasolina Motor Corriente.....	69
5.4. Balance de Jet Fuel.....	70
6. Precios de Referencia.....	72
6.1. Gasolina Motor Corriente	73
6.1.1. Resultados.....	76
6.2. ACPM-Diésel.....	77
6.2.1. Resultados.....	79
6.3. Jet Fuel	82
6.3.1. Resultados.....	83
6.4. Transporte de Combustibles Líquidos	84

7. Cadena de distribución de combustibles líquidos	87
7.1. Antecedentes.....	87
7.2. Infraestructura y Distribución	88
7.3. Planes de Abastecimiento en Zona de Frontera	92
7.4. Abastecimiento de biocombustibles.....	97
7.4.1. Antecedentes	98
7.4.2. Producción	99
7.4.3. Incidencia en el abastecimiento de combustibles líquidos.....	103
8. Modelo de Simulación	106
8.1. Descripción del Modelo.....	106
8.1.1. Modelo de Simulación Hidráulico para el PIACL.....	108
8.2. Confiabilidad	109
9. Análisis de abastecimiento para combustibles líquidos.....	111
9.1. Proyectos adoptados previamente por el MME	111
9.2. Escenarios de Abastecimiento	115
9.2.1. Escenario 1 – Diagnóstico del sistema	115
9.2.2. Escenario 2 – Límites Operativos	119
9.2.3. Escenario 3 – Prioridad de Importación vía Buenaventura	124
9.2.4. Escenario 4 – Límites Operativos sin DRA.....	129
9.3. Escenario Recomendado	133
10. Soluciones alternativas para abastecimiento y/o confiabilidad de combustibles líquidos	137
10.1. Transporte Terrestre.....	138
10.2. Transporte Fluvial	139
10.3. Transporte Férreo.....	139
10.4. Reconversión de Infraestructura de Transporte de Crudo.....	140
11. Análisis de Costo-Beneficio.....	141
11.1. Metodología de estimación de Costos.....	141
11.1.1. Transporte de combustibles líquidos – Ductos -Estaciones de bombeo y Loops.....	142
11.1.2. Almacenamientos.....	144
11.2. Costos de Racionamiento.....	144
12. Análisis de Confiabilidad.....	147
12.1. Definición de Criterios Confiabilidad.....	147
12.2. Valor Esperado de la Demanda no Abastecida – VEDNA.....	151
12.2.1. Escenario A - Flujo comprometido sin Almacenamientos Estratégicos.....	152
12.2.2. Escenario B - Flujo comprometido con almacenamiento estratégico en las regiones por nodo estratégico y nodo estratégico especial	154
12.2.3. Escenario C – Flujo comprometido con almacenamiento estratégico en todos los nodos de demanda.	157
13. Beneficiarios.....	160
14. Recomendaciones.....	162
14.1. Proyectos y servicios elegibles recomendados por el PIACL 2025-2040 para ser adoptados por el MME.	162
14.2. Consideraciones adicionales.....	164
15. Conclusiones	166
Bibliografía	170

GLOSARIO

Almacenamiento Estratégico: Es la capacidad de almacenamiento y el volumen mínimo de combustibles líquidos derivados del petróleo, biocombustibles y sus mezclas, requeridos para garantizar el abastecimiento de uno o varios mercados o regiones, durante un periodo 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 combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, restricciones en las capacidades de transporte o movilización de combustibles, o demás situaciones que deriven en algún tipo de eventos de escasez.

Biocombustibles: Combustibles para el transporte derivados de fuentes renovables, como plantas y animales. Al quemarse, liberan CO₂, pero de manera que no generan emisiones netas de carbono, ya que el CO₂ emitido es compensado por el CO₂ absorbido durante el crecimiento de las materias primas del que provienen.

Biodiésel: Combustible renovable ampliamente usado en el transporte, producido a partir de aceites vegetales y grasas animales mediante la transformación de los triglicéridos en ésteres metílicos o etílicos.

Etanol: Combustible que se obtiene de la fermentación de materiales ricos en azúcares (como maíz y caña de azúcar) y se utiliza como aditivo en la gasolina.

Combustibles líquidos derivados de petróleo: Son todos los productos clasificables dentro de las categorías de las gasolinas, gasóleos, querosenes y fuelóleos, entre los cuales se cuentan: Combustibles para aviación (avigás), gasolina motor (gasolina extra, gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, gasolina extra oxigenada), combustibles de aviación para motores tipo turbina, queroseno, diésel extra o de bajo azufre, diésel corriente (ACPM), diésel marino (se conoce también con los siguientes nombres: diésel fluvial, marine diésel, gas oíl, intersol, diésel número 2), y combustible para quemadores industriales (combustóleos fuel oíl).

Recursos contingentes: Son recursos descubiertos, potencialmente recuperables, de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, IRR 2024)

Recursos de hidrocarburos: Incluyen todas las cantidades de petróleo y gas, recuperable y no recuperable, que se encuentran naturalmente en el subsuelo, tanto descubiertas (Reservas y Recursos Contingentes) como no descubiertas (Recursos Prospectivos), además de las cantidades ya producidas. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, IRR 2024).

Reservas de hidrocarburos: Cantidades de petróleo y gas anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas que reúne cuatro características: i) están descubiertas, ii) son técnicamente recuperables, iii) remanentes y iv) comerciales. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, IRR 2024).

Reservas probadas: Cantidades de petróleo o gas con certeza razonable mayor o igual de 90%.

Reservas posibles: Cantidades incrementales de petróleo o gas con certeza mayor o igual de 10% y menor del 50%.

Plan de Continuidad de Combustibles Líquidos - PC: 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 - 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 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 de Expansión de la Red de Poliductos - PERP: es el conjunto de proyectos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.1.1.2.2.1.6 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 1281 de 2020, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

SICOM: Sistema de información de la cadena de distribución de combustibles del Ministerio de Minas y Energía, el cual integra a los agentes de la cadena a nivel nacional en un sólo sistema de información y mediante el cual se organiza, controla y sistematizan las actividades de comercialización, distribución, transporte y almacenamiento de combustibles.

SIGLAS

AEO:	Perspectiva Energética Anual, por sus siglas en inglés (Annual Energy Outlook)
AIE:	Agencia Internacional de Energía
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API:	American Petroleum Institute
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
CEI:	Comunidad de Estados Independientes (Azerbaiyán, Kazajistán, Federación Rusa, Turkmenistán, URSS, Uzbekistán, Otros CEI.)
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DRA:	Drag Reduction Agent
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
GNL:	Gas Natural Licuado
KBPD:	Kilo (Miles) de barriles por día
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MTPA:	Millones de toneladas métricas por año
MT:	Millones de toneladas
MBPD:	Millones de barriles por día
Mbl:	Miles de barriles

NGL:	Líquidos de gas natural, por sus siglas en inglés (Natural gas liquids)
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OPEP +:	Alianza entre los 13 miembros de la OPEP y 10 países productores de petróleo que no forman parte de la organización
SPE-PRMS:	Sistema de Administración de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System)
PAGN:	Plan de Abastecimiento de Gas Natural
PC:	Plan de Continuidad
PIACL:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
PIAGLP:	Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo
PIB:	Producto Interno Bruto
PERP:	Plan de Expansión de la Red de Poliductos
PND:	Plan Nacional de Desarrollo
RTP:	Reglamento de Transporte por Poliducto
RON:	Research Octane Number
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
STEO:	Perspectivas energéticas a corto plazo (Short Term Energy Outlook)
t:	Tonelada métrica
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
WTI:	West Texas Intermediate

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfico 1-1. Directrices según Decreto 1135 de 2022 y 1281 de 2020	23
Gráfico 2-1. Histórico Capacidad de Refinación por Región	25
Gráfico 2-2. Capacidad de Refinación 1994 vs 2024 - Participación Regional.....	25
Gráfico 2-3. Histórico Producción Mundial de Crudo por Región.....	26
Gráfico 2-4. Producción de Crudo 1994 vs 2024 - Participación Regional	26
Gráfico 2-5. Histórico Reservas Probadas de Crudo por Región.....	27
Gráfico 2-6. Reservas Probadas 1990 vs 2020 - Participación Regional	27
Gráfico 2-7. Histórico Consumo de Crudo por Región.....	30
Gráfico 2-8. Consumo Crudo 1994 vs 2024 – Participación Regional	31
Gráfico 2-9. Histórico Demanda Agregada de Refinados por Región	33
Gráfico 2-10. Demanda agregada de refinados 1994 vs 2024 – Participación Regional	34
Gráfico 3-1. Producción histórica de petróleo en Colombia (KBD).....	36
Gráfico 3-2. Principales campos productores de petróleo en 2024 (%).....	37
Gráfico 3-3. Marco de calificación de reservas y recursos	40
Gráfico 3-4. Comportamiento histórico reservas probadas e indicador R/P	41
Gráfico 3-5. Comportamiento histórico reservas totales 2016-2024.....	42
Gráfico 3-6. Reservas de petróleo por cuenca sedimentaria – 2024.....	43
Gráfico 3-7. Recursos contingentes por cuenca sedimentaria, Diciembre 2024.....	43
Gráfico 3-8. Proyección de la oferta y producción estimada - Escenario de Oferta 1	45
Gráfico 3-9. Proyección de la oferta y producción estimada - Escenario de Oferta 2	46
Gráfico 3-10. Proyección de la oferta y producción estimada – Escenario de Oferta 3.....	47
Gráfico 3-11. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 1.....	49
Gráfico 3-12. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 2.....	50
Gráfico 3-13. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 3.....	50
Gráfico 3-14. Balance de Crudo Liviano – Escenario de Oferta 2.....	51

Gráfico 3-15. Balance de Crudo Intermedio – Escenario de Oferta 2	52
Gráfico 3-16. Balance de Crudo Pesado – Escenario de Oferta 2	52
Gráfico 3-17. Carga de Crudo para Escenario de Oferta 2 – Refinería de Cartagena.....	54
Gráfico 3-18. Producción de combustibles según Escenario de Oferta 2 – Refinería de Cartagena.....	55
Gráfico 3-19. Carga de Crudo para Escenario de Oferta 2 – Refinería de Barrancabermeja..	56
Gráfico 3-20. Producción de combustibles según Escenario de Oferta 2 – Refinería de Barrancabermeja.....	57
Gráfico 4-1. Consumo anual histórico agregado (GMC, GME, Diésel y Jet Fuel)	59
Gráfico 4-2. Evolución histórica del consumo de GMC y GME	60
Gráfico 4-3. Evolución histórica del consumo de Diésel - ACPM.....	61
Gráfico 4-4. Evolución histórica del consumo de Jet Fuel.....	62
Gráfico 4-5. Escenarios de Proyección de demanda de GMC.....	64
Gráfico 4-6. Escenarios de Proyección de demanda de ACPM-Diésel	66
Gráfico 4-7. Escenarios de Proyección de demanda de Jet Fuel.....	67
Gráfico 5-1. Balance volumétrico ACPM – Escenario Tendencial.....	69
Gráfico 5-2. Balance volumétrico Gasolina Motor – Escenario Tendencial	70
Gráfico 5-3. Balance volumétrico Jet Fuel – Escenario Tendencial	71
Gráfico 6-1. Referencia de precio Gasoline UNL 87 USGC y Nafta USGC.....	75
Gráfico 6-2. Precio internacional e ingreso al productor GMC.....	75
Gráfico 6-3. Proyección de ingreso al importador de la gasolina para Colombia – Puesto en puerto	76
Gráfico 6-4. Proyección del precio de la gasolina motor corriente para la referencia Bogotá – Precios de diciembre de 2023	77
Gráfico 6-5. Precio internacional e ingreso al productor Diésel	79
Gráfico 6-6. Proyección del Precio Internacional del ACPM-Diésel– Puesto en puerto	80
Gráfico 6-7. Proyección del precio del diésel para la referencia Bogotá a 2040.....	81
Gráfico 6-8. Escenarios de incremento en IP diésel para cerrar brecha - Escenario de referencia - Precios.....	82
Gráfico 6-9. Proyección de ingreso al importador del jet fuel para Colombia – Puesto en puerto.....	84

Gráfico 6-10. Tarifa de transporte Gasolina motor corriente vs Precio de Venta al Público de Referencia Promedio 2025.....	86
Gráfico 6-11. Tarifa de transporte ACPM-Diésel vs Precio de Venta al Público de Referencia Promedio 2025.....	86
Gráfico 7-1. Infraestructura de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos.....	90
Gráfico 7-2. Interacciones Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos.....	92
Gráfico 7-3. Interacciones de Transporte en la Cadena de Combustibles Líquidos.....	92
Gráfico 7-4. Representación planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Noroccidente..	96
Gráfico 7-5. Representación planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Oriente..	96
Gráfico 7-6. Representación planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Sur.....	97
Gráfico 7-7. Capacidad Instalada de producción de etanol a nivel nacional en 2024.....	101
Gráfico 7-8. Capacidad Instalada de biodiésel a nivel nacional en 2024.....	102
Gráfico 7-9. Histórico del porcentaje de mezcla etanol con gasolina motor	103
Gráfico 7-10. Histórico del porcentaje de mezcla biodiésel con ACPM-Diésel.....	104
Gráfico 7-11. Composición abastecimiento Etanol (producto nacional e importado)	105
Gráfico 9-1. Proyección de flujo según infraestructura actual de transporte de combustibles líquidos – Escenario 1	116
Gráfico 9-2. Proyección de flujo según infraestructura de transporte de combustibles líquidos a 2032 – Escenario 1.....	117
Gráfico 9-3. Proyección de flujo Proyección de flujo según infraestructura de transporte de combustibles líquidos a 2040– Escenario 1	118
Gráfico 9-4. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura actual – Escenario 2.....	120
Gráfico 9-5. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura a 2032 – Escenario 2.....	121
Gráfico 9-6. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura a 2040 – Escenario 2.....	122
Gráfico 9-7. Flujos Proyectados Costa Atlántica – Galán por derivado – Escenario 2 a 2040	123
Gráfico 9-8. Flujos Proyectados Pozos Colorados – Ayacucho - Galán por derivado – Escenario 2 a 2040	123
Gráfico 9-9. Proyección de los flujos de transporte para el periodo actual – Escenario 3	125

Gráfico 9-10. Proyección de los flujos de transporte a 2032 – Escenario 3.....	126
Gráfico 9-11. Proyección de los flujos de transporte a 2040 – Escenario 3.....	127
Gráfico 9-12. Flujo Proyectado Yumbo - Buenaventura por derivado – Escenario 3 a 2040	128
Gráfico 9-13. Flujo Proyectado Cartago - Yumbo por derivado – Escenario 3 a 2040	128
Gráfico 9-14. Flujo Proyectado Cartago – Manizales – Puerto Salgar – Escenario 3 a 2040	129
Gráfico 9-15. Proyección de los flujos de transporte para el periodo actual – Escenario 4..	130
Gráfico 9-16. Proyección de los flujos de transporte a 2032 – Escenario 4.....	131
Gráfico 9-17. Proyección de los flujos de transporte a 2040 – Escenario 4.....	132
Gráfico 10-1. Flujo de Abastecimiento proyectado a 2040 entre la Costa Atlántica y el Interior	138
Gráfico 11-1. Infraestructura de hidrocarburos sujeta a la metodología de costeo	141
Gráfico 11-2. Métodos de estimación.....	142
Gráfico 11-3. Relación de costo de ductos para combustibles líquidos	143
Gráfico 12-1. Valor esperado de demanda no abastecida Nacional.....	152
Gráfico 12-2. Flujo comprometido del sistema nacional sin almacenamientos estratégicos – Escenario A de confiabilidad.....	153
Gráfico 12-3. Flujo comprometido del sistema nacional con almacenamiento estratégico en nodo estratégico y nodo estratégico especial – Escenario B de confiabilidad.....	155
Gráfico 12-4. Flujo comprometido del sistema nacional distribuido en todos los nodos de demanda – Escenario C de confiabilidad.....	157

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Importación histórica de crudo.....	37
Tabla 3-2. Estimación de reservas por escenario de oferta	47
Tabla 3-3. Nodos de oferta de crudo según Escenario de Oferta 2.....	48
Tabla 3-4. Perfiles de crudo de referencia para carga a refinerías	49
Tabla 3-5. Rendimientos Refinería de Cartagena.....	54
Tabla 3-6. Rendimientos Refinería de Barrancabermeja	56
Tabla 4-1. Datos Insumo Proyección Escenario Base – GMC	63
Tabla 4-2. Datos Insumo Proyección Escenario Base – ACPM Diésel.....	65
Tabla 4-3. Datos Insumo Proyección Escenario Base – Jet Fuel.....	66
Tabla 6-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de gasolina.....	74
Tabla 6-2. Información de base para el modelo de proyección de precios de diésel.....	78
Tabla 6-3. Información de base para el modelo de proyección de precios de Jet Fuel.....	83
Tabla 7-1. Capacidad efectiva por tramos del sistema de transporte por poliductos	89
Tabla 7-2. Agentes y actores de la cadena de distribución de combustibles líquidos	91
Tabla 7-3. Compilación Planes de Abastecimiento Zona de Frontera.....	94
Tabla 7-4. Capacidad Instalada por planta de etanol en 2024.....	101
Tabla 7-5. Capacidad Instalada por planta de biodiésel en 2024.....	102
Tabla 9-1. Proyectos adoptados en el PERP para aumento de capacidad de transporte de la red de poliductos	112
Tabla 9-2. Proyectos adoptados en el PERP de nueva infraestructura.....	114
Tabla 9-3. Tramos comprometidos – Escenario 1	119
Tabla 9-4. Tramos comprometidos – Escenario 2	124
Tabla 9-5. Tramos comprometidos – Escenario 3	129
Tabla 9-6. Tramos comprometidos – Escenario 4.....	133

Tabla 9-7. Necesidades de transporte con y sin DRA.....	134
Tabla 9-8. Necesidades de transporte recomendadas.....	135
Tabla 9-9. Costos necesidades de transporte recomendadas.....	136
Tabla 12-1. Distribución regional empleada para evaluar condiciones de confiabilidad en combustibles líquidos	148
Tabla 12-2. Identificación de nodos estratégicos y nodos estratégicos especiales por región....	150
Tabla 12-3. Volúmenes de almacenamiento estratégico para el Escenario B (KB)	155
Tabla 12-4. Costo estimado de infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario B...	156
Tabla 12-5. Volúmenes de almacenamiento estratégico – Escenario C (KB)	158
Tabla 12-6. Costo estimado infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario C	159
Tabla 14-1. Necesidades de transporte recomendadas	162
Tabla 14-2. Necesidades de Almacenamientos Estratégicos recomendadas	163

Introducción

Los combustibles líquidos derivados del petróleo juegan un papel fundamental en el balance geopolítico y económico mundial, siendo un insumo energético primario en el desarrollo y crecimiento de diversos sectores económicos, particularmente el de transporte y el de industria.

Considerando su relevancia, resulta imperioso que la planeación asociada a estos productos se encuentre en constante revisión, ajustando sus disposiciones a la realidad de un mercado cambiante, donde las dinámicas de los grandes exportadores como Estados Unidos, Rusia y los miembros de la OPEP y OPEP+, influyen significativamente en la estabilidad y disponibilidad del suministro global. A su vez, la transición energética y la implementación de políticas ambientales más estrictas juegan un papel cada vez más representativo en el sector, haciendo que muchos países productores diversifiquen sus matrices energéticas, afectando tanto las perspectivas de exploración y producción de crudo, como las expectativas de consumo.

En este sentido, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME desarrolla el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) 2025-2040, en el ejercicio de planeación del sector de combustibles para los siguientes 15 años. Para ello, fue necesario evaluar el componente de “suministro” de estos productos a lo largo de su cadena de valor, iniciando desde la producción de petróleo en los campos hasta su proceso de transformación en las refinerías. Este documento aborda la evolución histórica de la producción, la cantidad y la calidad de las reservas y recursos petrolíferos, y su proyección e impacto en las necesidades que las refinerías nacionales presentan para lograr la producción necesaria que permita una atención continua y confiable de la demanda nacional.

Frente a la oferta de petróleo se describen tres (3) escenarios elaborados con la información publicada más reciente que, a su vez, fue el insumo base de la simulación de carga a refinería y cálculo de las necesidades de importación y los excedentes destinados a exportación. El Escenario de oferta 1 se caracteriza por incluir los valores de las reservas probadas (1P) estimadas en el Informe de Recursos y Reservas – IRR 2024, emitido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, a partir de la proyección de producción realizada por cada uno de los agentes productores por campo; el Escenario de oferta 2, tiene como base el total del volumen estimado de las reservas probadas P1 y suponiendo que se agregan el 100% del volumen de las reservas probables P2; y por último, el Escenario de oferta 3 agrega al Escenario de oferta 2 el 100% del volumen de los recursos contingentes C1 y C2, suponiendo que los proyectos incluidos superarán las restricciones de madurez comercial, operativa, técnica y/o financiera.

Por otro lado, en relación con la oferta asociada a refinerías se considera la operación tanto de la Refinería de Cartagena como la de la Refinería de Barrancabermeja. Esto, considerando que, aunque en general ambas infraestructuras realicen las mismas operaciones, no poseen igual configuración en cuanto a plantas y procesos, condicionado a los productos que ofrecen en función de su mercado. Dicho esto, para el análisis de la Refinería de Cartagena se consideró su rendimiento actual, cuya dieta de mezcla de crudo se encuentra en promedio en 24° API y una carga constante de 210 KBPD. En el caso de la refinería de Barrancabermeja es importante considerar la complejidad de su proceso debido a su ubicación y configuración; de esta manera, se consideró para esta infraestructura una carga constante de 220 KBPD, para una dieta de crudo mezcla del orden de 26° API, posicionándose como la principal fuente de producción de combustibles líquidos en el país.

Adicionalmente, la demanda de combustibles líquidos es otro insumo necesario dentro del ejercicio de planeación; a nivel general, esta demanda ha mostrado estabilidad, con una tendencia creciente en el corto plazo, impulsada por la recuperación económica, la expansión del transporte y el crecimiento de la industria petroquímica. Sin embargo, en el mediano y largo plazo, se espera que diversos factores como la evolución de la movilidad eléctrica y la transformación de las políticas ambientales dentro del marco de la transición energética, modifiquen gradualmente la tendencia de consumo. En este sentido, la proyección de demanda de combustibles líquidos empleada consideró la implementación de una metodología basada en modelos econométricos utilizando series históricas de consumo, precios, variables macroeconómicas y supuestos sobre la evolución del mercado, generando tres escenarios de demanda, los cuales estiman diferentes perspectivas de crecimiento, a través de supuestos particulares en los que las necesidades de los combustibles líquidos en cuestión difieren en el periodo de planeación propuesto.

A partir de los escenarios de oferta y demanda de combustibles líquidos referidos anteriormente, se realizaron balances volumétricos para cada uno de los productos, con el fin de establecer las magnitudes globales de las necesidades o excedentes a nivel nacional, con el fin de plantear estrategias tendientes a garantizar el abastecimiento del consumo proyectado en el horizonte de planeación. Dentro de los resultados se resalta que el análisis histórico y proyectado del balance muestra que la demanda de ACPM-diésel se ha cubierto casi en su totalidad con fuentes nacionales. Sin embargo, a medida que se avanza en el horizonte de análisis se estima que serán necesarias incluir cantidades importadas para lograr la cobertura de la demanda. Por otro lado, la gasolina motor corriente continuará supliendo sus necesidades de abastecimiento a través de fuentes nacionales e importadas, tal como ha ocurrido los últimos 10 años. En cuanto al Jet Fuel, en el corto plazo se prevé que la oferta nacional sea suficiente para abastecer la demanda, sin embargo, dado el crecimiento esperado de este sector de consumo debido al crecimiento de tráfico aéreo impulsado por una mayor conectividad y apertura de nuevas rutas aéreas, avances en la democratización del transporte por aire que incrementará la accesibilidad de este servicio a población local y el aumento del turismo, se evidencia que será necesario complementar el suministro nacional con cantidades importadas del orden de 31 KBPD hacia 2040.

Con los balances para cada uno de los productos analizados (gasolina motor corriente, ACPM-diésel y Jet fuel) y los resultados de los modelos de simulación de transporte, se evidencia un potencial aumento de las necesidades de importación de combustibles líquidos, lo cual impactaría principalmente el trayecto Pozos Colorados – Galán, concentrando la oferta en la región Caribe. Ahora bien, considerando los retos e implicaciones que se podrían derivar de la ampliación de este poliducto y teniendo en cuenta la premisa de garantizar un abastecimiento continuo y eficiente, dentro del documento se evalúan diferentes alternativas para diversificar el transporte y la internación de producto hacia el interior del país, a partir de las simulaciones de abastecimiento y confiabilidad efectuadas.

Las simulaciones de abastecimiento se generaron a través de cuatro (4) escenarios con el objetivo de evaluar el comportamiento de la red actual de poliductos, mediante diferentes alternativas de suministro tanto de producto nacional como de importado. En este sentido, el primer escenario de simulación corresponde al diagnóstico general de la actual red de poliductos, permitiendo que el modelo arroje los resultados óptimos para los flujos del sistema; el segundo escenario, evalúa la preferencia del modelo frente a dos puntos de importación ubicados en la Costa Caribe y en el Pacífico para abastecer el interior del país, así mismo, en algunos poliductos amplía la capacidad mediante la inclusión de un agente reductor de arrastre (DRA) que reduce la fricción y la turbulencia en el flujo de combustibles por tubería; el tercer escenario, prioriza la fuente de abastecimiento desde un punto de importación ubicado en la Costa Pacífica; y finalmente, el quinto escenario de simulación evalúa las premisas del segundo escenario, pero sin considerar el uso de un DRA para el transporte por poliductos.

Frente a las simulaciones de confiabilidad, con las cuales se busca proporcionar una solución estructural y robusta para que el abastecimiento de combustibles líquidos esté garantizado a lo largo del horizonte de planeación, entendiendo la dinámica del sistema para explorar sus propias soluciones, y tomando como referencia el valor máximo del volumen esperado de la demanda no abastecida (VEDNA), se plantearon tres (3) escenarios de evaluación con el fin de comparar el flujo comprometido por tramo y región, con la finalidad de identificar las cantidades e infraestructura necesaria para garantizar la confiabilidad: i) Sin almacenamientos estratégicos, ii) con almacenamientos estratégicos a partir de la distribución nodal estratégica y estratégica especial, y iii) con almacenamientos estratégicos en todos los nodos de demanda.

Por último, los resultados de los análisis de abastecimiento y confiabilidad sustentan la necesidad de plantear alternativas de soluciones logísticas para llevar los combustibles líquidos hacia el interior del país de forma continua y eficiente, tales como: el transporte terrestre, fluvial, férreo y la reconversión de infraestructura de transporte. Sin embargo, la implementación de éstas debe considerar diversos factores a nivel técnico, logístico, comercial, y particularmente normativo.

Finalmente, este documento busca proporcionar recomendaciones para la construcción de lineamientos de política pública bajo un marco integral para la planificación del sector de combustibles líquidos, 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 sector de combustibles líquidos, clave para la transición energética y el desarrollo nacional.

1. MARCO NORMATIVO

Los combustibles líquidos derivados del petróleo juegan un papel fundamental en el balance geopolítico y económico mundial, siendo un insumo energético primario representativo en el desarrollo y crecimiento de diversos sectores económicos, particularmente en los de transporte e industria. Considerando su relevancia, resulta imperioso que la normatividad asociada a estos productos se encuentre en constante evolución, ajustando sus disposiciones a la realidad de un mercado nacional cambiante ante los retos de suministro energético que se desarrollan a nivel global.

En este sentido, a continuación, se presenta una visión general del marco normativo actual colombiano asociado a la planeación del sector de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, en conjunto con algunos criterios adicionales contemplados por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para el ejercicio de sus funciones.

Al respecto y considerando lo indicado en el artículo 365 de la Constitución Política de 1991, que establece como finalidad social del Estado, el asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos, en efecto, se han establecido un conjunto de normas y regulación en materia de política energética y ambiental, orientadas a garantizar la producción, transporte, logística, comercialización y distribución de combustibles líquidos de manera segura, eficiente y sostenible; es así que incluso desde la expedición del Decreto 1056 de 1953¹, se dispuso que el transporte y la distribución de petróleos y sus derivados constituyen un servicio público, razón por la cual las personas o entidades dedicadas a esa actividad deberán ejercerla de conformidad con los reglamentos que dicte el Gobierno Nacional, en guarda de los intereses generales, lineamiento que además fue reiterado y plasmado en el parágrafo 1 del artículo 1 del Decreto 4299 de 2005 donde se estableció que “(...) la refinación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo son considerados servicios públicos que se prestarán conforme a la ley, el presente decreto y demás disposiciones que reglamenten la materia (...)”

Los mencionados lineamientos además han sido cobijados por la Corte Constitucional, en la sentencia C-796 de 2014, donde señaló que “(...) el abastecimiento normal de combustibles derivados del petróleo es esencial para la prestación de servicios básicos tales como la salud y el transporte de pasajeros y, por tanto, su suspensión podría poner en riesgo derechos fundamentales como la vida y la salud”.

De forma paralela, en el ámbito de los biocombustibles, la normativa nacional aplicable se ha desarrollado a través de diversos instrumentos que establecen las condiciones para su producción, uso y mezcla con combustibles fósiles. La Ley 693 de 2001 dispuso que las gasolinas utilizadas en centros urbanos con más de 500.000 habitantes deben contener componentes oxigenados, como alcoholes carburantes, y cumplir con las regulaciones sobre control de emisiones derivadas de su uso. Por otra parte, la Ley 939 de 2004 autorizó la mezcla de biocombustibles de origen vegetal o animal en el diésel utilizado en el país, en las calidades definidas por los Ministerios de Minas y Energía, y de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En este sentido, el Documento CONPES 3510 de 2008 estableció lineamientos de política para fomentar el desarrollo competitivo y sostenible del sector de biocombustibles. Más adelante, la Ley 1955 de 2019, modificada por la Ley 2294 de 2023, determinó que los porcentajes de mezcla de biocombustibles deben ser concertados entre los ministerios competentes², dada su

1 Por el cual se expide el Código de Petróleos. Disponible para consulta en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=75114>

2 Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Rural.

relación directa con los sectores agrícola y ambiental. Finalmente, la Resolución 40447 de 2022 estableció el contenido máximo de mezcla de alcohol carburante con gasolina motor corriente y extra, y de biocombustible - biodiésel en la mezcla con diésel fósil y se dictaron disposiciones relacionadas a su entrada en vigencia de manera progresiva entre 2022 y 2024³.

Por otro lado, desde el año 2020, el Ministerio de Minas y Energía estableció mediante el Decreto 1281 de 2020⁴ que con el fin de garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de combustibles líquidos a nivel nacional; dicha cartera expidió el Plan de Continuidad - PC y el Plan de Expansión de la Red de Poliductos - PERP en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, a partir de los proyectos recomendados resultantes del análisis técnico realizado por la UPME y plasmados en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL, estableciendo además, algunos criterios que debe contener el PIACL, advirtiendo que el MME establecería los demás criterios a considerar, en relación con :

- 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.
- Esquemas y período de remuneración. Sobre este punto es importante advertir que el mismo resulta ser de competencia de la Comisión de Regulación Energía y Gas – CREG expedir la regulación económica referente a las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución, y transporte de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, de conformidad con las funciones a ella otorgadas mediante Decreto 1260 de 2013 y a la delegación efectuada por los Ministerios de Minas y Energía, y de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución 40193 de 2021.
- Tiempos requeridos para su planeación, ejecución y puesta en operación.
- Condiciones actuales de la infraestructura de la cadena de abastecimiento y las proyecciones de niveles de oferta y demanda para los siguientes energéticos: Crudo, combustibles líquidos derivados del petróleo y de biocombustibles, lo anterior, con la mejor información disponible.

Adicionalmente, en el párrafo del Artículo 4 del Decreto 1135 de 2022⁵ se dispuso que la UPME debe identificar los beneficiarios de cada proyecto y que tiene a su cargo la aplicación e implementación de los mecanismos abiertos y competitivos que tienen como finalidad seleccionar el agente o inversionista desarrollador y ejecutor de las obras adoptadas por el MME.

Finalmente, y como criterios adicionales a considerar por parte de la UPME en la elaboración del PIACL, se tienen los establecidos por el MME en el Decreto 1310 de 2024 respecto a los almacenamientos estratégicos; en este decreto, se dispuso que la UPME dentro del PIACL debe identificar las ubicaciones o zonas para la construcción y/o ampliación de infraestructura nueva, existente o existente con necesidad de obra de almacenamiento estratégico en el país, considerando, como mínimo, los siguientes criterios:

1. El tamaño de los inventarios a ser almacenados por tipo de combustible;
2. La cercanía a los centros de consumo, en especial aquellos lugares más expuestos a presentar algún tipo de alteración que pueda generar riesgos en el abastecimiento continuo.
3. La ubicación en nodos estratégicos del sistema de transporte, en todas sus modalidades, que permita atender varios centros de consumo, en caso de requerirse.

3 La Resolución 40447 de 2022 fue modificada temporalmente por la Resolución 40431 de 2024, donde se estableció, entre otros, que transitoriamente y hasta el 31 de octubre de 2024 se podrían implementar mezclas diferenciales con porcentajes de biocombustibles entre 2% y 8% por galón, atendiendo a la disponibilidad de inventario del producto. En todo caso, el artículo 4 del referido acto administrativo, dispuso como vigencia de este el 31 de diciembre de 2024 o hasta que las carteras firmantes determinen como no necesarias las medidas allí planteadas.

4 Por el cual se modifica el Decreto único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, respecto del sector de los combustibles líquidos y se dictan otras disposiciones.

5 Compilado en el Decreto 1073 de 2015.

Al igual que para la infraestructura recomendada por el PIACL para el PERP/PC, el Decreto idén en el párrafo 2 del artículo 2.2.1.1.2.2.8.5. estipula que la UPME deberá identificar los beneficiarios de cada proyecto de infraestructura de almacenamiento estratégico.

De lo anterior se concluye entonces que es la UPME la encargada de realizar el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL- a partir de los criterios brindados por el MME; ahora, es de advertir que en atención a las competencias de esta entidad y a la interpretación armónica que debe regir el ordenamiento jurídico, el presente documento analizará, como criterio adicional, el relacionado con el costo-beneficio de los proyectos, el cual se encuentra previsto por el MME para gas natural mediante la Resolución 40052 de 2016⁶, por ser éste un aspecto fundamental para el ejercicio de planeación, que contribuye a una mejor toma de decisiones.

Abarcados los lineamientos y criterios mínimos que debe contener el PIACL, a continuación, se destacan los siguientes factores adicionales, con el fin de robustecer el análisis desarrollado. En primer lugar, la infraestructura para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad de la cadena de combustibles líquidos que es objeto de consideración dentro de este estudio corresponde a cuatro tipos de proyectos de particular relevancia:

- Los poliductos, cuya actividad comprende el transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y se encuentra reglamentada por la Resolución CREG 208 DE 2021⁷.
- Las refinerías, cuya actividad se encuentra reglamentada por el Decreto 4299 de 2005⁸.
- Las plantas de abastecimiento, las cuales técnicamente se encuentran reglamentadas por la Resolución MME 40198 de 2021.
- Almacenamientos estratégicos reglamentados por el Decreto 1310 de 2024.

En segundo lugar, se revisa el caso particular de las zonas de frontera, las cuales, por presentar condiciones logísticas y normativas específicas, serán abordadas dentro del presente estudio de forma independiente con el fin de facilitar su análisis y atender sus necesidades, de manera específica. Al respecto, es de destacar que a partir de la Ley 191 de 1995 con sus respectivas modificaciones, se estableció un régimen especial para las zonas de frontera con el fin de promover y facilitar su desarrollo económico, social, científico, tecnológico y cultural. Particularmente, para los combustibles líquidos se estableció que sería el Ministerio de Minas y Energía el encargado de la distribución de combustibles en los territorios determinados como zonas de frontera.

Dicho esto, el Artículo 2 del Decreto 386 de 2007 hoy compilado en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015 dispuso que “(...) la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo de que trata el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, comprende las actividades de importación, transporte, almacenamiento, distribución (mayorista, minorista y tercero) de los combustibles líquidos derivados del petróleo por parte del Ministerio de Minas y Energía en los municipios de zonas de frontera”.

Adicionalmente estableció que esta función se realice teniendo en cuenta las condiciones propias de cada municipio de zona de frontera con sujeción al orden de prelación allí previsto y que, en este sentido, la Dirección de Hidrocarburos del MME elabore un plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada uno de los departamentos que cuenten con

6 Por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, modificado por el artículo 4o del Decreto 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones. Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40052_2016.htm

7 Resolución CREG 208 DE 2021 “Por la cual se establece el Reglamento de Transporte por Poliductos (RTP).” Modificada por la Resolución CREG 104-2 de 2022.

8 Compilado en el Decreto 1073 de 2015

municipios definidos como zona frontera. Se resalta que en la actualidad existen 173 municipios distribuidos en 13 departamentos declarados como zona de frontera⁹, a saber:

1. Siete (7) en el departamento de Amazonas: El Encanto, La Pedrera, Leticia, Puerto Alegría, Puerto Arica, Puerto Nariño y Tarapacá.
2. Siete (7) en el departamento de Arauca: Arauca, Arauquita, Cravo Norte, Fortul, Puerto Rondón, Saravena y Tame.
3. Uno (1) en el departamento de Boyacá: Cubará.
4. Veintiuno (21) en el departamento de Cesar: Aguachica, Agustín Codazzi, Becerril, Bosconia, Cesar, Chiriguaná, Curumaní, El Copey, El Paso, Gamarra, La Gloria, La Jagua de Ibirico, La Paz, Manaure, Pelaya, Pailitas, Río de Oro, San Diego, San Martín, San Alberto y Valledupar.
5. Cuatro (4) en el departamento de Chocó: Acandí, Juradó, Riosucio y Unguía.
6. Quince (15) en el departamento de Guajira: Albania, Barrancas, Dibulla, Distracción, El Molino, Fonseca, Hato Nuevo, La Jagua del Pilar, Maicao, Manaure, Riohacha, San Juan del Cesar, Uribia, Urumita y Villanueva.
7. Seis (6) en el departamento de Guainía: Cacahual, La Guadalupe, Pana, Puerto Colombia, Puerto Inírida y San Felipe.
8. Sesenta y cuatro (64) en el departamento de Nariño: Aldana, Ancuyá, Aponte, Arboleda, Barbacoas, Belén, Buesaco, Carlosama, Cartago, Chachagüí, Colón-Génova, Consacá, Córdoba, Cumbal, Cumbitara, El Charco, El Contadero, El Peñol, El Tablón, El Tambo, Francisco Pizarro, Funes, Guachucal, Guaitarilla, Gualmatán, Iles, Imués, Ipiales, La Cruz, La Florida, La Unión, La Tola, Leiva, Linares, Maguá, Mallama, Mosquera, Nariño, Olaya Herrera, Ospina, Pasto, Payán, Policarpa, Potosí, Puerres, Pupiales, Ricaurte, Roberto Payán, Rosario, Samaniego, San Bernardo, San José de Albán, San Lorenzo, San Pablo, Sapuyes, Sandoná, Santa Bárbara de Iscuandé, Santacruz-Guachaves, Sotomayor, Taminango, Tangua, Tumaco, Túquerres y Yacuanquer,
9. Veintisiete (27) en el departamento de Norte de Santander: Abrego, Bochalema, Bucarasica, Chinácota, Convención, Cúcuta, Durania, El Carmen, El Tarra, El Zulia, Hacarí, Herrán, La Esperanza, La Playa, Los Patios, Ocaña, Pamplona, Pamplonita, Puerto Santander, Ragonvalia, San Calixto, San Cayetano, Sardinata, Teorama, Tibú, Toledo, y Villa del Rosario.
10. Trece (13) en el departamento de Putumayo: La Dorada – San Miguel, La Hormiga o Valle del Guamuez, Puerto Asís y Puerto Leguizamó, Sibundoy, Santiago, San Francisco, Mocoa, Colón, Puerto Caicedo, Orito, Puerto Guzmán y Villa Garzón.
11. Cuatro (4) en el departamento Vaupés: Mitú, Pacoa, Taraira y Yavarate.
12. Tres (3) en el departamento de Vichada: Cumaribo, La Primavera y Puerto Carreño
13. El departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

De los anteriores, se advierte que en la actualidad 12 cuentan con un plan de abastecimiento expedido por el MME, estando aún pendiente el de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Todo lo anterior se presenta para indicar que las zonas de frontera son más vulnerables a situaciones particulares e independientes a las dinámicas del resto del país y que por lo tanto, deben ser analizadas con especial atención por parte de la UPME, esto, por cuanto la actividad de distribución de combustibles, de cara al consumidor final, debe ser ejercida atendiendo la figura de prelación dispuesta en la resolución antes citada, lo cual significa que se otorga un orden de “prioridad” a las plantas de abastecimiento ubicadas dentro de los departamentos declarados

⁹ Decreto 2875 de 2001, Decreto 1730 de 2002, Decreto 2970 de 2003, Decreto 1037 de 2004, Decreto 3459 de 2004, Decreto 2484 de 2006, Decreto 1253 de 2010, Decreto 0931 de 2023, compilados en el Artículo 2.2.1.1.2.2.5.1 del Decreto 1073 de 2015.

como zonas de frontera, para ejercer la actividad de distribución de combustibles líquidos, lo que, a su vez, resulta en que cada departamento fronterizo cuente con un plan de abastecimiento que determine, entre otros, cuál o cuáles plantas de abastecimiento están autorizadas para ejercer dicha actividad.

Finalmente, en concordancia con los objetivos del Estado asociados al desarrollo sostenible, como tercer factor fundamental dentro del análisis del presente plan, se presentan los biocombustibles, los cuales son llamados a ser actores clave en un panorama de transición energética, siendo considerados como alternativas que promueven la descarbonización.

Dicho esto, y entendiendo que el Artículo 1° del Decreto 1281 de 2020 dispuso que “...los proyectos presentados en los respectivos planes deberán asegurar el cumplimiento de los requisitos de calidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo, biocombustibles y sus mezclas...”, resulta imperioso revisar con mayor detalle las mezclas que en la actualidad se están usando dentro del territorio Colombiano, por lo que a continuación se presenta también una relación normativa general de los mismos, enfocada en su incidencia sobre la planeación.

La regulación de la calidad de los combustibles se centra en establecer especificaciones técnicas para cada tipo de combustible. En el caso de los combustibles líquidos en Colombia es la Resolución 40103 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía, la norma actual más importante que rige la calidad de estos. Esta resolución deroga y actualiza varias resoluciones anteriores, consolidando los requisitos para gasolina, diésel (ACPM) y Jet Fuel, además de lo indicado en la Resolución 40447 de 2022 en materia de biocombustibles.

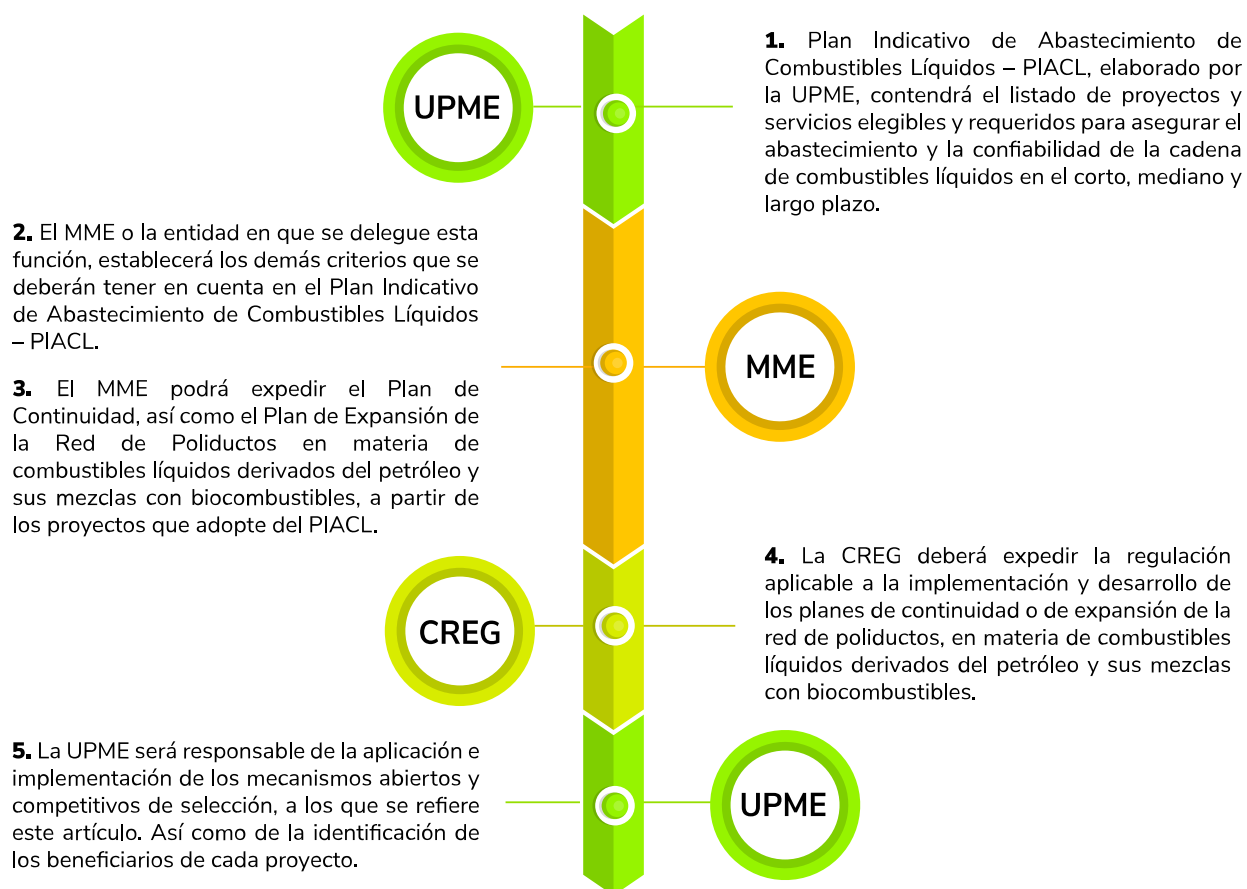
En términos de abastecimiento, los parámetros de calidad definidos por la regulación influyen directamente en la capacidad de producción de las refinerías nacionales y en las decisiones de importación. En el caso de la refinación para cumplir, por ejemplo, con los estándares de bajo azufre, las refinerías nacionales deben invertir en tecnología de desulfuración. Si la infraestructura no cuenta con esto o no está lista oportunamente, esto podría incidir en los volúmenes de importación requeridos, lo cual afectaría la balanza comercial y la seguridad energética. En el caso de la importación, se debe proyectar si el suministro nacional puede satisfacer la demanda garantizando el cumplimiento de los estándares de calidad requeridos. Si esto no es posible, se tendría que planificar mayores importaciones de manera que el combustible adquirido en el extranjero cumpla los requerimientos de calidad nacional, lo que podría limitar las fuentes de suministro y encarecer el producto.

En términos de confiabilidad, la calidad del combustible es un factor crítico, pues un combustible que no cumple con los estándares podría afectar los equipos, los vehículos o la infraestructura de distribución. Dentro del ejercicio de planeación es necesario entonces, incorporar estos estándares de calidad en los modelos de simulación para determinar los requerimientos de la cadena de suministro, incluyendo la capacidad de almacenamiento y transporte. Si la demanda proyectada de un combustible de alta calidad supera la capacidad de producción o de importación del país, se debe identificar ese riesgo y proponer soluciones, como la construcción de nueva infraestructura de almacenamiento o la flexibilización temporal de las normas en caso de emergencia.

Así mismo, el Decreto 1281 de 2020 obliga a que los proyectos de inversión en el sector, presentados por los agentes, garanticen el cumplimiento de los requisitos de calidad. Esto significa que cualquier plan para expandir la capacidad de almacenamiento, transporte o refinación debe incluir los costos y las especificaciones técnicas necesarias para producir o manejar combustibles que cumplan con la normativa vigente y futura.

En el Gráfico 1-1 se presenta la implementación del PIACL según las directrices de los Decretos 1135 de 2022 y 1281 de 2020.

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.

2. CONTEXTO INTERNACIONAL

Esta sección presenta la evolución del comportamiento de la oferta y demanda global de crudo, y de los principales combustibles líquidos refinados y biocombustibles, identificando los principales actores, tendencias y desafíos a los que se enfrenta la infraestructura existente.

En el caso del crudo, se detallan las proyecciones en torno a la producción de los mayores exportadores, la demanda de los principales consumidores y los desafíos de seguridad y transición energética que afectan su comercialización. En el sector de refinados, se examinará la evolución de las capacidades de refinación y del mercado de las principales referencias, bajo un contexto de transición donde se propende por un menor uso de derivados fósiles sin arriesgar la estabilidad macroeconómica y fiscal derivada del ciclo del petróleo. Finalmente, para los biocombustibles, se analizan los avances tecnológicos, las políticas internacionales de sostenibilidad y el rol de estos energéticos en la transición hacia una matriz energética más limpia.

2.1 Crudo

A continuación, se presenta un análisis sobre las tendencias de producción de petróleo a nivel internacional, considerando el panorama de las principales regiones productoras y los factores que podrían impactar su capacidad de oferta en los próximos años. En particular, se examinan las dinámicas de los grandes exportadores como Estados Unidos, Rusia y los miembros de la OPEP¹⁰ y OPEP+¹¹, cuyas políticas de producción y decisiones geopolíticas influyen significativamente en la estabilidad y disponibilidad del suministro global. Esto, teniendo en cuenta la implementación de diversas políticas ambientales enfocadas en reducir el consumo de combustibles líquidos, que estos países, en el intento de diversificar sus matrices energéticas, podrían afectar las futuras inversiones en exploración y producción de crudo, a nivel mundial.

De acuerdo con análisis presentados por Wood Mackenzie¹², las dinámicas recientes de la oferta mundial de crudo son variadas y responden tanto a factores internos de la industria como a contextos geopolíticos y económicos globales. A continuación, se detalla brevemente los principales determinantes:

a. Capacidad de Producción: La oferta mundial de crudo depende en gran medida de la capacidad de entrega de los grandes productores, como Estados Unidos, Arabia Saudita y Rusia. En Estados Unidos, la producción está impulsada principalmente por la explotación de *shale Oil*¹³, que ha contribuido a aumentar significativamente la oferta global de crudo en la última década. Sin embargo, la sostenibilidad de esta producción en el mediano y largo plazo depende principalmente del costo de su producción y de la eficiencia de las tecnologías aplicadas, ya que este tipo de pozos presentan unas tasas de declinación elevadas y altos requerimientos de inversión.

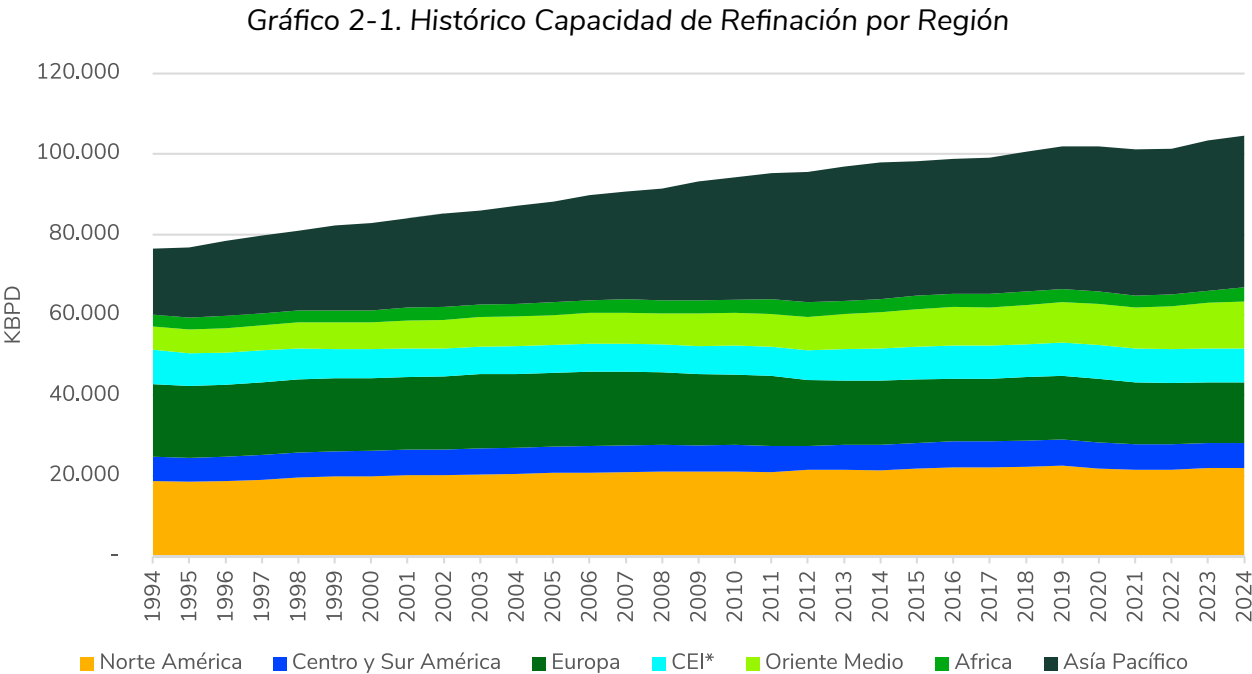
10 OPEP: Organización de Países Productores de Petróleo (Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Irán, Kuwait, Venezuela, Argelia, Libia, Nigeria, Gabón, República del Congo, Guinea Ecuatorial, Angola)

11 OPEP +: Alianza entre los 13 miembros de la OPEP y 10 países productores de petróleo que no forman parte de la organización.

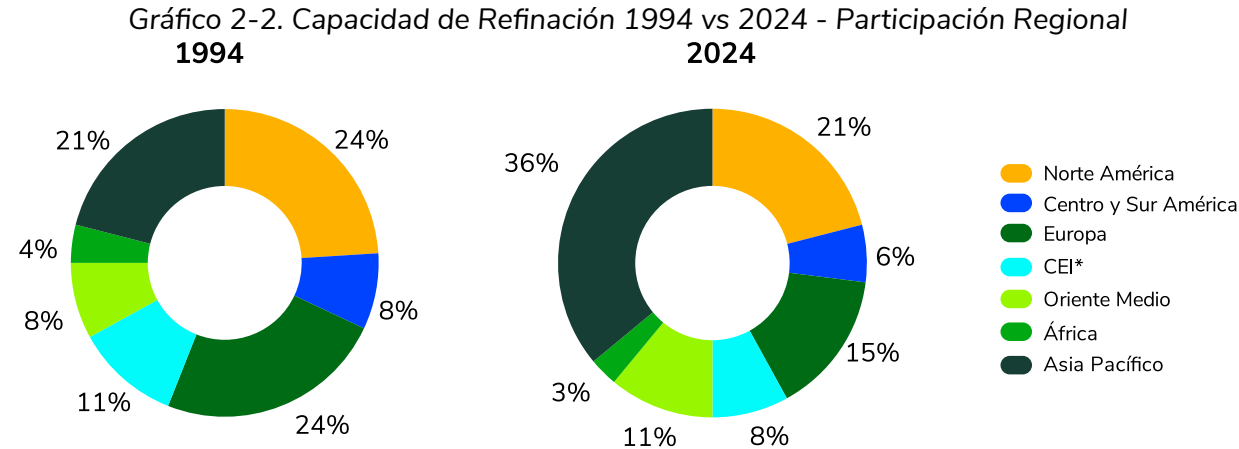
12 Wood Mackenzie, Macro oils short-term outlook: October 2024 & Macro oils strategic planning outlook 2024.

13 Shale Oil: Crudo contenido en rocas de muy baja permeabilidad donde la litología es predominantemente lutitas y limolitas, que puede ser líquido a condiciones de yacimiento o de superficie y requiere para su producción económica fracturamiento hidráulico extensivo (ANH, Instructivo Recursos y Reservas).

A continuación, se presenta el histórico de capacidad de refinación a nivel global según región (Gráfico 2-1). En particular, a corte del 2024 la región de Asia Pacífico lideró la capacidad de refinación global con una participación del 36%, seguido por Norte América y Europa con unas participaciones del 21% y 14% respectivamente.



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

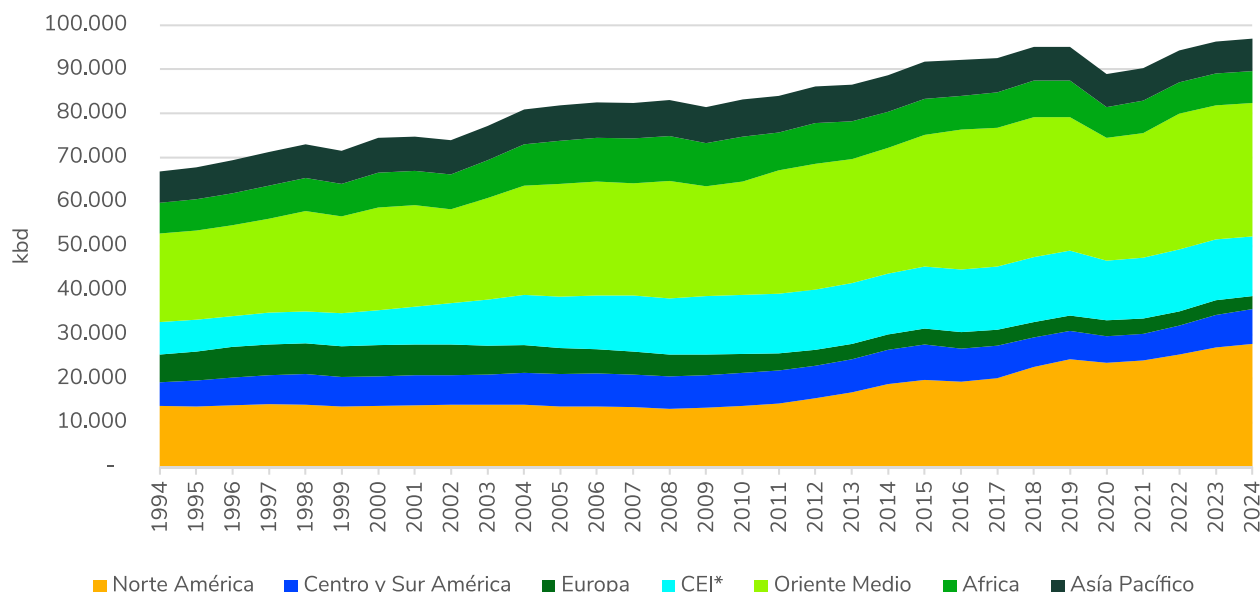


Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

Para 2024, la producción mundial de petróleo crudo aumentó un 3% frente a 2023, con incrementos significativos en regiones como Norte América (3%) y Centro y Sur América (6%). Estos aumentos compensaron los recortes de producción implementados por la OPEP+, que mantuvo la misma producción en las regiones de Oriente Medio y Asia-Pacífico¹⁴.

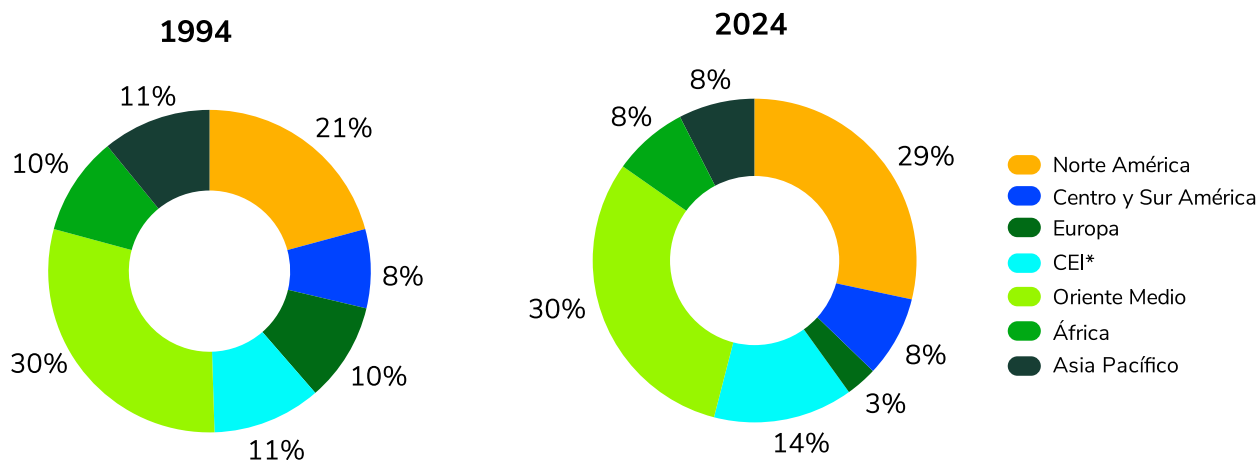
¹⁴ Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024, <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>.

Gráfico 2-3. Histórico Producción Mundial de Crudo por Región



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

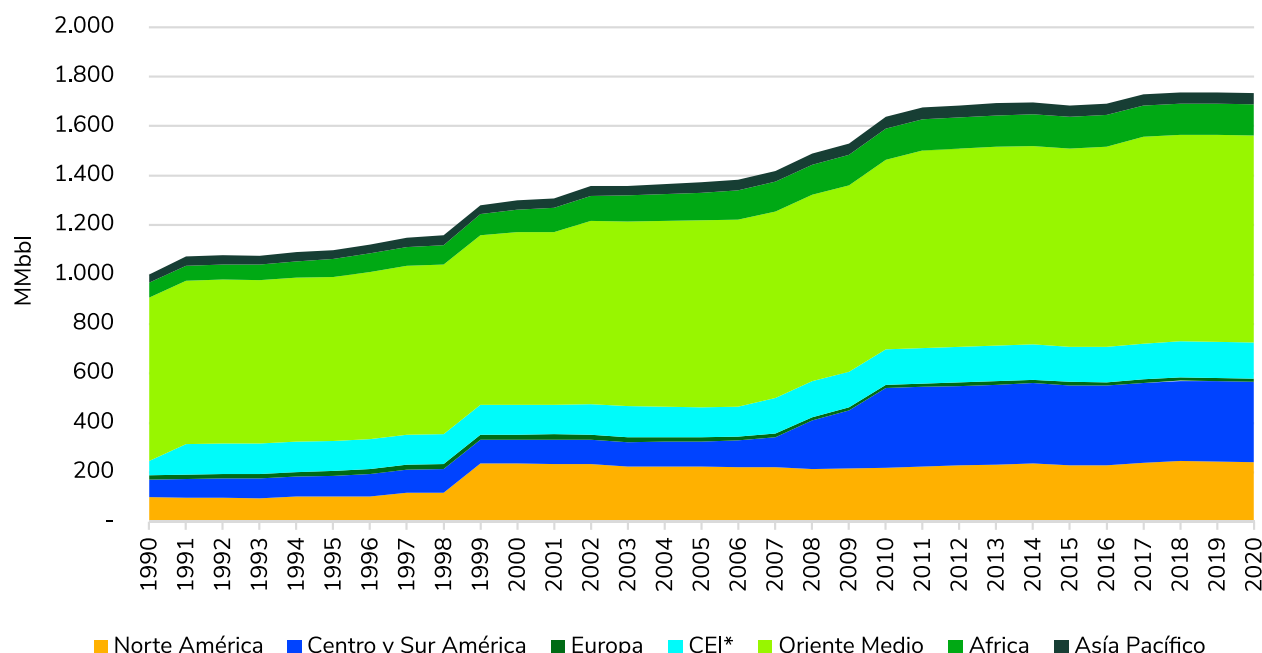
Gráfico 2-4. Producción de Crudo 1994 vs 2024 - Participación Regional



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

Ahora bien, a nivel mundial, las principales reservas probadas se concentran en regiones como el Medio Oriente, América Latina, y América del Norte, donde países como Venezuela, Arabia Saudita y Canadá lideran en términos de volumen. Sin embargo, el aprovechamiento de estas reservas enfrenta retos significativos, incluyendo restricciones tecnológicas, altos costos de producción y crecientes presiones por parte de la transición energética, que busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

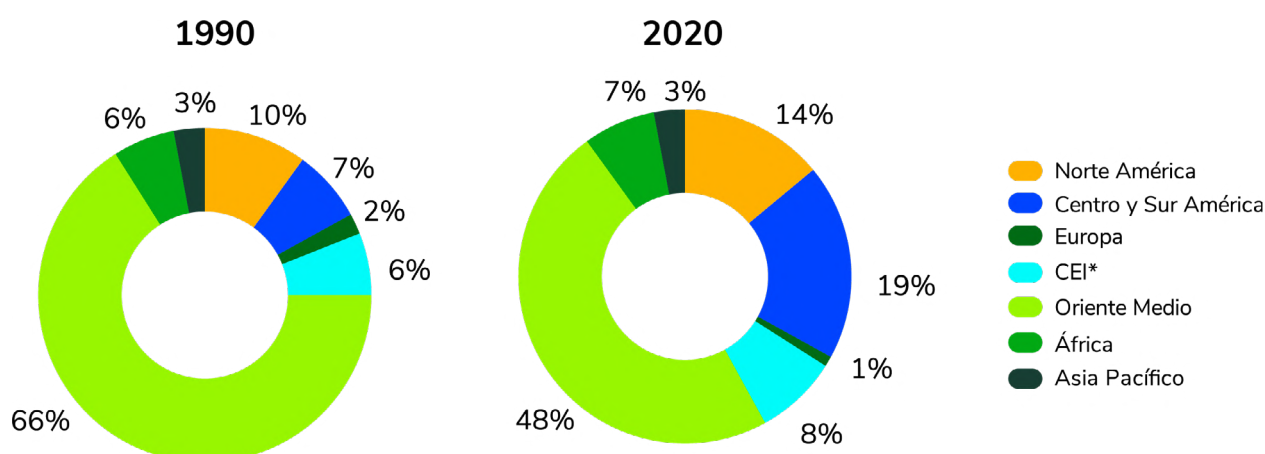
Gráfico 2-5. Histórico Reservas Probadas de Crudo por Región



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy

En este contexto, las reservas internacionales de crudo no sólo son un indicador del potencial energético, sino también un factor clave en la geopolítica global y la sostenibilidad económica de los países productores. A continuación, se presenta a corte del 2020 la distribución de las reservas probadas de crudo a nivel internacional.

Gráfico 2-6. Reservas Probadas 1990 vs 2020 - Participación Regional



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

De acuerdo con la información de la Administración de Información Energética de Estados Unidos, EIA¹⁵ por sus siglas en inglés, Estados Unidos alcanzó una producción de una producción de 20,14 MBPD para 2024, la cual podría disminuir gradualmente a partir 2030 debido a la reducción en la disponibilidad de pozos de bajo costo.

En este mismo sentido, Arabia Saudita, como el mayor productor de la OPEP, ha mantenido su producción cerca de los 11 MBPD, lo cual le permite influir en el mercado global. Su capacidad de almacenamiento y su habilidad para reducir o aumentar la producción según la demanda global, le brinda a este país una ventaja significativa en el control del suministro.

Por su parte, Rusia ocupa el tercer lugar dentro de los países ofertantes de crudo con 10.7 MBPD en 2024. Sin embargo, recientemente se enfrenta a una serie de restricciones comerciales ante las sanciones y restricciones políticas y económicas que afectan la inversión en su sector energético.

Adicionalmente, países como Emiratos Árabes Unidos, Kuwait e Irak, han aumentado su producción, mientras que otros miembros enfrentan limitaciones. En este sentido la OPEP representa un tercio de la producción global actual, y se espera que esta participación aumente al 43% hacia 2050, a medida que la producción de países no pertenecientes a la OPEP disminuya.¹⁶

b. Política de Producción de la OPEP+, Sanciones y Restricciones Políticas: La oferta mundial de crudo se ve influenciada tanto por las políticas de producción de la OPEP+ como por las sanciones y restricciones geopolíticas impuestas a ciertos países productores. Estos dos factores interdependientes afectan directamente la estabilidad del mercado de crudo, ya que impactan en la capacidad de producción y en la disponibilidad de suministro a nivel global.

En el caso de la OPEP+ hace uso de políticas de recorte o incremento de producción para gestionar el equilibrio entre oferta y demanda en el mercado petrolero global. La capacidad de la OPEP+ para ajustar rápidamente su producción permite amortiguar las fluctuaciones de precios y evitar excesos o déficits significativos en la oferta de crudo. A la fecha¹⁷, la OPEP+ mantiene recortes de producción voluntarios para compensar la debilidad en la demanda y la incertidumbre económica, además de los riesgos geopolíticos en Medio Oriente. Estos recortes no solo regulan el suministro de crudo, sino que también protegen los precios de variaciones significativas.

Por su parte, en relación con las sanciones y restricciones geopolíticas aplicadas a países productores como Rusia e Irán, generan impacto directo en la oferta de crudo. En el caso de Rusia, las sanciones impuestas debido al conflicto con Ucrania han restringido sus exportaciones de petróleo y han limitado su acceso a tecnología y financiamiento internacional. De manera similar, Irán enfrenta sanciones que han reducido sus exportaciones, limitando su participación en el mercado global de crudo.

c. Innovación y Eficiencia Tecnológica: La adopción de nuevas tecnologías y la mejora en la eficiencia de extracción y producción son determinantes importantes de la oferta, especialmente en regiones de producción no convencional, como en Estados Unidos. Innovaciones en técnicas de perforación, recobro mejorado y extracción, permiten maximizar la producción de los pozos y reducir los costos. En este caso, la eficiencia operativa es especialmente importante en un contexto de transición energética, donde las compañías buscan reducir sus emisiones y optimizar costos.

15 EIA: Energy Information Administration

16 Forbes. (2024, septiembre). OPEP dominará el 52% del mercado petrolero global en 2050, según nuevas proyecciones. Forbes México. <https://forbes.com.mx/opec-dominara-el-52-del-mercado-petrolero-global-en-2050-segun-nuevas-proyecciones/>

17 Fecha de publicación del informe: 24 marzo 2024

En conjunto, estos factores interactúan para definir la oferta mundial de crudo. La capacidad de los países de mantener e incrementar su producción, la influencia de las políticas de la OPEP+, y las inversiones en infraestructura y tecnología son los pilares sobre los que se sostiene la oferta global en un mercado cada vez más complejo y dinámico.

Por otra parte, en relación con la demanda internacional de crudo, el informe de S&P Platts¹⁸ presenta a este commodity¹⁹ como fundamental en la economía global, impulsando el crecimiento de sectores estratégicos como el transporte, la industria petroquímica y la generación de energía.

En particular, se plantea que, a pesar del avance de la transición energética a nivel global, así como la creciente adopción de fuentes renovables, el petróleo continúa siendo una fuente clave de suministro energético a nivel global. En este sentido, su relevancia se mantiene no solo en términos de consumo directo, sino también como materia prima para múltiples industrias que dependen de sus derivados.

Ahora bien, en los últimos años, la demanda de crudo ha mostrado resiliencia frente a desafíos como las fluctuaciones económicas y los cambios en la geopolítica energética. En particular, se destacan los siguientes eventos:

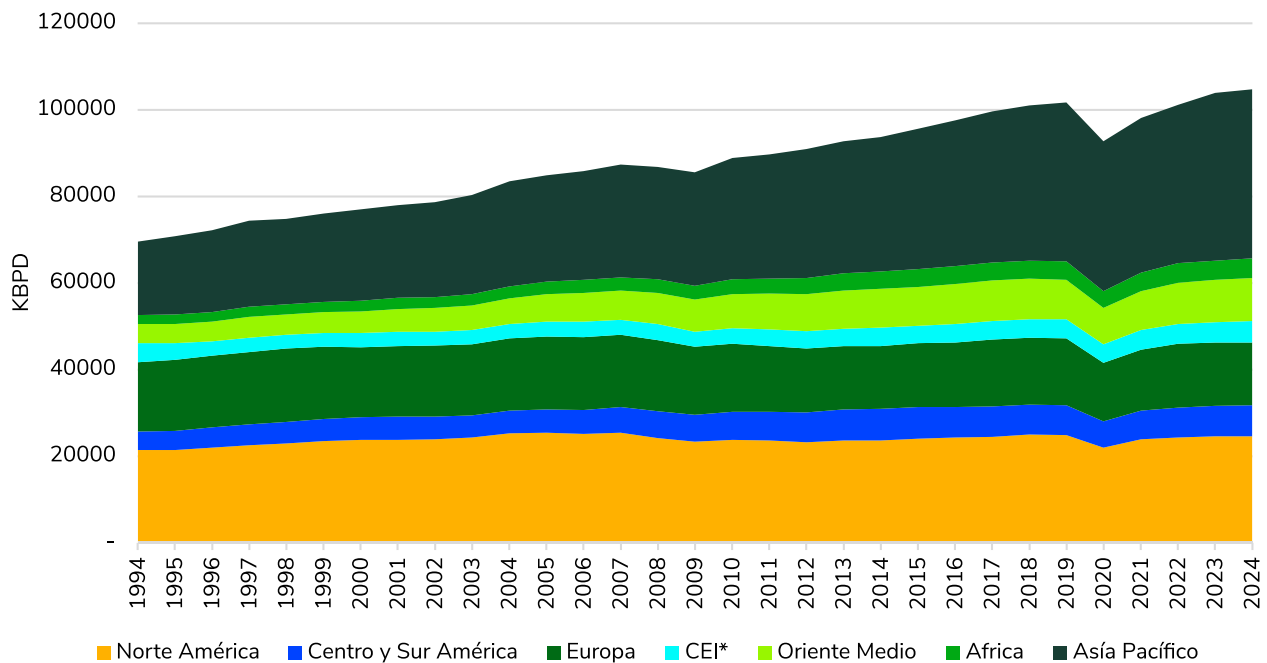
- **Recuperación Económica Postpandemia:** El consumo de combustibles líquidos ha aumentado a medida que las economías se han recuperado de los efectos de la pandemia, especialmente en países emergentes con alto crecimiento industrial. La reactivación de la actividad manufacturera y el incremento en el comercio global han generado una mayor necesidad de transporte, impulsando la demanda de crudo.
- **Crecimiento de la Industria Petroquímica:** La producción de plásticos, fertilizantes y otros productos petroquímicos sigue siendo un motor importante de la demanda de crudo. Este sector continúa expandiéndose en regiones como Asia, donde la urbanización y el desarrollo industrial requieren grandes volúmenes de insumos petroquímicos.
- **Divergencia Regional en el Consumo:** Mientras que Europa y Norteamérica han comenzado a reducir su consumo debido a la transición energética y políticas ambientales, Asia sigue siendo el principal motor del crecimiento de la demanda, con China e India a la cabeza. En América Latina, aunque la demanda de crudo sigue siendo relevante, las políticas ambientales y la diversificación de la matriz energética también comienzan a influir en la reducción del consumo.

A continuación, se presenta la demanda histórica de crudo a nivel regional, donde se puede ver que la región de Asia Pacífico ha presentado una mayor tasa de crecimiento en su consumo de crudo respecto de sus pares:

18 S&P Global. (2025). Crude Oil Marketwire.

19 En el contexto de la economía de la energía, un commodity es una materia prima o un bien básico que se utiliza como insumo en la producción de otros bienes y servicios. Su característica principal es su homogeneidad, lo que significa que un bien de un productor es esencialmente idéntico a un bien del mismo tipo de otro productor, sin importar su origen. Esto hace que el factor determinante en el precio sea la oferta y la demanda global, y no la marca o el productor.

Gráfico 2-7. Histórico Consumo de Crudo por Región



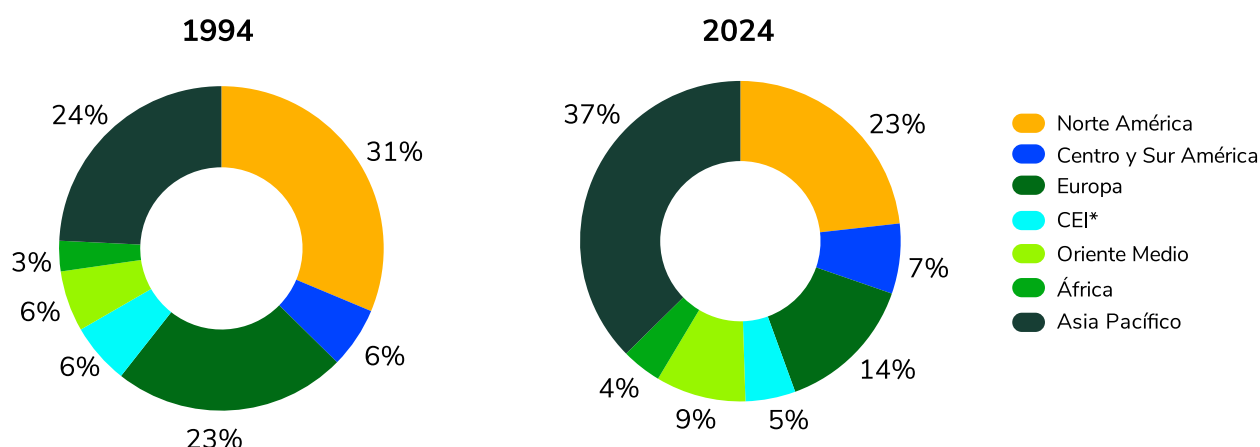
Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

Finalmente, de acuerdo con los datos dados a lo largo del informe “Short-Term Energy Outlook” de la EIA (diciembre de 2024), se proyecta que el consumo global de petróleo aumentará en 1.3 millones de barriles por día en 2025. Sin embargo, estas tasas de crecimiento son inferiores al promedio histórico de 1.5 millones de barriles por día previo a la pandemia, lo que indica una desaceleración en la recuperación del consumo de crudo. Esta desaceleración también refleja un mayor esfuerzo por parte de los gobiernos y las empresas en la búsqueda de alternativas energéticas más sostenibles.

Ahora, a pesar del crecimiento continuo de la demanda, diversos factores pueden modificar su trayectoria en el mediano plazo:

- **Políticas de Transición Energética:** Las restricciones a los combustibles fósiles y el avance de la movilidad eléctrica podrían afectar el consumo de crudo en sectores clave como el transporte terrestre. Países europeos han acelerado sus estrategias de descarbonización, lo que incluye regulaciones más estrictas para la venta de vehículos de combustión interna y subsidios para energías limpias.
- **Geopolítica y Oferta Energética:** Las decisiones de la OPEP+ y otros productores clave pueden generar volatilidad en los precios del crudo, impactando el equilibrio entre oferta y demanda. Conflictos en regiones clave como Medio Oriente también pueden afectar la disponibilidad de suministro y los precios internacionales.
- **Eficiencia Energética y Sustitución de Hidrocarburos:** La mejora en la eficiencia de los motores y el avance en biocombustibles y combustibles sintéticos podrían moderar el crecimiento de la demanda. Innovaciones tecnológicas en la producción de hidrógeno verde y combustibles sintéticos también podrían reducir la dependencia del crudo en ciertos sectores.

Gráfico 2-8. Consumo Crudo 1994 vs 2024 – Participación Regional



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

Según las últimas estimaciones de la OPEP²⁰, la demanda mundial de petróleo crudo alcanzará los 107,9 MBPD en 2026, los 113,3 MBPD en 2029 y alcanzará su punto máximo en 2050 con 123 MBPD, impulsada principalmente por el crecimiento en los sectores de transporte y petroquímicos en Asia, a pesar de la adopción progresiva de vehículos eléctricos y los avances en la transición energética en otros sectores a nivel global.

En China, se proyecta que la demanda de petróleo alcanzará un pico de 18,9 MBPD en 2035, impulsada por el crecimiento en la industria petroquímica y el transporte, aunque la desaceleración económica y la estrategia de independencia energética que este país ha planteado, podrían moderar su crecimiento a largo plazo. En India, se espera un crecimiento de casi 2 MBPD entre 2024 y 2030, respaldado por la industrialización y el aumento del transporte, en un contexto de expansión de infraestructura energética. Estados Unidos, con una demanda proyectada de 20.4 MBPD en 2024, verá una reducción progresiva debido a la electrificación del transporte, aunque la industria petroquímica y la aviación seguirán dependiendo del petróleo. En Europa, la demanda mantiene una tendencia a la baja, con una reducción anual de 80,000 barriles diarios en 2024, impulsada por la transición energética y el fortalecimiento de las políticas climáticas.

2.2. Refinados

El sector de los refinados de petróleo desempeña un papel fundamental en la economía global, ya que provee combustibles y productos derivados esenciales para el transporte, la industria y el comercio. La estructura del mercado de refinados se ve influenciada por una serie de factores que incluyen la oferta y demanda de crudo, la capacidad de refinación instalada a nivel mundial, la regulación ambiental, y los cambios en la demanda de combustibles fósiles impulsados por la transición energética.

20 OPEP, 2025. World Oil Outlook (WOO) – WOO 2025. Disponible para consulta en: <https://publications.opec.org/woo/chapter/142/2640>

En este contexto, históricamente la industria ha debido adaptarse a transformaciones estructurales que afectan tanto a la oferta como a la demanda. Desde el impacto de eventos geopolíticos en la seguridad del suministro hasta la evolución de nuevas tecnologías de refinación y distribución, el sector enfrenta desafíos sin precedentes que moldearán su desarrollo en los próximos años.

En particular, en los últimos años el mercado de refinados ha experimentado variaciones significativas en su equilibrio debido a cambios en la producción de crudo y en la capacidad de refinación. La pandemia de COVID-19 provocó una caída abrupta en la demanda de combustibles, lo que llevó a la disminución de las tasas de utilización de las refinerías y, en algunos casos, al cierre definitivo de algunas instalaciones. A medida que la economía global se recuperó, la demanda de productos refinados volvió a crecer, generando tensiones en la oferta y afectando los precios.

Ahora bien, la oferta mundial de refinados, como la gasolina, el diésel y el combustible de aviación (jet fuel) está estrechamente ligada a la capacidad de refinación global (Ver Sección 2.1), la cual se distribuye de manera heterogénea alrededor del globo. En particular, las regiones con mayores capacidades de refinación incluyen Asia-Pacífico, América del Norte, y el Medio Oriente, mientras que regiones como América Latina se encuentra en agregado como un importador neto de productos refinados. Por su parte, África continúa desarrollando su mercado de refinados, encabezando la lista de construcción de nuevos proyectos de infraestructura en los siguientes 20 años.²¹

China es otro importante productor de refinados, con una capacidad que ha crecido significativamente en las últimas décadas, alcanzando cerca de 17 millones de barriles día en 2024. China ha invertido en mega-refinerías complejas que no solo abastecen el mercado local, sino que también exportan productos refinados, especialmente a otros países de Asia. La estrategia china se centra en aumentar su autosuficiencia energética y en consolidar su rol de exportador en el mercado regional.

India también se ha posicionado como un importante productor de refinados, con una capacidad de alrededor de 5 MBPD, destinada a abastecer tanto su creciente demanda interna como a exportar a mercados vecinos. India ha invertido en aumentar su capacidad de refinación y en la modernización de sus plantas, enfocándose en maximizar la eficiencia y en cumplir con los estándares de emisiones más estrictos, lo cual le permite ampliar sus exportaciones hacia Europa y África.

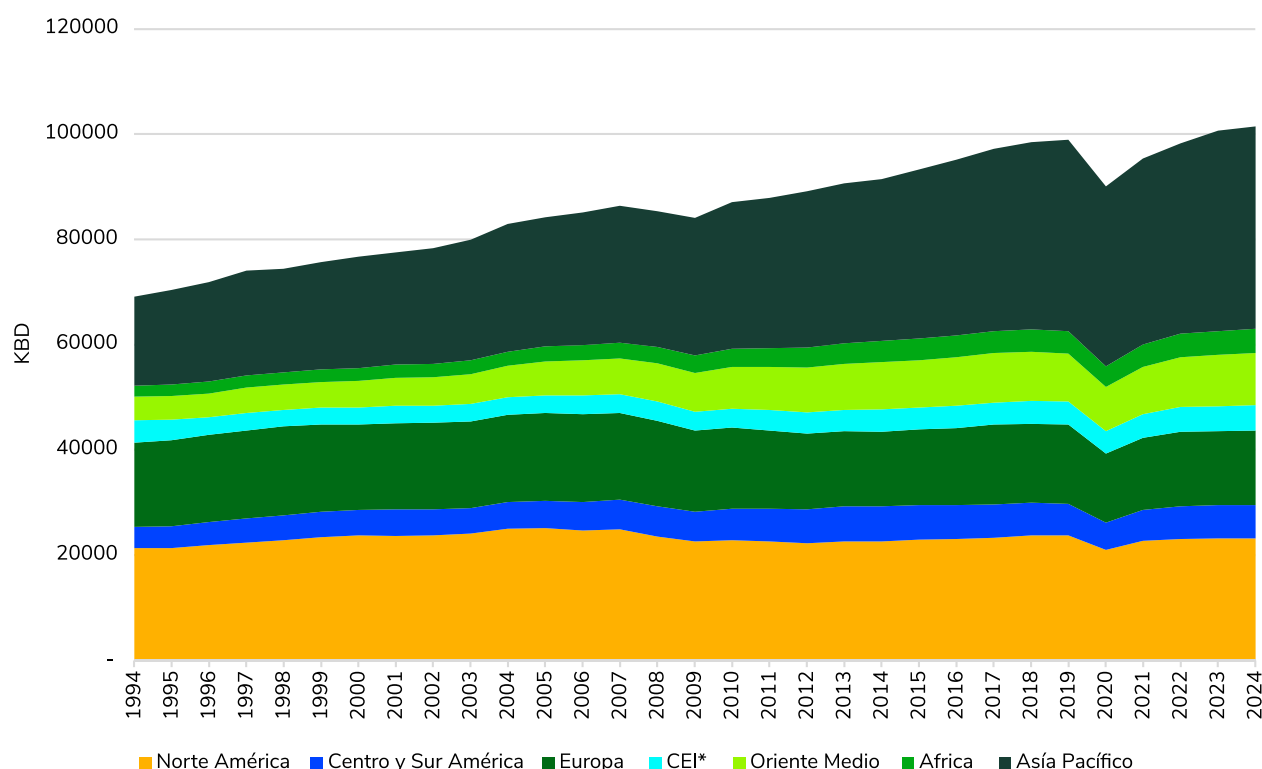
Por su parte, la región de Medio Oriente se presenta como un gran productor de refinados, con capacidad de exportar gran parte de su producción. En particular, estos productores han establecido complejos de refinación a gran escala, diseñados para aprovechar su disponibilidad de crudo y satisfacer la creciente demanda de Asia. Los países del Golfo han logrado integrar sus industrias de refinación con las petroquímicas, obteniendo así productos de mayor valor agregado.

En contraste, la capacidad de refinación en América Latina ha mostrado cierto estancamiento, con problemas estructurales en países como Venezuela y México. A pesar de contar con recursos significativos de petróleo crudo, la falta de inversión y el deterioro de la infraestructura han limitado su capacidad para abastecer de manera interna, generando una mayor dependencia de importaciones de refinados desde EE. UU. y otras regiones.²²

21 Global DataBase. Disponible para consulta en: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/global-top-five-upcoming-oil-refineries/?cf-view>

22 Latin America and the Caribbean product markets short-term outlook October 2024. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-latin-america-and-the-caribbean-product-markets-short-term-outlook-october-2024-150312013/>

Gráfico 2-9. Histórico Demanda Agregada de Refinados por Región



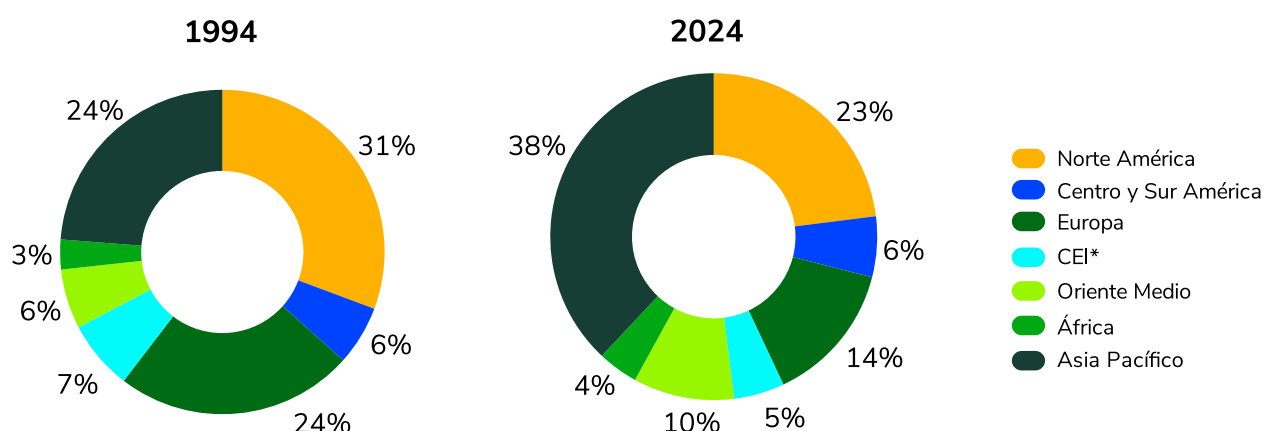
Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

Finalmente, Europa sigue siendo una región con capacidad significativa de refinación, aunque enfrenta retos como la transición energética y el envejecimiento de sus infraestructuras. En los últimos años, algunas refinerías europeas han reducido su capacidad o cerrado debido a costos altos y políticas ambientales más estrictas. No obstante, la región continúa produciendo grandes volúmenes de refinados, especialmente para satisfacer la demanda local de diésel y productos de aviación.

Ahora bien, respecto de la demanda de refinados, la misma presenta una relación con nivel de desarrollo de cada país²³. En economías avanzadas, como Estados Unidos y Europa, el consumo de gasolina ha mostrado signos de estancamiento debido a la mayor eficiencia de los vehículos y al crecimiento de la movilidad eléctrica. En contraste, en regiones como Asia y América Latina, la demanda sigue en ascenso, impulsada por el crecimiento económico y la expansión de la infraestructura de transporte. Por otro lado, el crecimiento de la demanda de productos como el diésel y el combustible de aviación ha estado impulsado por la reactivación del transporte de carga y la movilidad aérea. En contraste, la gasolina ha mostrado una tendencia más estable, influenciada por factores como la mayor eficiencia de los vehículos y el avance de la electrificación en el sector automotriz.

23 Latin America and the Caribbean product markets short-term outlook October 2024. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-latin-america-and-the-caribbean-product-markets-short-term-outlook-october-2024-150312013/>

Gráfico 2-10. Demanda agregada de refinados 1994 vs 2024 – Participación Regional



Fuente: Elaboración UPME con datos Statistical Review of World Energy – Energy Institute

De acuerdo con los analistas²⁴, uno de los principales retos para la industria de refinados es la creciente presión por reducir las emisiones de carbono y adaptarse a los objetivos climáticos globales. Las regulaciones ambientales han llevado a que las refinerías modernicen sus procesos para reducir la emisión de contaminantes y mejorar la calidad de los combustibles producidos. Un ejemplo de esto es el endurecimiento de las normas sobre el contenido de azufre en combustibles marinos, lo que ha impulsado la demanda de combustibles ambientalmente más amigables.

Adicionalmente, la creciente penetración de biocombustibles y combustibles sintéticos representa tanto un desafío como una oportunidad para las refinerías. Mientras que estos nuevos combustibles pueden desplazar parte de la demanda de productos derivados del petróleo, también pueden ser incorporados en mezclas para reducir la huella de carbono de los combustibles tradicionales.

Otro aspecto relevante es la digitalización de las operaciones de refinación. El uso de inteligencia artificial y análisis de datos en tiempo real está permitiendo mejorar la eficiencia energética y la optimización de procesos, reduciendo costos y minimizando el impacto ambiental.

Resumiendo, en el corto y mediano plazo, se espera que el mercado de refinados continúe su proceso de transformación impulsado por la transición energética y las fluctuaciones en la oferta y demanda global. La demanda de productos refinados seguirá estando influenciada por el crecimiento económico, las políticas energéticas de los diferentes países y la evolución de las tecnologías alternativas.

A largo plazo, la industria de refinados enfrentará un panorama desafiante debido a la electrificación del transporte, el avance de los combustibles alternativos y la mayor regulación ambiental. No obstante, la adaptación de las refinerías a nuevas tendencias y la incorporación de tecnologías innovadoras podrán permitir su permanencia en el mercado y su transformación hacia una industria más sostenible²⁵.

²⁴ Wood Mackenzie. (2024). Oil refining in the energy transition: Key questions answered. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/news/opinion/oil-refining-in-the-energy-transition-key-questions-answered/>

²⁵ Los datos correspondientes a este capítulo se encuentran en el Anexo 1 – Contexto Internacional PIACL 2025-2034.

3. OFERTA NACIONAL

En el ejercicio de planeación del sector de combustibles líquidos para los siguientes 15 años, resulta necesario evaluar el componente de “suministro” de éstos a lo largo de su cadena de valor, iniciando desde la producción de petróleo en los campos de hidrocarburos hasta su proceso de transformación en las refinerías.

En este sentido, este capítulo aborda la evolución histórica de la producción nacional hasta la fecha, la cantidad y la calidad de las reservas y recursos de petróleo, y su proyección e impacto en las necesidades de las refinerías nacionales para lograr la producción necesaria para lograr una atención continua y confiable de la demanda nacional en el periodo de planeación. De igual forma, se realiza una revisión de los indicadores de reservas, recursos de petróleo y condensados líquidos incluidos en el IRR 2024 emitido por la ANH y se plantean escenarios de referencia para emplear posteriormente en el balance y el modelo de simulación.

Cabe aclarar que, en el presente documento, “combustibles líquidos” se refiere específicamente a gasolina motor (GM), diésel (ACPM) y jet fuel (JP).

3.1. Crudo

La oferta nacional de crudo es un insumo necesario para medir la seguridad energética del país y calcular el abastecimiento requerido por parte de las refinerías. Su análisis requiere una evaluación detallada de las reservas y recursos de hidrocarburos disponibles, así como de los escenarios de producción de éstos a futuro. En este contexto, el Informe de Recursos y Reservas (IRR) publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) cada año, proporciona esta información, de manera que, a partir del análisis del informe de 2024²⁶, se construyeron los diferentes escenarios de oferta de crudo en el horizonte de planeación, con el objetivo de evaluar la capacidad de producción nacional frente a la demanda de las refinerías y su impacto en la planificación del sector de combustibles líquidos.

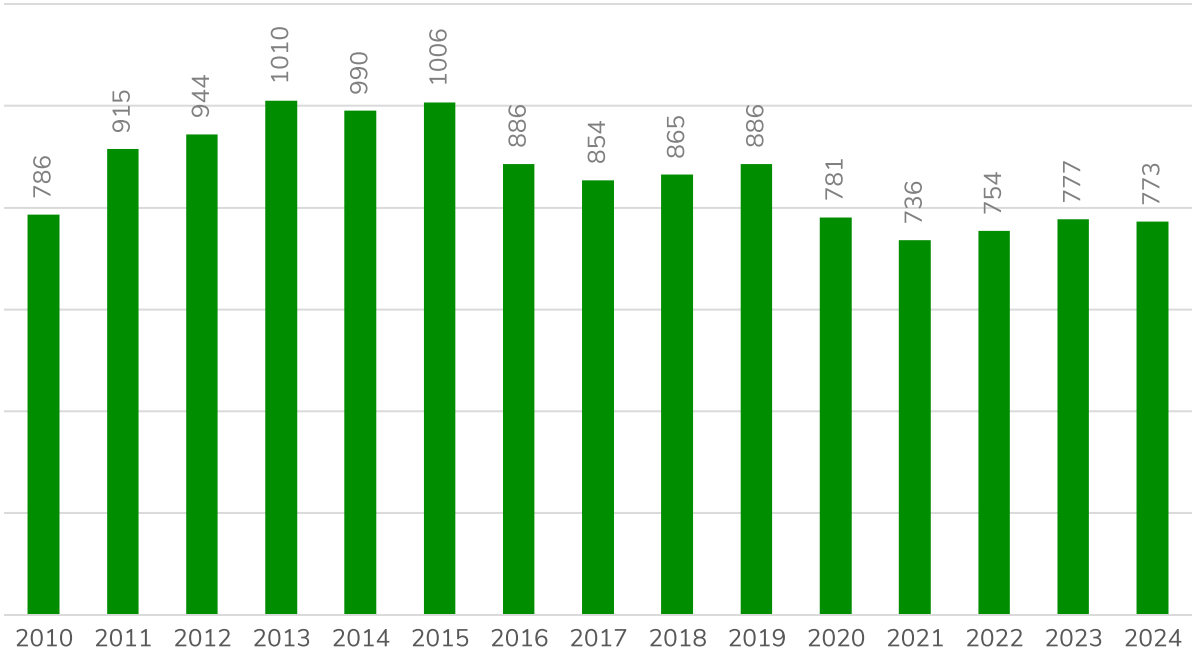
3.1.1 Producción Histórica Nacional de Crudo

La producción histórica del petróleo en Colombia mostró una tendencia creciente entre 2013 y 2015, espacio en el que alcanzó máximos históricos de producción superando el millón de barriles por día (MBPD). Sin embargo, a raíz de la crisis mundial de los precios del petróleo y pese a los esfuerzos de la industria nacional para mantener la producción, en el 2016 se presentó una continua y marcada declinación en la capacidad de producción nacional, registrando una caída

26 Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). Informe de Reservas y Recursos 2024. Disponible para consulta en: https://www.anh.gov.co/documents/27289/Informe_de_Recursos_y_Reservas_IRR_2024.pdf

superior al 30% en menos de una década. Desde entonces, no se ha logrado sobrepasar la meta de los 900 KBPD. Aunado a lo anterior, la pandemia del COVID-19 alteró nuevamente los mercados internacionales y para el 2021 se registraron mínimos de producción del orden de los 736 KBPD. El Gráfico 3-1 presenta el comportamiento de la producción de petróleo en el país en los últimos 15 años.

Gráfico 3-1. Producción histórica de petróleo en Colombia (KBD)

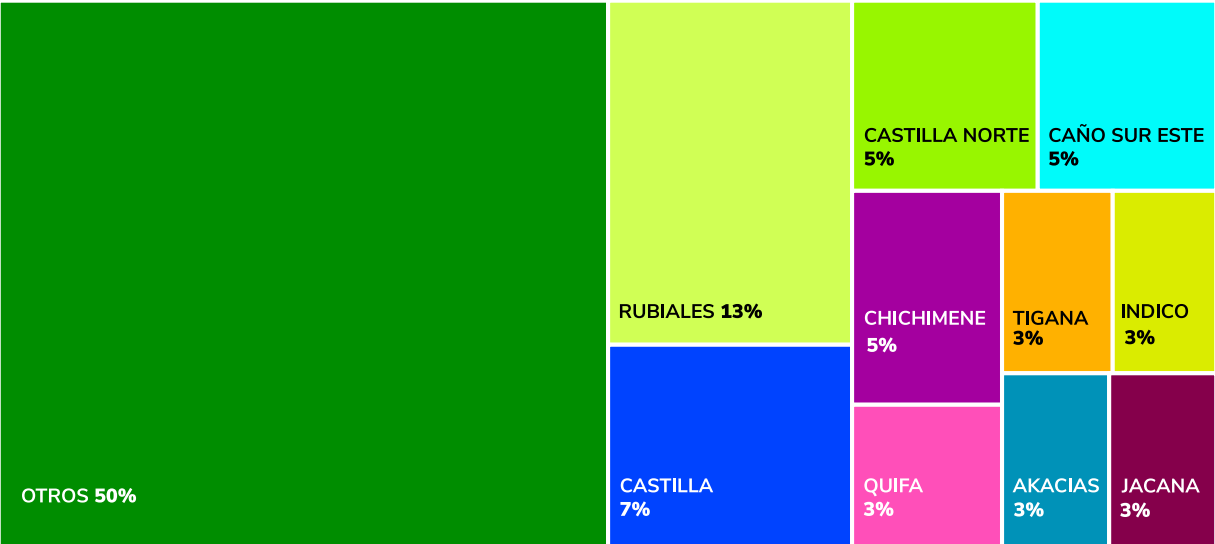


Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

Durante el 2024 los siguientes ocho (8) campos ingresaron a la lista de campos que aportaron a la producción de petróleo, en comparación con los que aportaron en 2023: Alberta, Barque4, Kimbo, Lilia-Angie Unificado, Pavas Cachira, Progre3, Tronos y Unificado Río Ceibas, ubicados en las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. El año cerró con una producción de 773 KBPD, que significa una reducción aproximada de 1% con respecto al año 2023.

En el Gráfico 3-2 se registra los diez (10) principales campos productores de crudo para el año 2024, los cuales aportaron el 50% de la producción total nacional y corresponden a los campos Rubiales, Castilla, Castilla Norte, Caño Sur Este, Chichimene, Quifa, Tigana, Indico, Akacias y Jacana.

Gráfico 3-2. Principales campos productores de petróleo en 2024 (%)



Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

3.1.2. Importación histórica de crudo

El panorama de la importación de crudo en Colombia, si bien minoritario frente a la producción nacional, ha mostrado una tendencia creciente y variable en los últimos 7 años. A partir de 2018, la necesidad de importar crudo comenzó a ser más consistente después de un periodo (2009-2017) en el que las importaciones fueron mínimas o nulas, coincidiendo con altos niveles de producción primaria en 2018 y 2019.

Como se observa en la Tabla 3-1, las importaciones pasaron de ser esporádicas y de bajo volumen (generalmente menos de 2.500 KB anuales entre 2007 y 2021) a alcanzar un pico de 9.115 KB en 2023, y mantenerse en un nivel alto de 5.688 KB en 2024. Este aumento reciente sugiere una posible recalibración en la dinámica del mercado interno y/o en la capacidad de las refinerías para procesar el crudo nacional, lo que ha requerido complementar la demanda con suministro internacional.

Tabla 3-1. Importación histórica de crudo

Año	Extracción primaria o Producto de transformación (KB)	Importaciones (KB)
2006	192.504	-
2007	193.849	5.029
2008	215.083	1.472
2009	244.770	0
2010	286.841	0

2011	334.072	0
2012	345.548	58
2013	368.603	0
2014	361.488	5
2015	367.035	0
2016	324.239	-
2017	311.725	0
2018	315.901	1.061
2019	323.328	2.388
2020	285.876	740
2021	268.770	2.250
2022	275.327	3.211
2023	284.420	9.115
2024	282.806	5.688

Fuente: Elaboración UPME – Balance Energético Colombiano²⁷

Por otro lado, el comportamiento de la producción primaria también ofrece un contexto clave para entender la dinámica importadora. La extracción primaria alcanzó su máximo entre 2012 y 2015, superando consistentemente los 360.000 KB/año, periodo en el que las importaciones fueron casi inexistentes. Posteriormente en 2020, la producción experimentó una caída, situándose por debajo de los 325.000 KB/año a partir de 2016.

Aunque la necesidad de complementar el suministro con importación ha surgido en los últimos años (3.211 KB en 2022 y 9.115 KB en 2023), esto no representa un aporte significativo de oferta para atender la demanda, la cual se ha abastecido con producción nacional, que se ha mantenido relativamente estable.

3.1.3. Distribución de reservas y recursos de petróleo

Las reservas y recursos de hidrocarburos representan diversas cantidades con potencial de ser extraídos del subsuelo y ser comercializados. Son clasificados periódicamente según el nivel de incertidumbre asociado a su posible explotación y la madurez comercial alcanzada para su desarrollo, lo cual depende de múltiples factores, como el grado de conocimiento del yacimiento, las características fisicoquímicas propias de los fluidos, del medio poroso y de las estructuras geológicas presentes, la disponibilidad de tecnologías, equipos e infraestructura para su explotación, del contexto económico de la actividad, y de variables socioambientales, entre otros factores.

Las reservas son aquellos volúmenes estimados en yacimientos ya descubiertos, comercialmente recuperables bajo condiciones técnicas e infraestructura definidas siguiendo una tasa de producción prevista. Se categorizan en probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) según el sistema de clasificación SPE-PRMS, metodología adoptada por la ANH para la valoración de recursos y

²⁷ UPME, 2025. Balance Energético Colombiano, BECO. Disponible para consulta en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_Balance_Energetico_Colombiano_2022%E2%80%932023.pdf

reservas de hidrocarburos en Colombia²⁸.

Por otra parte, los recursos se clasifican en contingentes y prospectivos; los primeros, corresponden a volúmenes de hidrocarburos a ser potencialmente recuperables desde yacimientos descubiertos y técnicamente conocidos, mediante proyectos de desarrollo que en el momento no son considerados comerciales debido a diversas contingencias, como la falta de mercados viables, limitaciones técnicas y operativas, licenciamiento, cantidades insuficientes para asegurar su factibilidad, entre otras. De manera análoga a las reservas, los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado a las estimaciones recuperables y con base en la madurez del proyecto siguiendo la metodología SPE-PRMS. Aquellos recursos con menor incertidumbre se denominan C1, los de probabilidad media C2 y los de mayor incertidumbre C3. Estos recursos tienen una probabilidad de desarrollo asociada y pueden ser considerados maduros comercialmente si la entidad que declara comercialidad muestra una firme intención de proceder con el desarrollo.

En cuanto a los recursos prospectivos, son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos potencialmente recuperables desde reservorios no descubiertos o proyectos en fase temprana de exploración, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. A pesar del limitado conocimiento geológico y económico, estos recursos también pueden tener asociada una posibilidad de desarrollo comercial.

Es pertinente destacar que conforme un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez comercial en la clasificación, se estima una probabilidad cada vez mayor de que la acumulación sea desarrollada comercialmente y de que las cantidades del proyecto sean clasificadas como reservas.

Con respecto a su categorización, el mejor estimado es la evaluación más realista de las cantidades que se esperan recuperar si solo se reportara un único valor. Si se usan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% (P50) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.

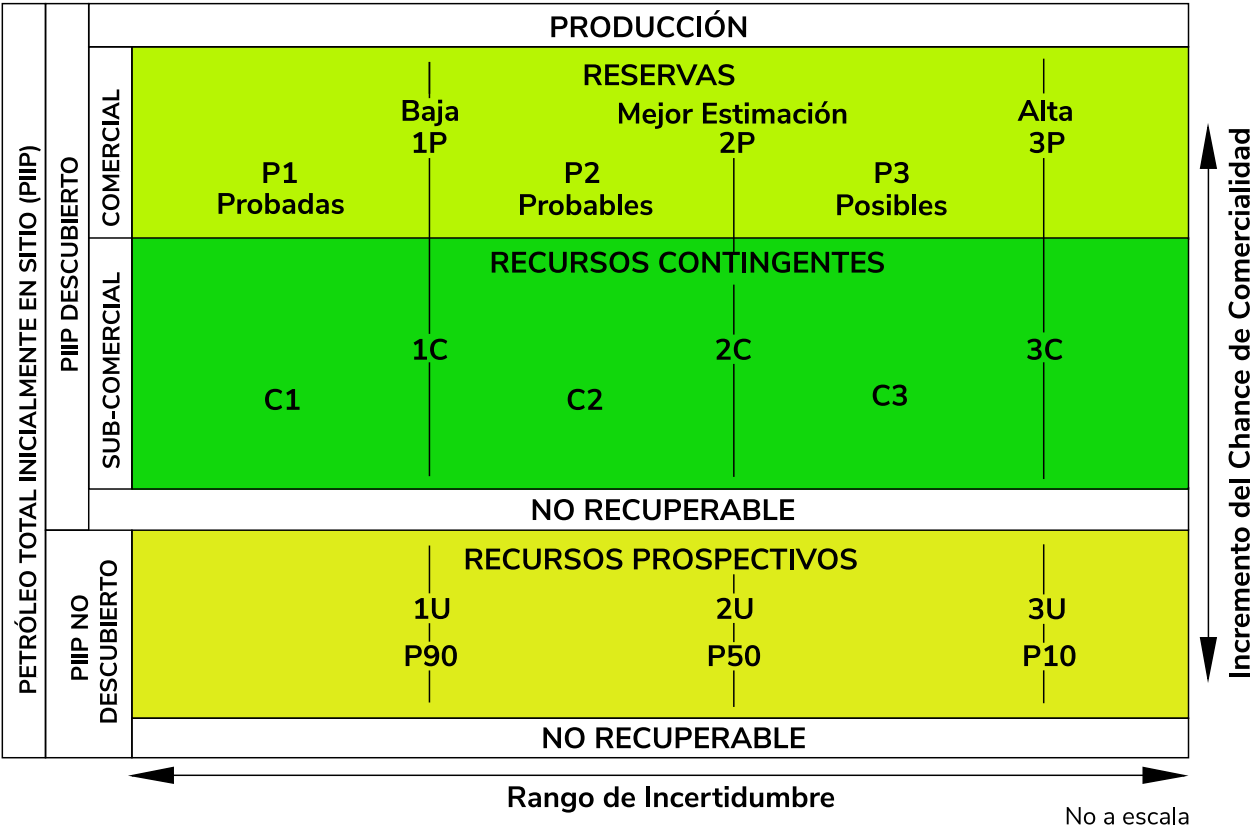
Para la justificación de un proyecto, generalmente es el mejor estimado de la cantidad de reservas o recursos la que pasa la calificación, porque se considera la evaluación más realista de las cantidades recuperables de un proyecto.

En general, se considera que la mejor estimación representa la suma de las estimaciones Probadas y Probables (2P) para reservas, o 2C cuando se citan los recursos contingentes, al agregar un campo, varios campos o los recursos de una entidad (Ver Gráfico 3-3)²⁹.

28 ANH, Acuerdo 011 de 2008, Acuerdo 003 de 2018, Resolución 077 de 2019 y sus modificaciones, por medio de los cuales se adopta y actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país.

29 Fuente: SPE – PRMS, Petroleum Resources Management System. Disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

Gráfico 3-3. Marco de calificación de reservas y recursos



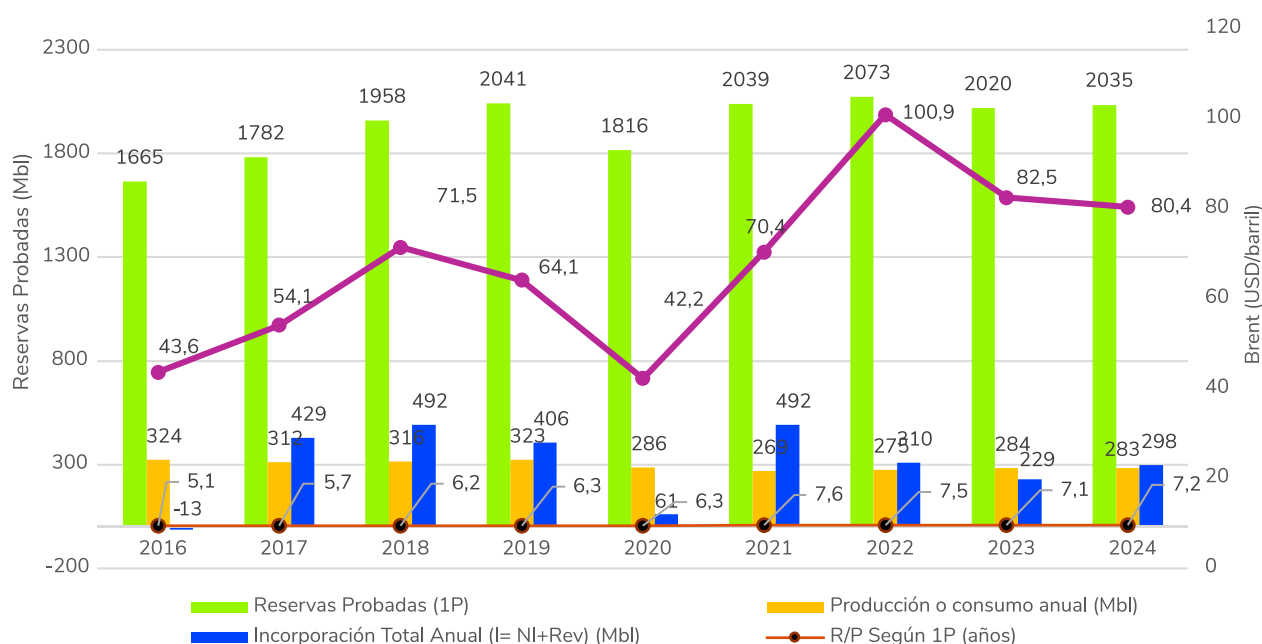
Fuente: Tomada de Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo. Versión 1.0

En ese sentido, a corte de diciembre de 2024³⁰, Colombia reportó 2.035 millones de barriles de reservas probadas mostrando un incremento del 0,7% respecto al volumen registrado a diciembre de 2023; por otro lado, la producción acumulada de 2024 fue de 283 millones de barriles, muy similar a la alcanzada en 2023 (284 millones de barriles) y mayor que la de 2022 y 2021, logrando reponer un 105% los volúmenes de crudo extraídos en 2024 e incorporando un total de 69 Mbl entre 2023 y 2024 (30% crecimiento).

El Gráfico 3-4, muestra la evolución de las reservas probadas de crudo y el comportamiento de la producción antes descrito.

30 Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025). Informe de Reservas y Recursos 2024. Disponible para consulta en: https://www.anh.gov.co/documents/27289/Informe_de_Recursos_y_Reservas__IRR_2024.pdf

Gráfico 3-4. Comportamiento histórico reservas probadas e indicador R/P



Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

El comportamiento de las reservas probadas ha mostrado con el tiempo tener una relación directa con el comportamiento de los precios del crudo, logrando la mayor cantidad de reservas en el 2022, año en el cual los precios del crudo también alcanzaron sus máximos. Asimismo, dentro del detalle de incorporación anual de reservas probadas según el IRR 2024, se observa un aporte significativo de las revisiones técnicas, contribuyendo con 222 Mbl, seguido por los proyectos de recobro mejorado con un aporte de 60 Mbl y nuevos descubrimientos con 3 Mbl.

Por otra parte, la categoría de reclasificación aportó 20 Mbl al volumen de reservas debido a factores técnicos, aunado a una disminución por factores económicos de 7 Mbl, lo cual implica que, por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles.

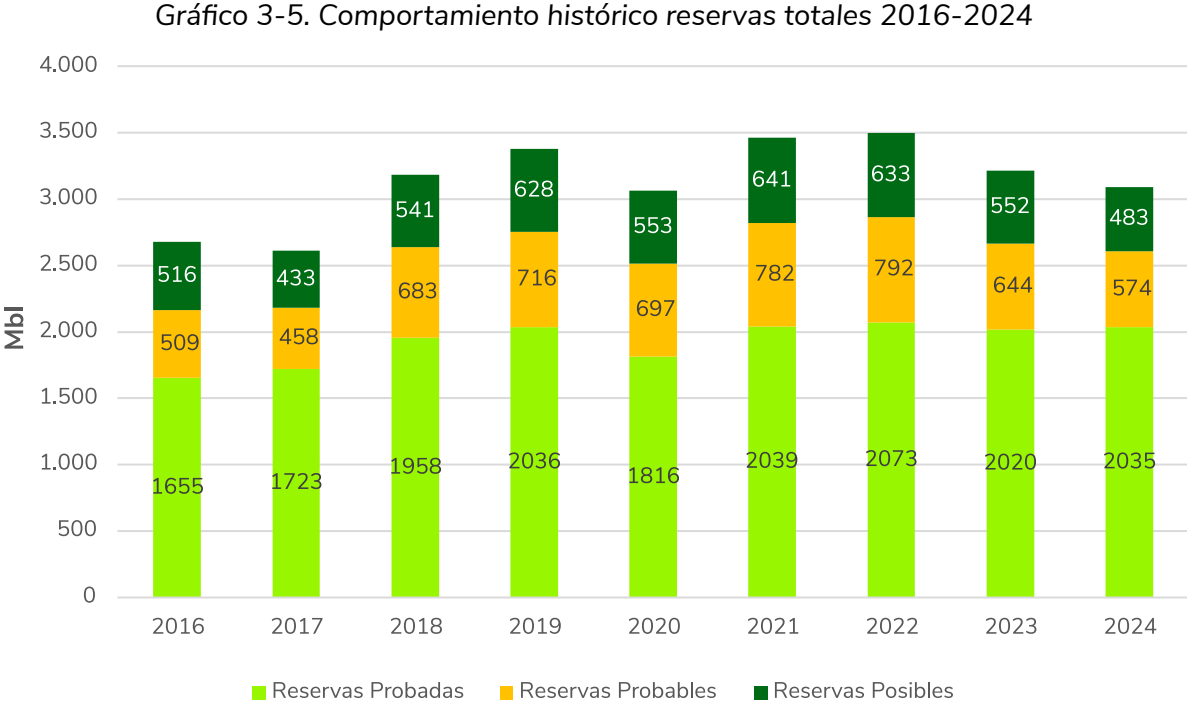
Por otro lado, considerando que el indicador R/P³¹ representa la temporalidad en que la cantidad de reservas probadas se reducen a cero en función de la tasa de producción del último año, para 2023 fue de 7,1 años de autosuficiencia y en 2024, aumentó a 7,2 años. Este indicador se mantiene sobre los 7 años, condición que se alcanzó desde el 2021, año a partir del cual las reservas probadas se han registrado sobre los 2.000 Mbl y las tasas de producción anuales se mantienen sobre los 280 Mbl tanto en 2023 (284 Mbl) como en 2024 (283 Mbl).

Con base en lo anterior, las reservas probables, que requieren información adicional sobre su producción mediante perforación de pozos de desarrollo, alcanzaron un valor de 574 millones de barriles a diciembre de 2024; las reservas posibles, mismas que cuentan con una probabilidad de por lo menos 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P³², y donde los datos sísmicos y de geociencia no permiten delimitar el área del yacimiento con producción económica, cerraron en 483 millones de barriles en 2024.

31 El cual representa la temporalidad en que la cantidad de reservas probadas se reducen a cero en función de la tasa de producción del último año de referencia.

32 $3P = P1 + P2 + P3 = 2P + P3$.

El Gráfico 3-5 presenta el comportamiento histórico de las reservas totales, mostrando una disminución de aproximadamente un 10,8% en las reservas probables y aproximadamente un 12,5% en las reservas posibles respecto al 2023, con un agregado total para las reservas 3P (probadas, probables y posibles) de 3.092 Mbl en 2024, siendo un 3,86% inferior respecto al año 2023.



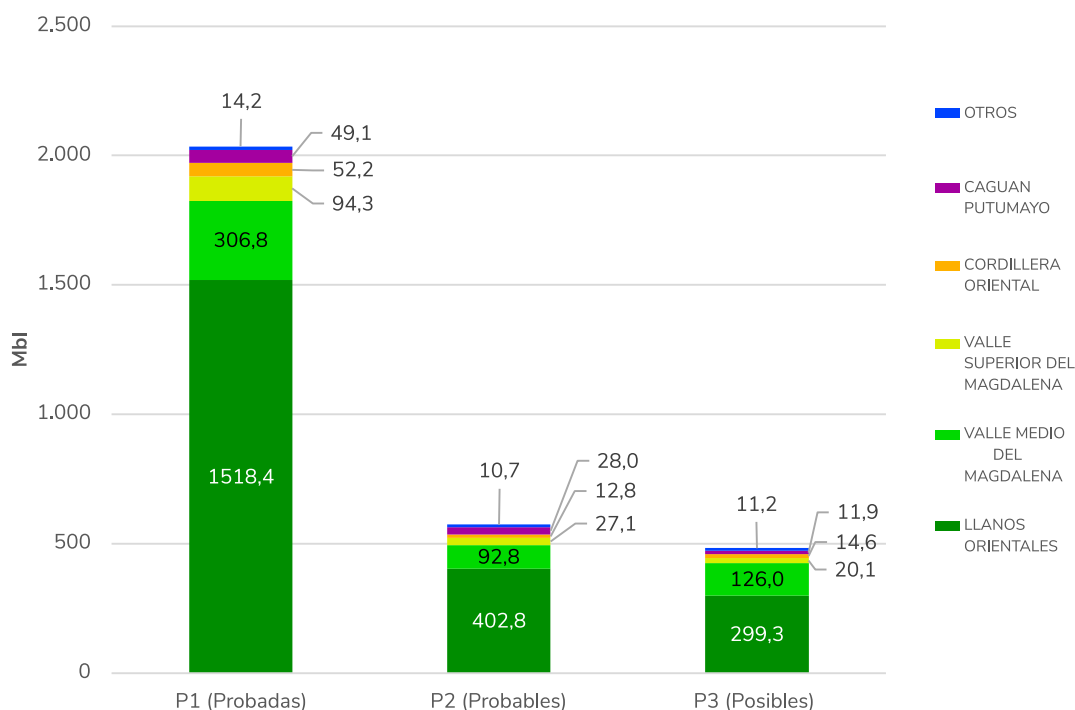
Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Por otra parte, hablando de las principales cuencas sedimentarias que concentran las reservas, como se observa en el Gráfico 3-6, la cuenca de los Llanos Orientales tiene la mayor participación en el total de las reservas probadas con un 75%, seguida por la cuenca del Valle Medio de Magdalena con más del 15% y la cuenca del Valle Superior del Magdalena con aproximadamente un 5%³³.

Con respecto a las reservas probables, las cuencas que mayor aporte hacen son las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Medio de Magdalena con una participación de 70% y 16%, respectivamente, mientras que la cuenca de Caguán Putumayo contribuye con 4,9% y Valle Superior de Magdalena con 4,7%. En cuanto a las reservas posibles, éstas presentan una distribución semejante, donde las cuatro cuencas mencionadas anteriormente, aportan hasta el 94,7% del volumen, siendo la de los Llanos Orientales la de mayor contribución con un 61,9%.

33 ANH, Mayo de 2025. Reservas 1P por cuenca sedimentaria IRR 2024. Disponible para consulta en: [chrome-extension://efaidnbmninnibpcjpcglclefindmkaj/https://www.anh.gov.co/documents/27285/Reservas_1P_por_Cuenca_Sedimentaria__IRR_2024.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/27285/Reservas_1P_por_Cuenca_Sedimentaria__IRR_2024.pdf)

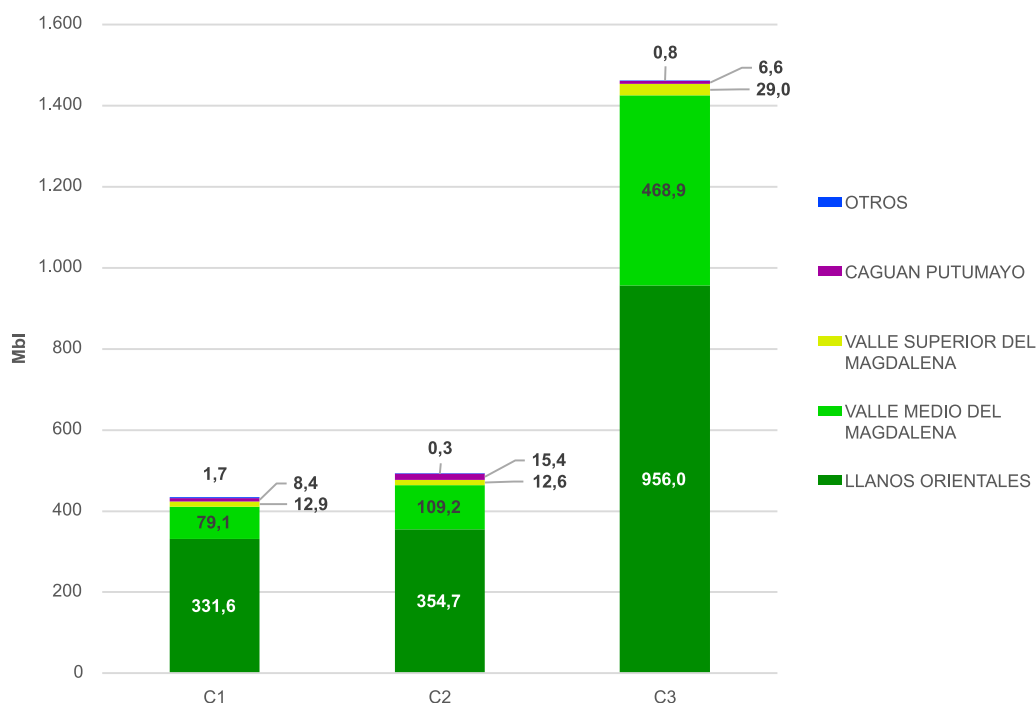
Gráfico 3-6. Reservas de petróleo por cuenca sedimentaria – 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, IRR 2024

Por otra parte, el Gráfico 3-7 muestra la distribución de los recursos contingentes por cuenca sedimentaria, donde a corte de 2024 los recursos contingentes de clasificación C1 estiman un volumen total asociado de 438 Mbl, los C2 en un nivel inferior de volumen contabilizan 498 Mbl, y los C3 con la mayor representación suman alrededor de 1.481 Mbl. Para los recursos C1 y C2, la cuenca de los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena, representan alrededor del 88% del total de volumen, mostrando una tendencia similar al comportamiento de las reservas, situación que prevalece para los recursos C3 con el 95% de recursos estimados.

Gráfico 3-7. Recursos contingentes por cuenca sedimentaria, Diciembre 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, IRR 2024

Para los recursos contingentes C1, la cuenca de los Llanos Orientales aporta un 77% y la del Valle Medio de la Magdalena contribuye con alrededor del 18% del volumen total, mostrando una tendencia similar al comportamiento de las reservas. En este aspecto, el departamento de Antioquia es el que más aporta recursos contingentes, con una participación de 72%; otros departamentos con participación sobresaliente en este tipo de recursos son Atlántico, Boyacá y Arauca. En cuanto a los recursos C2 y C3, mantienen la misma tendencia respecto a los recursos C1, y alrededor del 72% y el 65% de la estimación de volumen, provienen de la cuenca de los Llanos Orientales, respectivamente; y el 22% y 32%, de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3.1.4. Escenarios de Oferta Nacional de Crudo

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.

A continuación, entonces, se describen los tres (3) escenarios considerados para el análisis de la oferta nacional de crudo para el periodo 2025 – 2040, elaborados a partir de la mejor información disponible más reciente remitida oficialmente por la ANH, la cual será el insumo base de la simulación de carga a refinería y cálculo de los excedentes para exportación.

Es importante mencionar que, si bien los escenarios de oferta de crudo se basan en las proyecciones del IRR 2024, debido a que es la mejor información institucional, estas proyecciones se hacen con corte anual desde las operadoras y consideran que no se incorporan en total nuevas reservas y recursos en el horizonte de estudio. Según el comportamiento histórico mostrado anteriormente, se ha logrado incorporar en los últimos 3 años, aproximadamente la misma cantidad de reservas que las que se han producido, acercándose a una relación 1:1, debido a la gestión eficiente de los recursos y reservas de petróleo en los contratos vigentes; por esto se esperaría un comportamiento similar de reposición de reservas y de producción de crudo a corto plazo, pero debido a la alta incertidumbre que esto supone, se toman los datos de proyección del último IRR.

En este sentido, el primer escenario de oferta contempla las cantidades estimadas con menor nivel de incertidumbre y que corresponden al menor volumen agregado de referencia; el segundo escenario, contempla la agregación de reservas adicionales clasificadas en otra categoría de incertidumbre y finalmente, el tercer escenario, considera la incorporación de recursos descubiertos que deben superar contingencias particulares para asegurar su desarrollo y comercialidad.

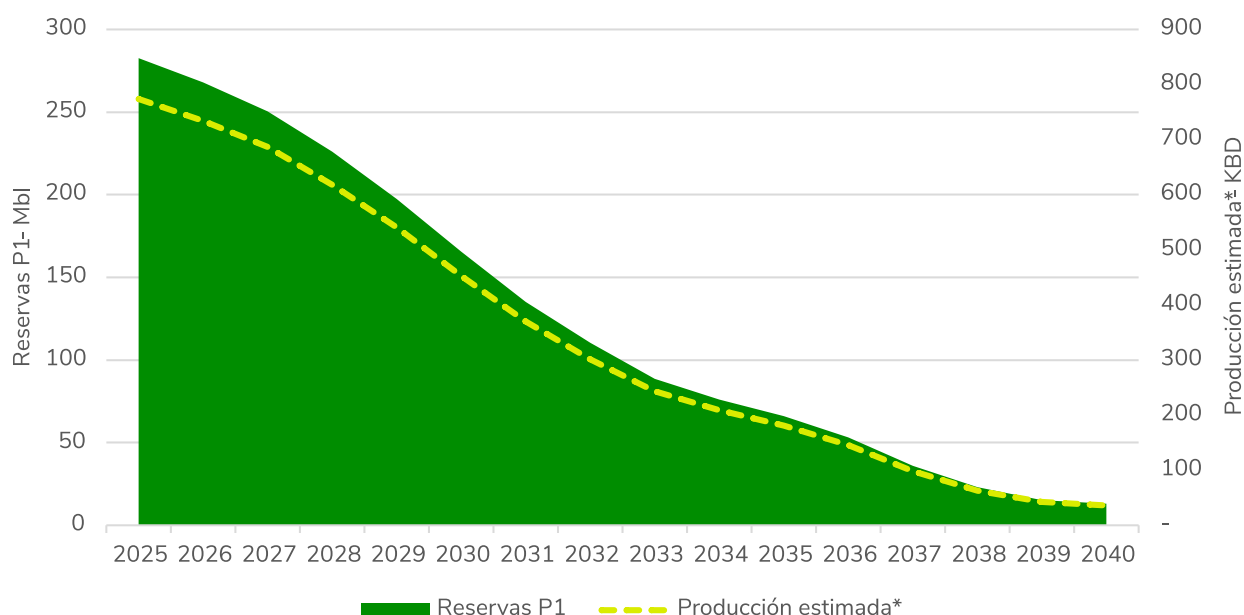
Si bien, la combinación de diversos escenarios proporciona un mayor espectro de oportunidades, cuando se trate de establecer recomendaciones sobre el sistema nacional de suministro y transporte de combustibles líquidos, será a partir del Escenario de Oferta 2.

Cabe resaltar, que los recursos prospectivos no serán incluidos en los supuestos para el análisis de oferta de crudo por considerarse volúmenes con alto rango de incertidumbre de materialización tanto en su descubrimiento como en su desarrollo.

3.1.4.1. Escenario de Oferta 1

Este escenario se caracteriza por considerar los valores de las reservas probadas (1P) estimadas en el IRR de 2024, a partir de la proyección de producción realizada por cada uno de los agentes productores por campo, con un volumen total agregado en el periodo 2025-2040 de 2.007 millones de barriles. Como se observa en el Gráfico 3-8, la proyección de la oferta total tiene una tendencia decreciente en el tiempo, iniciando con un volumen de 282 Mbl en 2025, disminuyendo en un 73% el volumen hacia 2034 y registrando una cantidad de 13 Mbl en 2040.

Gráfico 3-8. Proyección de la oferta y producción estimada - Escenario de Oferta 1



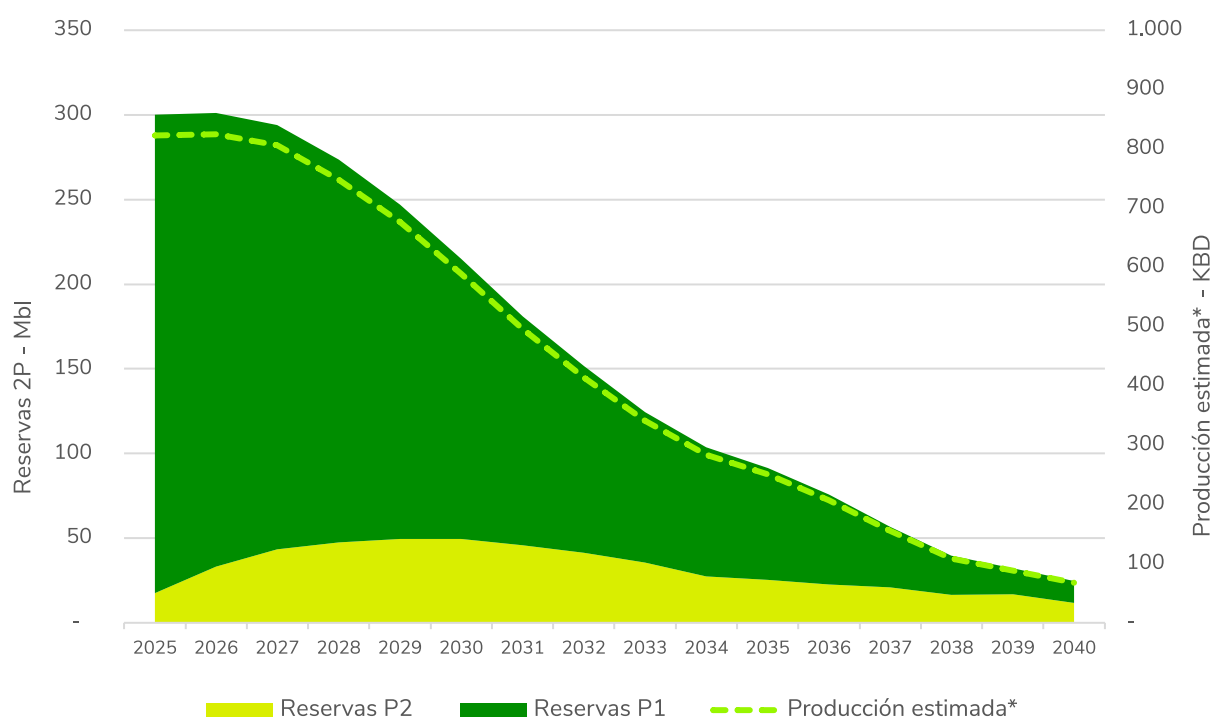
Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

Cabe aclarar que la línea punteada representa el comportamiento estimado(*) de la producción de petróleo en el caso que las reservas P1 presentadas en el IRR 2024 no tuvieran incorporaciones totales de ningún tipo en los siguientes 15 años.

3.1.4.2. Escenario de Oferta 2

En el Escenario de Oferta 2 se tiene como base el total del volumen estimado de las reservas probadas P1 y se agrega el 100% del volumen de las reservas probables P2, para contar con un volumen total agregado de 2.513 Mbl en el periodo de planeación. En el Gráfico 3-9 se evidencia la proyección de la oferta para este escenario, con un incremento promedio anual en volumen de aproximadamente 27% respecto al Escenario de Oferta 1.

Gráfico 3-9. Proyección de la oferta y producción estimada - Escenario de Oferta 2



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

Al igual que en el Escenario de oferta anterior, la línea punteada representa el comportamiento estimado de la producción de petróleo en el caso que las reservas 2P, según el IRR 2024, no tuvieran incorporaciones de ningún tipo en los siguientes 15 años.

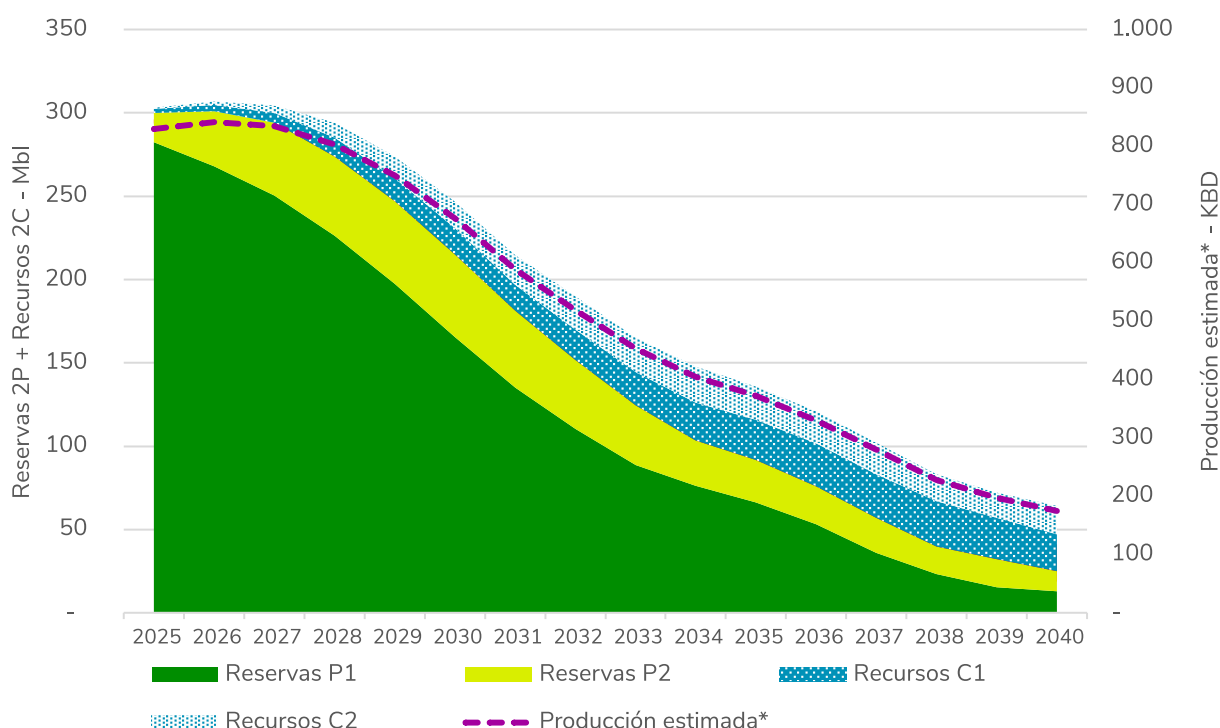
Este escenario representa la mejor estimación entre la probabilidad de comercialidad y el rango de incertidumbre, incluyendo las reservas probadas (P90) y las reservas probables (P50), planteando como base las P1 con alta probabilidad y proyectando la necesidad de incorporar las 2P de mayor incertidumbre.

3.1.4.3. Escenario de Oferta 3

Este tercer escenario tiene como base el total del volumen estimado de las reservas 2P (P1 + P2), y adicionalmente, se incorpora el 100% del volumen de los recursos contingentes C1 y C2, suponiendo que los proyectos incluidos en estas clasificaciones superarán las restricciones de madurez comercial, operativa, técnica y/o financiera en el periodo de planeación.

En el Gráfico 3-10, se evidencia la proyección de la oferta para este escenario, con un leve incremento para el año 2025 de aproximadamente 6% equivalente a 18 millones de barriles respecto a lo estimado en el Escenario de Oferta 1. A pesar del incremento en el volumen, la oferta decrece continuamente hacia al 2034 con una disminución de aproximadamente 65%, alcanzando un volumen de 25 Mbl en 2040.

Gráfico 3-10. Proyección de la oferta y producción estimada – Escenario de Oferta 3



Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

En el horizonte de proyección, este escenario considera 3.024 Mbl de oferta nacional agregada, donde las reservas 2P representan el 83%. De este volumen, la cuenca de los Llanos Orientales aporta aproximadamente 2.607 Mbl, un 86% de la oferta nacional estimada.

De igual forma a los escenarios de oferta anteriores, en el Gráfico 3-10 se muestra, por medio de la línea punteada, la evolución estimada de la producción de petróleo considerando que los recursos se materialicen, pero sin incluir incorporaciones de ningún tipo en los siguientes 15 años.

La Tabla 3-2 presenta el resumen de la estimación de reservas expresado en volumen para cada uno de los escenarios de oferta antes planteados.

Tabla 3-2. Estimación de reservas por escenario de oferta

Tipo de Reserva y/o Recurso (Mbl)	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Reservas Probadas (P1)	2.007	2.007	2.007
Reservas Probables (P2)		506	506
Recursos Contingentes (C1)			280
Recursos Contingentes (C2)	-	-	231
Total (Mbl)	2.007	2.513	3.024

Fuente: Elaboración UPME

Considerando que la suma de las estimaciones Probadas y Probables (2P) para reservas se considera que la mejor estimación del potencial a corto y mediano plazo, el Escenario de Oferta 2 fue considerado en el modelo de simulación presentado en el Capítulo 7.

Dicho esto, en la Tabla 3-3 se presenta la distribución de la oferta nacional según el Escenario de Oferta 2³⁴ en nodos de oferta de crudo, los cuales representan los centros de acopio de petróleo proveniente de los campos ubicados en un área de influencia determinada, y que corresponde a la entrada al sistema de transporte por oleoductos; los nodos de oferta se agruparon a partir de los volúmenes proyectados y reportados en el IRR 2024 por cada campo productor de petróleo en el horizonte de planeación, considerando éste como el principal insumo para garantizar el abastecimiento de las refinerías y determinar tanto su carga como sus excedentes de exportación.

Tabla 3-3. Nodos de oferta de crudo según Escenario de Oferta 2

Nodo de Oferta de Crudo	Vol. Crudo en 2025 (KBPD)	% Participación	No. Campos Asociados	Oleoducto Asociado
APIAY	206.511	25,1%	19	Apiay – Porvenir
RUBIALES	205.529	25,0%	32	Rubiales – Porvenir
PORVENIR	118.923	14,5%	43	Porvenir – Vasconia
GALAN	69.034	8,4%	26	Galán - Ayacucho
CAÑO LIMON	49.800	6,1%	19	Caño Limón – Banadía
SANTIAGO	41.559	5,1%	69	Santiago – El Porvenir
VASCONIA	28.362	3,4%	13	Vasconia – Coveñas (ODC) Vasconia – Coveñas (Ocensa) Vasconia – Galán
ORITO	25.652	3,1%	28	Orito – Tumaco
AYACUCHO	20.466	2,5%	18	Ayacucho – Galán Ayacucho – Coveñas
TENAY	18.960	2,3%	19	Tenay – Vasconia
BANADIA	13.128	1,6%	5	Banadía – Arguaney Banadía – Ayacucho
ARAGUANEY	12.807	1,6%	47	Araguaney – El Porvenir Araguaney – Banadía
GUALANDAY	9.236	1,1%	20	Tenay - Vasconia
TIBU	2.071	0,3%	3	Tibú – Ayacucho
CARTAGENA	116	0,0%	2	Coveñas - Cartagena
COVEÑAS	24	0,0%	3	Coveñas - Cartagena
Totales	822,17	100%	366	

Fuente: Elaboración UPME, con datos del IRR 2024

Tener en cuenta que la lectura de la Tabla 3-3 es la siguiente: “Para el año 2025, el nodo Apiay con aproximadamente 206,5 KBPD representa el 25,1% del volumen de crudo nacional producido, el cual proviene de 19 campos productores”.

34 La distribución detallada de los nodos de oferta de crudo puede ser consultado en el Anexo 2 – Oferta Nacional PIACL 2025-2040.

3.1.4.4. Perfiles de calidad de crudo

Los perfiles de calidad de crudo basados en la gravedad API promedio de cada uno de los campos productores registrados, toman como referencia la clasificación internacional del American Petroleum Institute, así cuantos más grados API tenga un crudo, menos refinación se requiere para obtener combustibles líquidos y por ende, su calidad es mayor; cabe resaltar, que los perfiles de calidad de crudo fueron agrupados en tres (3) rangos considerados por la UPME en función de las características de carga y dieta de las refinerías en Colombia, como se detalla a continuación, en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4. Perfiles de crudo de referencia para carga a refinerías

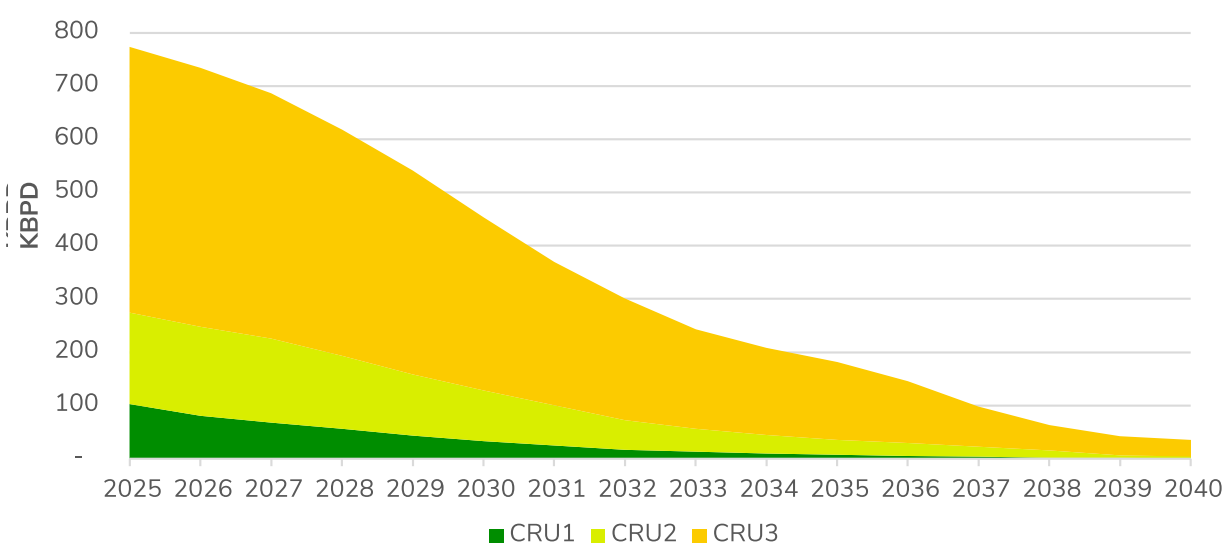
Denominación de crudo	Tipo de crudo	Gravedad API
CRU1	Ligero	Mayores 33°
CRU2	Mediano	Entre 19° y 33°
CRU3	Pesado	Menores de 19°

Fuente: Elaboración UPME

Lo anterior, permite delimitar la variedad de crudo disponible a nivel nacional empleado como insumo de entrada al modelo de simulación del sistema de oleoductos, facilitando la simulación de los requerimientos de mezcla óptima para la refinación de crudo, tanto en la Refinería de Cartagena como en la de Barrancabermeja.

El Gráfico 3-11 muestra la proyección de la producción de crudo según el Escenario de Oferta 1 (1P) de acuerdo con la clasificación de calidad presentada en la Tabla 3-4; en el gráfico se evidencia que de los 774 KBPD estimados de producción para el año 2025, el 65% del volumen corresponde a crudos pesados, es decir, 500 KBPD; seguidos por un 22% de crudos medianos con 171 KBPD y el 13% de crudos livianos con una producción de 103 KBPD.

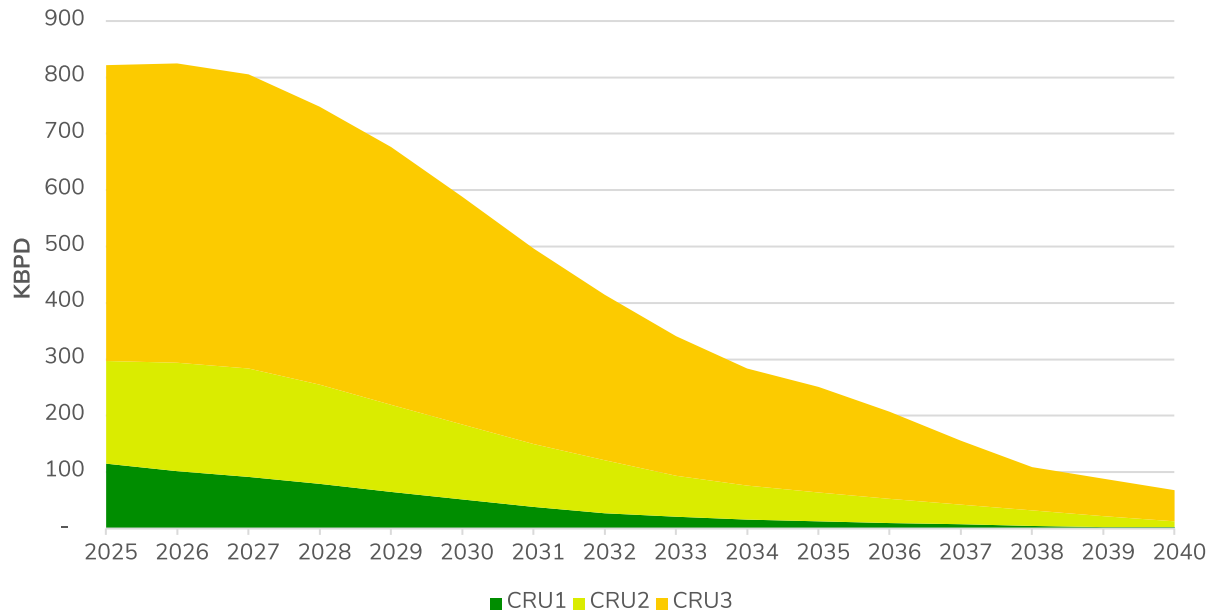
Gráfico 3-11. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 1



Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

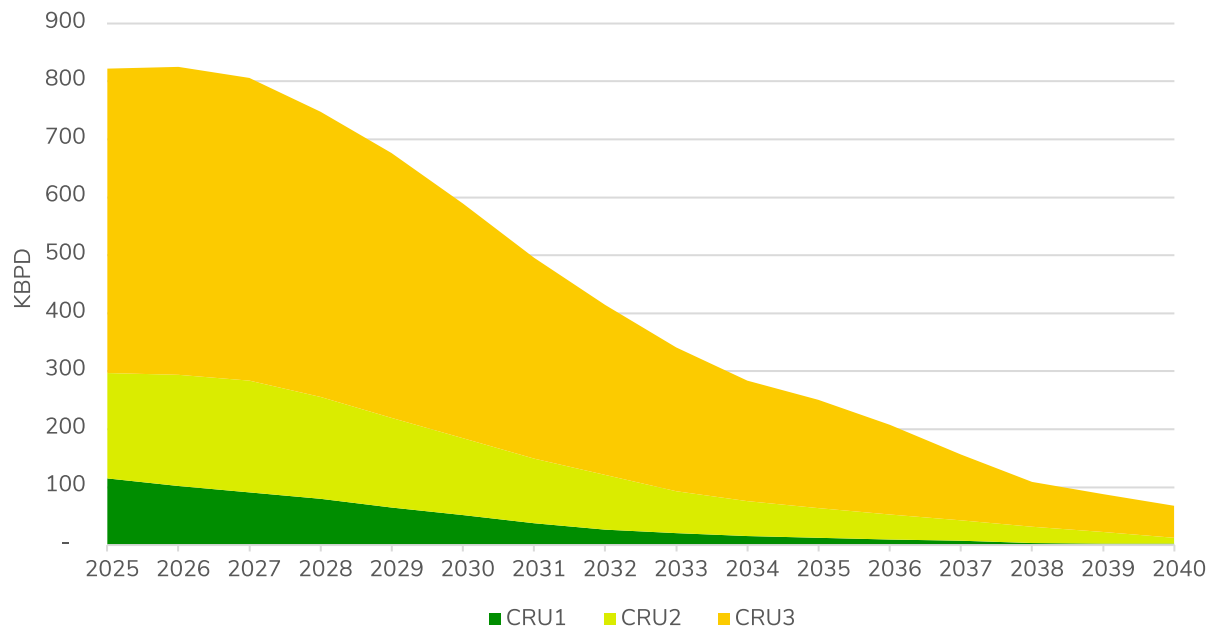
En los Gráficos 3-12 y 3-13 se presentan los perfiles de calidad para los demás escenarios propuestos.

Gráfico 3-12. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 2



Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

Gráfico 3-13. Perfiles de calidad de crudo Escenario de Oferta 3



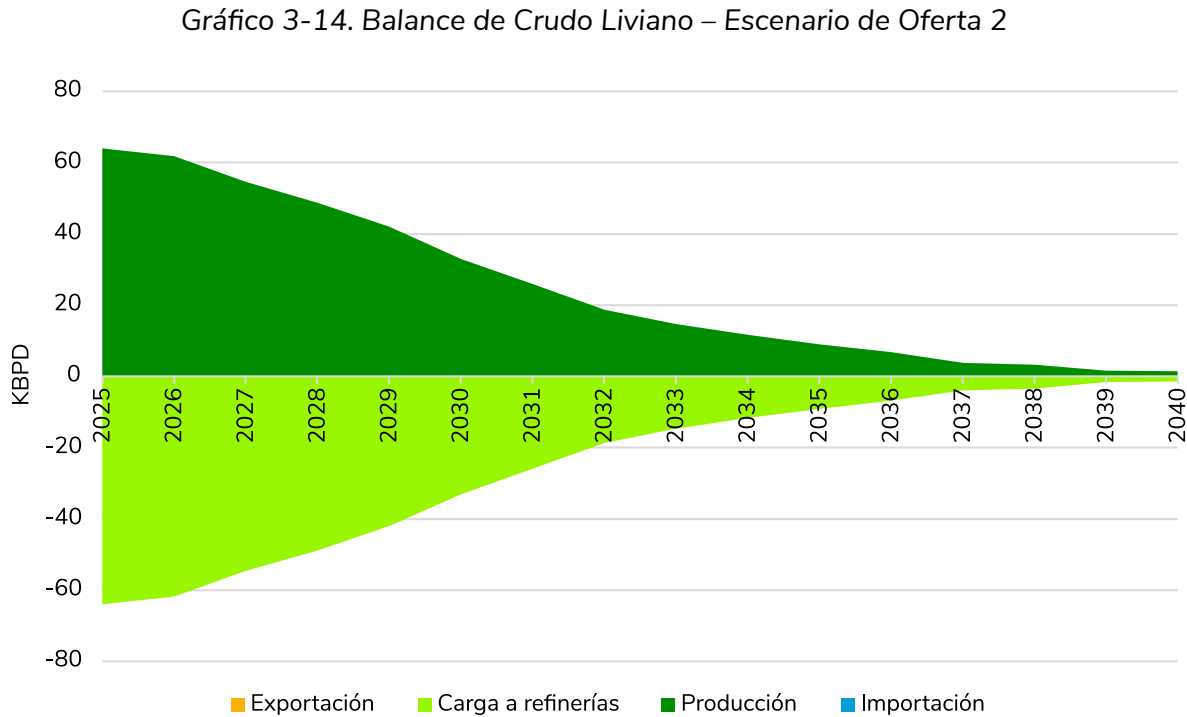
Fuente: Elaboración UPME con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

En este sentido, para el año 2025, el Escenario de Oferta 2 (2P) y el Escenario de Oferta 3 (2P+2C) presentan la siguiente distribución: los crudos pesados tendrán una participación de 64%; los crudos intermedios del 22% y los crudos livianos el 11%, frente a una producción de 822 KBPD y 830 KBPD respectivamente.

Lo anterior evidencia que la mayoría de los crudos que se producen en Colombia son de carácter pesado resultando en nuevos desafíos para los agentes de la cadena del petróleo en términos de extracción, transporte y refinación, considerando factores como el tipo de especificación de la carga a las refinerías; el precio de venta del productor, consecuencia del castigo que reciben en precio con base en la calidad del crudo; y logístico para las empresas transportadoras de crudo, en un aumento de uso de diluyentes (nafta, GLP u otros) y adecuación de las facilidades de tratamiento y transporte.

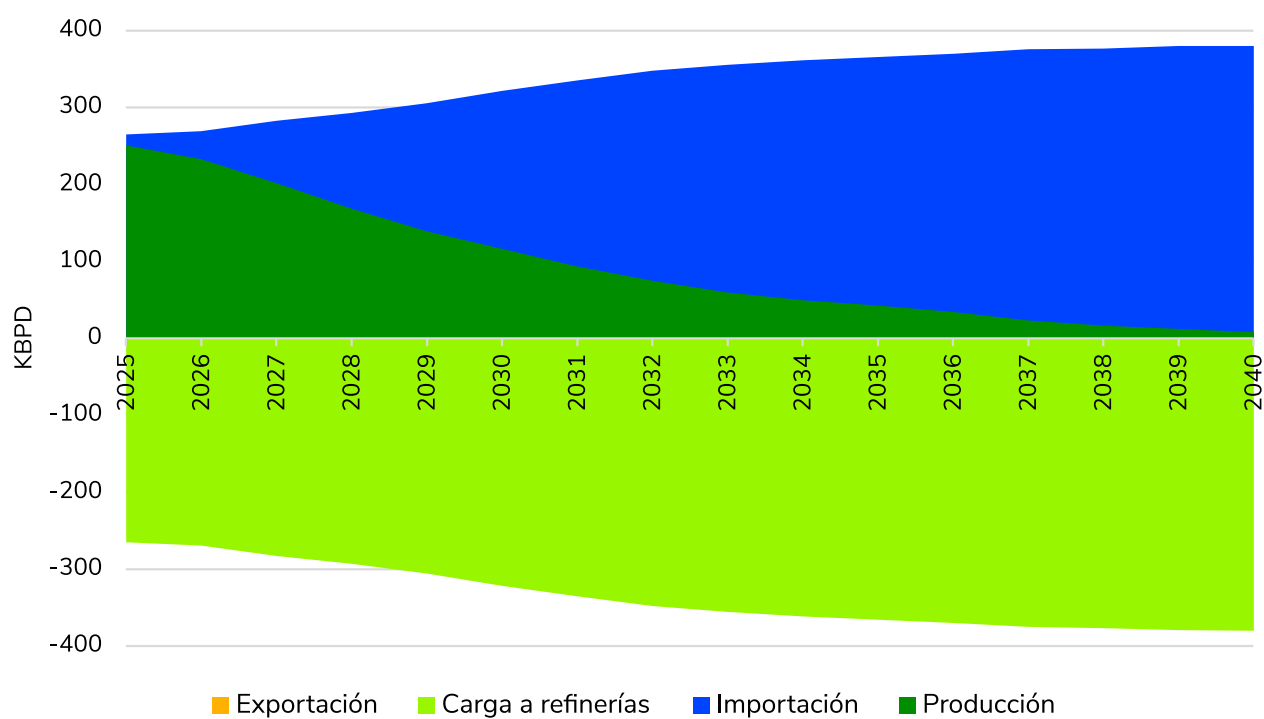
3.1.4.5. Destino de Crudos Producidos

Teniendo en cuenta los perfiles de calidad, los Gráficos 3-14, 3-15 y 3-16 presentan el destino y uso por tipo de crudo disponible según el Escenario de Oferta 2, permitiendo proyectar la cantidad de crudo asignado para carga de refinerías, el excedente destinado para la exportación y las necesidades de importación.



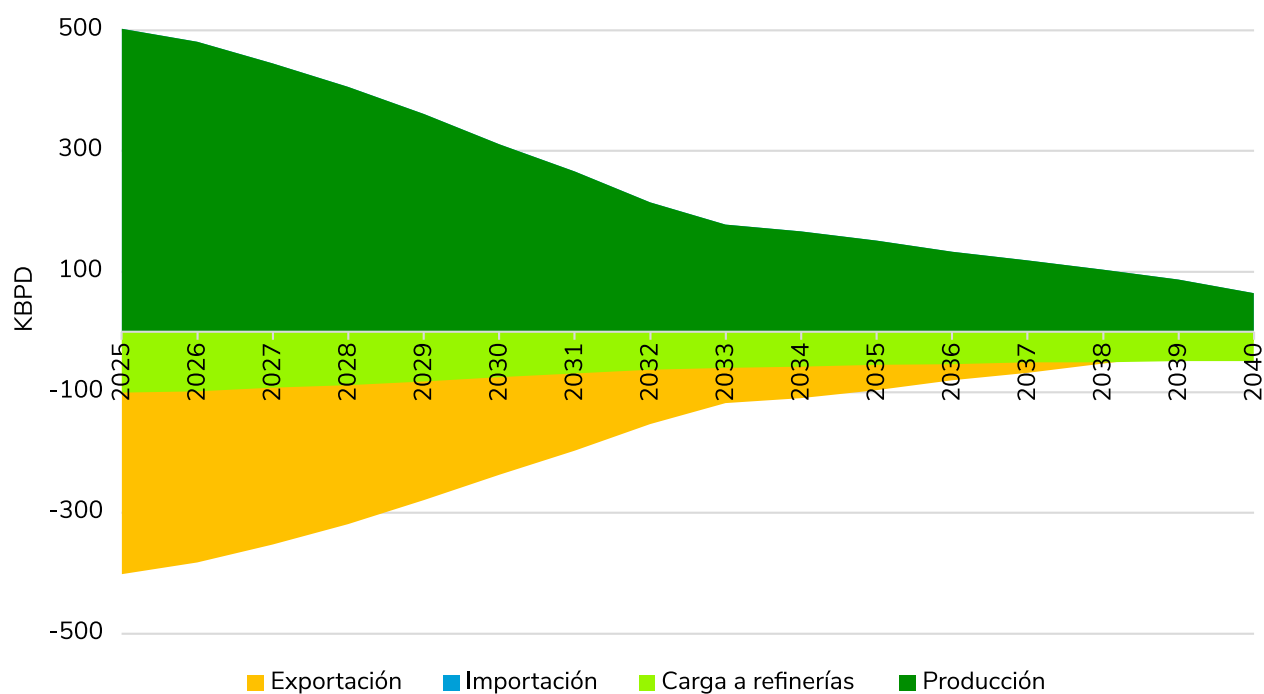
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 3-15. Balance de Crudo Intermedio – Escenario de Oferta 2



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 3-16. Balance de Crudo Pesado – Escenario de Oferta 2



Fuente: Elaboración UPME

Lo anterior, permite identificar que el volumen total de crudos livianos e intermedios disponible a nivel nacional se destinará hacia la carga de refinerías, mientras que sólo el 20% del agregado total de los crudos pesados tendrá ese destino. Al respecto, se estima que el crudo más demandado por las refinerías nacionales será el crudo intermedio en lo referente a disponibilidad y precio de mercado, el cual será abastecido desde fuentes alternas a la producción nacional. Adicionalmente, se requerirá una cantidad de crudos pesados hacia 2040, siendo este último el único con excedentes para exportación durante el periodo de planeación.

3.2. Escenarios de oferta de refinados

En la actualidad, las operaciones de refinado de petróleo en Colombia para el suministro de combustibles líquidos están a cargo de las Refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja. Aunque en general ambas instalaciones realizan las mismas operaciones, presentan diferencias en cuanto a su infraestructura y configuración de los procesos que ejecutan, condicionados al portafolio de refinados que ofrece cada una al mercado.

En este sentido, su operación está asociada principalmente a la calidad de crudo utilizado para su carga, teniendo en cuenta que entre mayor sea la gravedad API del crudo insumo del proceso o éste sea más liviano, aumenta la posibilidad de obtener volúmenes superiores de destilados de mayor calidad, en contraste con crudos más pesados. Considerando lo anterior, el ejercicio de planeación desarrollado en este documento asume una operación a plena carga de cada una de las refinerías, dando prioridad a la entrada de oferta de crudo nacional.

A continuación, se presenta la proyección de oferta nacional de productos empleados en la carga de cada refinería en el horizonte de planeación, teniendo en cuenta que la información sobre sus rendimientos, la carga y dieta en condiciones normales de operación fue remitida por su operador en el marco de un Memorando de Entendimiento firmado con la UPME el pasado 12 de marzo del 2025³⁵.

3.2.1. Refinería de Cartagena

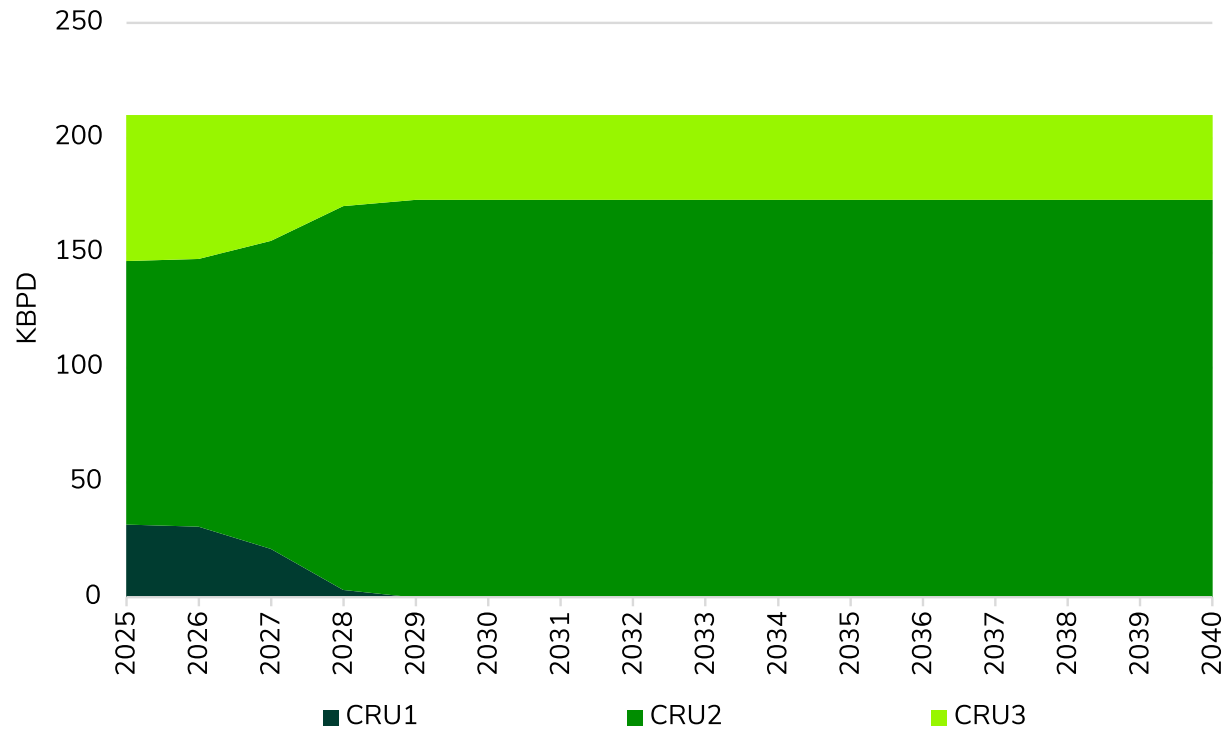
Entre las características particulares de esta infraestructura se resalta su proceso de transformación de residuos pesados a productos livianos, lo cual favorece la producción de combustibles de alta calidad y bajo contenido de azufre, parámetros sobre los cuales se aplican requerimientos en sus valores a nivel nacional e internacional. Asimismo, su ubicación estratégica en la costa caribe colombiana le permite contar con infraestructura portuaria para cargue y descargue de productos.

Para el análisis, se consideró el rendimiento actual de la refinería cuya dieta de mezcla de crudo se encuentra en promedio en 24° API y una carga constante de 210 KBPD, condiciones que se extrapolan como constantes a lo largo del horizonte de planeación, sin alcanzar la capacidad total nominal por la inclusión de eventuales mantenimientos programados que podrían limitar la operación.

35 Convenio Interadministrativo No. CV-CO1.PCCNTR.5209794-2023, del 22 de septiembre de 2023, con el objeto de "Aunar esfuerzos administrativos, jurídicos, técnicos y financieros de las partes, para avanzar en la transición energética justa, particularmente en lo relacionado con energías renovables, un sistema energético, confiable, asequible y eficiente y una productividad basada en el desarrollo sostenible."

El Gráfico 3-17, presenta la distribución de la carga de crudo para el Escenario de oferta 2, compuesta inicialmente a 2025 por un 15% de crudos livianos, 55% de crudos intermedios y un 30% de crudos pesados; sin embargo, para el año 2029, los crudos intermedios alcanzarán un 82% de participación y los crudos pesados, el 12% restante.

Gráfico 3-17. Carga de Crudo para Escenario de Oferta 2 – Refinería de Cartagena



Fuente: Elaboración UPME

Como insumos para determinar la producción de combustibles, se utilizaron los rendimientos volumétricos por barril de carga, según se presentan en la Tabla 3-4. La lectura de la Tabla 3-4 se hace de la siguiente manera: por cada 100 barriles de crudo se producen 15,33 barriles de gasolina, y así mismo para cada producto.

Tabla 3-5. Rendimientos Refinería de Cartagena

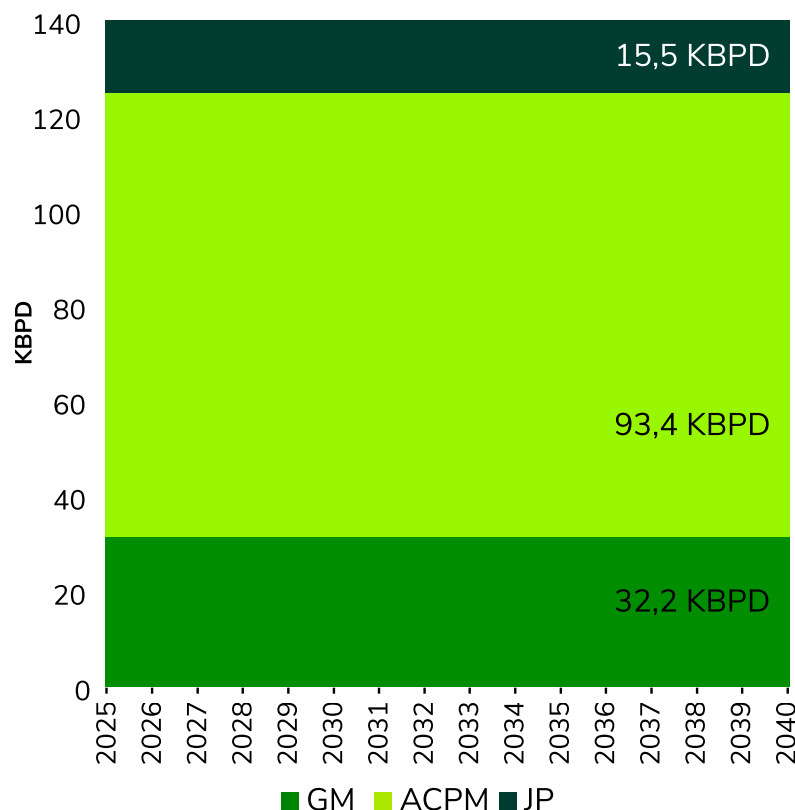
Producto	Rendimiento %
Gasolina	15,3
ACPM	44,5
Jet	7,4
Otros	32,8

Fuente: Elaboración UPME

El Gráfico 3-18, presenta la proyección de combustibles ofertados por la Refinería de Cartagena, donde la producción promedio día de gasolina motor es de 32,2 KBPD, mientras que el ACPM alcanza los 93,4 KBPD y el Jet Fuel, los 15,5 KBPD. Cabe resaltar que en este análisis no se con-

sideran cantidades estimadas de producción de otros productos líquidos refinados, además de la producción de coque o azufre.

Gráfico 3-18. Producción de combustibles según Escenario de Oferta 2 – Refinería de Cartagena



Fuente: Elaboración UPME

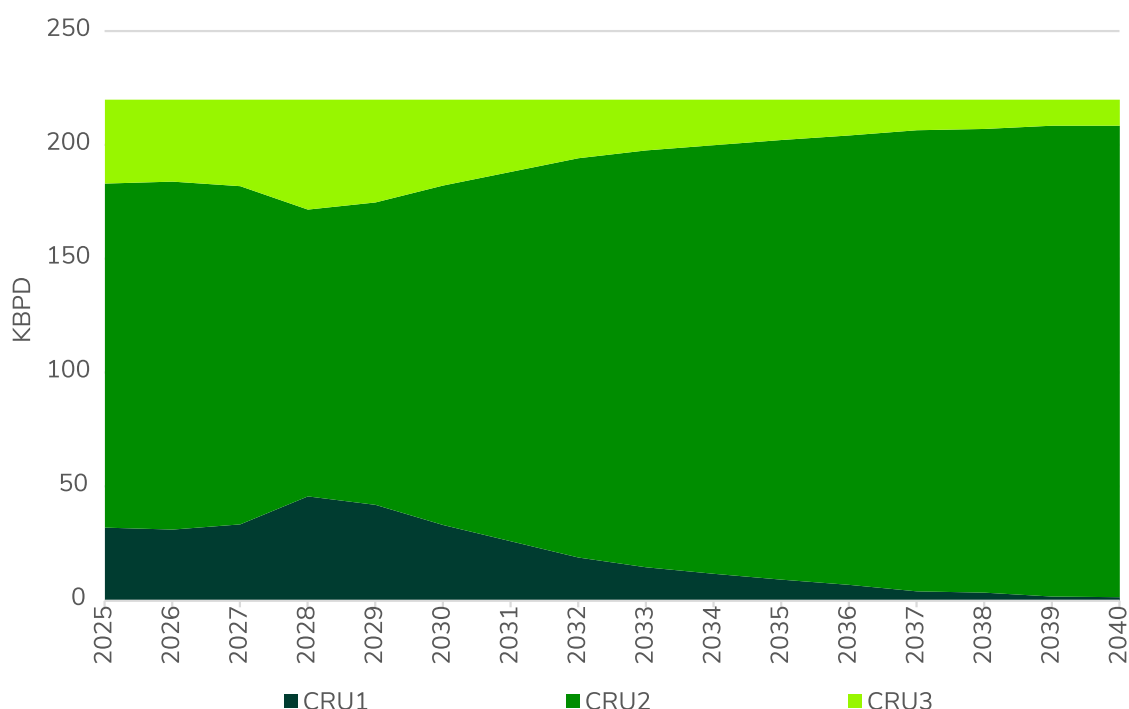
3.2.2. Refinería de Barrancabermeja

Esta refinería es considerada de mayor complejidad por su ubicación y configuración operativa, lo anterior derivado de la tecnología instalada en los procesos de transformación para procesamiento de crudos. Cuenta con una capacidad nominal de 250 KBPD de crudo, posicionándose como la principal fuente de producción de combustibles líquidos en el país.

Dentro del análisis efectuado, se considera para una carga efectiva promedio constante de crudo de 220 KBPD, condicionada por una disminución en la eficiencia de conversión como consecuencia de la calidad de crudo disponible, aunado a los mantenimientos programados y reparación de las distintas plantas, para una dieta de crudo mezcla del orden de 26° API.

De acuerdo con la estructuración de la refinería, la misma presenta una mayor necesidad por el uso de crudos livianos. En este sentido, para el caso del Escenario de Oferta 2, se encuentra condicionada al descenso progresivo de crudo liviano a partir del año 2028 con un máximo de 45 KBPD; posterior al año 2036, aproximadamente un 90% de su carga es representada por crudos intermedios como lo muestra el Gráfico 3-19.

Gráfico 3-19. Carga de Crudo para Escenario de Oferta 2 – Refinería de Barrancabermeja



Fuente: Elaboración UPME

En la Tabla 3-5 se presentan los rendimientos volumétricos por barril de carga, donde se destacan los rendimientos para gasolina de 26,3% y para Jet de 11%, siendo superiores respecto a los de la Refinería de Cartagena.

Tabla 3-6. Rendimientos Refinería de Barrancabermeja

Producto	Rendimiento %
Gasolina	26,3
ACPM	28,1
Jet	11,0
Otros	34,6

Fuente: Elaboración UPME

Se estima que la producción de derivados para la Refinería de Barrancabermeja se mantiene constante en el periodo de planeación, con rendimientos para gasolina de alrededor 57,8 KBPD, para ACPM en los 61,7 KBPD y Jet en 24,2 KBPD. Como se muestra en el Gráfico 3-20 y se mencionó anteriormente, en este análisis no se encuentran estimados la producción de otros productos refinados, como disolventes o bases lubricantes, entre otros³⁶.

³⁶ Los datos correspondientes a este capítulo se encuentran detallados en el Anexo 2 – Oferta Nacional PIACL 2025-2034.

Gráfico 3-20. Producción de combustibles según Escenario de Oferta 2 – Refinería de Barrancabermeja



Fuente: Elaboración UPME

3.2.3. Proyección de modernización de las refinerías

En cuanto a la calidad de la gasolina (corriente y extra) distribuida a nivel nacional, la Resolución MME 40444 de 2023³⁷ estableció que a diciembre del 2030 el producto distribuido al usuario final debe contar con un contenido de azufre máximo de 50 ppm³⁸ y un indicador RON (Research Octane Number) en mínimo 89³⁹. No obstante, con el fin de distribuir a nivel nacional un tipo de combustible que cuente con mejores condiciones en términos de calidad, y conforme con las normas internacionales en la materia, se estableció que posterior a esa fecha, los contenidos máximos de azufre serán de 10 ppm y RON mínimo de 92.

En este contexto, las refinerías que abastecen el mercado nacional se encuentran en proceso de implementación de estrategias para asegurar que su operación cumpla con las disposiciones del Gobierno Nacional. En línea con esto, se ha estructurado la propuesta de un proyecto de modernización denominado Línea Base de Calidad de Combustibles (LBCC). Específicamente el proyecto consiste en la entrada en operación de dos (2) plantas nuevas que complementen los procesos de refinación en Cartagena y Barrancabermeja. Estos procesos consisten en:

- (i) Planta de reformado en la Refinería de Cartagena, la cual técnicamente acoge las naftas y las reforma para un octanaje mayor para su mezcla;
- (ii) Plantas de hidrotratamiento y reformado que garanticen el incremento de octanaje de la gasolina y aumentan la producción de hidrógeno; actualmente existen unidades de menor tamaño que procesan el azufre hasta 50 ppm, sin embargo, estas nuevas plantas ofrecerán un hidrotratamiento más amplio para la gasolina y permiten reducir el azufre hasta las 10 ppm.

37 Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible, para uso en motores de encendido por chispa, y del combustible diésel (ACPM) y los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión y sus mezclas, y se adoptan otras disposiciones. Disponible para consulta en: <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=30046844>

38 ppm – partes por millón

39 Haciendo referencia a gasolina que es entregada al usuario final en las estaciones de servicio.

4. DEMANDA NACIONAL

Adicional al análisis de la oferta de combustibles líquidos para los próximos 15 años, el estudio del comportamiento de su demanda es un insumo necesario dentro del ejercicio de planeación desarrollado por la UPME, para realizar un diagnóstico integral del abastecimiento actual y futuro de los mismos en el país.

En línea con lo mencionado en el Capítulo 2, a nivel global, el consumo de combustibles líquidos ha mostrado una tendencia de crecimiento moderado en los últimos años, impulsada por la recuperación económica, la expansión del transporte y el crecimiento de la industria petroquímica. Sin embargo, en el mediano y largo plazo, se espera que diversos factores como el crecimiento de economías emergentes, la transformación de la movilidad cada vez más electrificada, la evolución hacia políticas ambientales más estrictas con relación a las emisiones de CO₂ o el aumento en la eficiencia tanto de equipos como de los combustibles en general, ejerzan mayor influencia en su consumo a medida que se avance con la transición energética hacia otras fuentes de energía y, por ende, modifiquen gradualmente la trayectoria de consumo.

El presente capítulo se presenta, de manera integral, a partir de la información, metodología y modelos econométricos considerados en el documento “Proyección de la demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040”⁴⁰ emitido por la UPME, y en el cual se aborda la evolución reciente del consumo de combustibles líquidos a nivel nacional, los principales determinantes de su crecimiento y sus respectivas proyecciones para el periodo de planeación antes planteado.

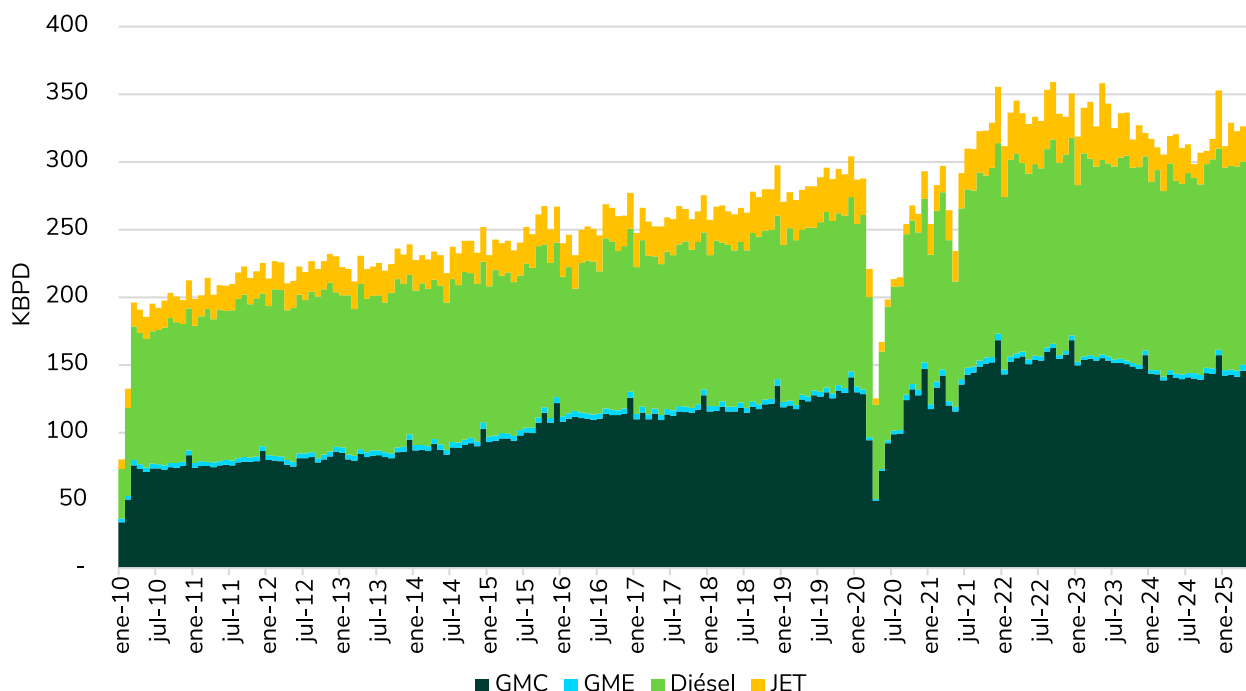
4.1. Consumo histórico de Combustibles Líquidos

En los últimos 15 años, el consumo de combustibles líquidos en Colombia ha mostrado una evolución significativa, marcada por eventos coyunturales como la pandemia del Covid-19 y cambios en las tendencias de consumo derivados de la transformación que la población mundial está atravesando en el camino hacia el cumplimiento de los objetivos ambientales establecidos dentro del marco de la transición energética.

En el Gráfico 4-1 se presenta el comportamiento del consumo anual histórico agregado para gasolina corriente (GMC), gasolina extra (GME), diésel (ACPM) y jet fuel (JP). Tal como se observa, en 2022 y luego de superar la crisis sanitaria del Covid-19 se registró una disminución en el consumo de gasolina corriente mientras que el consumo de diésel presentó una tendencia creciente, de igual forma como sucedió con el consumo de combustible de aviación al reactivarse el transporte aéreo.

40 UPME, 2025. Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2040. Disponible para consulta en: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

Gráfico 4-1. Consumo anual histórico agregado (GMC, GME, Diésel y Jet Fuel)



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

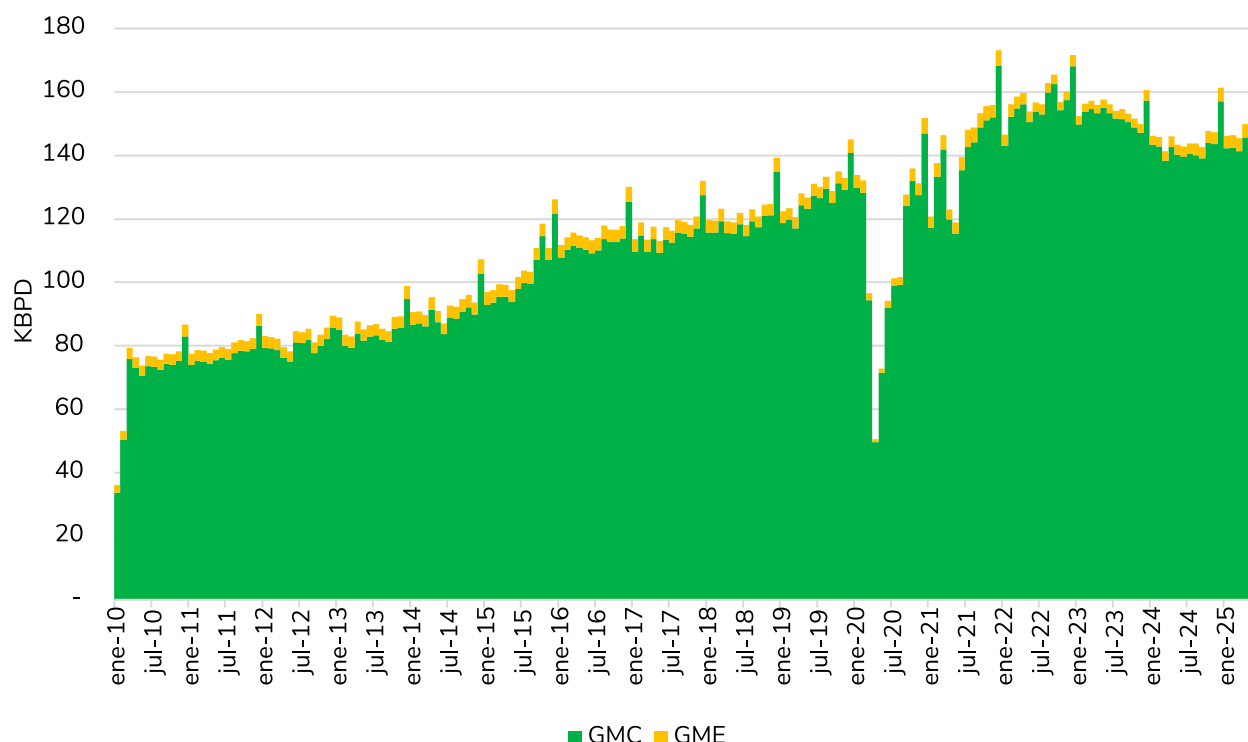
Este consumo se concentró en el sector transporte reflejándose en las principales capitales del país, donde aproximadamente la mitad de la demanda nacional es atendida.

A continuación, se presenta la evolución histórica del consumo de cada uno de los combustibles líquidos y se resaltan los eventos que tuvieron mayor influencia en esta trayectoria.

4.1.1. Gasolina Motor Corriente (GMC) y Extra (GME)

En el Gráfico 4-2 muestra cómo entre 2009 y 2022, el consumo de este combustible mostró una tendencia de crecimiento sostenido, con una tasa media anual del 5,5%. Sin embargo, esta trayectoria se vio interrumpida en 2020 debido a la pandemia del Covid-19, aunque logró recuperarse en 2021 y 2022.

Gráfico 4-2. Evolución histórica del consumo de GMC y GME



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

Asimismo, se observa que, desde 2023 y hasta agosto de 2024, el consumo de gasolina corriente ha venido disminuyendo, comportamiento asociado tanto al incremento en su precio como a la desaceleración económica, de acuerdo con las pruebas estadísticas utilizadas en esta proyección.

En el seguimiento mensual, la reducción de la demanda se ha acentuado de manera progresiva, salvo en diciembre, cuando el consumo aumenta de forma estacional por efecto de la temporada de vacaciones.

Finalmente, el consumo nacional de gasolina corriente y extra, que en 2023 había caído 2,5%, registró en 2024 una contracción adicional del 6%, al pasar de 156 KBPD a 147 KBPD, evidenciando señales de estabilización hacia el final de este periodo. En particular, la demanda de gasolina corriente oxigenada se redujo 6% aproximadamente, mientras que el consumo de gasolina extra aumentó 20% aproximadamente.

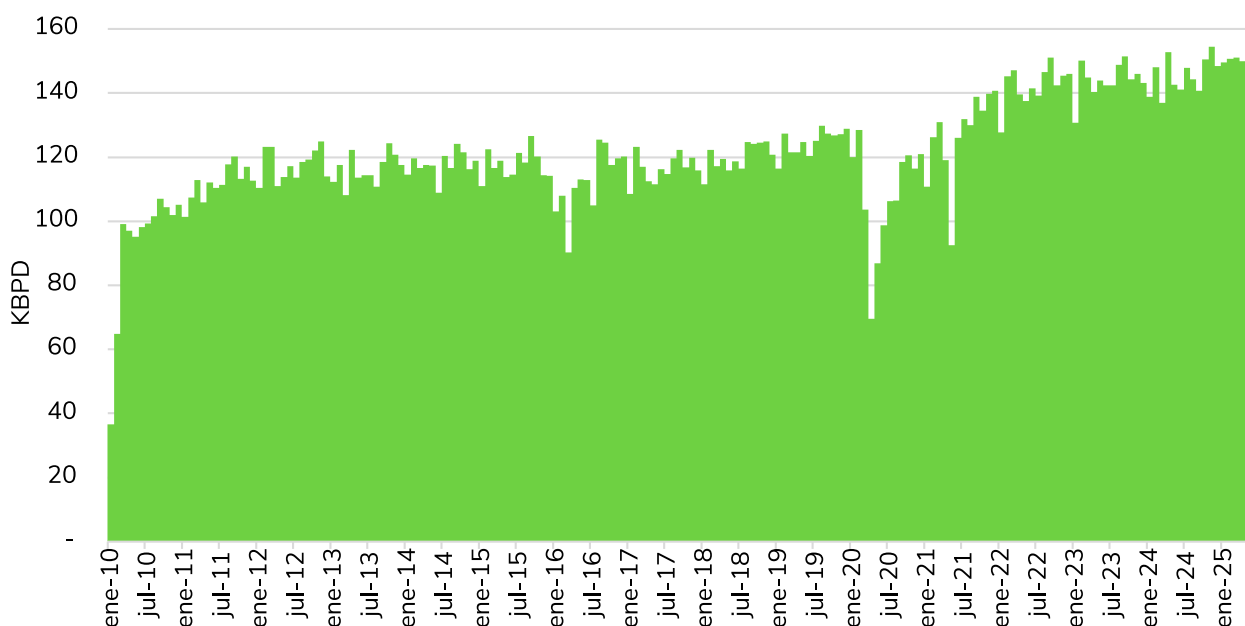
4.1.2. Diésel-ACPM

Entre los años 2009 y 2023 este combustible ha mantenido una tendencia creciente neta del consumo a una tasa media anual de 2.7%, tendencia interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del COVID-19, pero se recupera entre los años 2021 y 2022.

Para el año 2023 y hasta agosto de 2024 se tiene el consumo real promedio mes de ACPM presentó una variación leve equivalente al 1%. Cabe aclarar que las cifras de consumo mencionadas incluyen el diésel destinado para generación térmica.

A escala mensual se reconoce durante el año 2023 y comienzos de 2024, el consumo ha estado en un 97% respecto de la media de 2022, considerando que la misma ha presentado una alta volatilidad. Para este combustible, la Información preliminar del segundo semestre de 2024 señala una recuperación de la tendencia creciente del consumo.

Gráfico 4-3. Evolución histórica del consumo de Diésel - ACPM



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

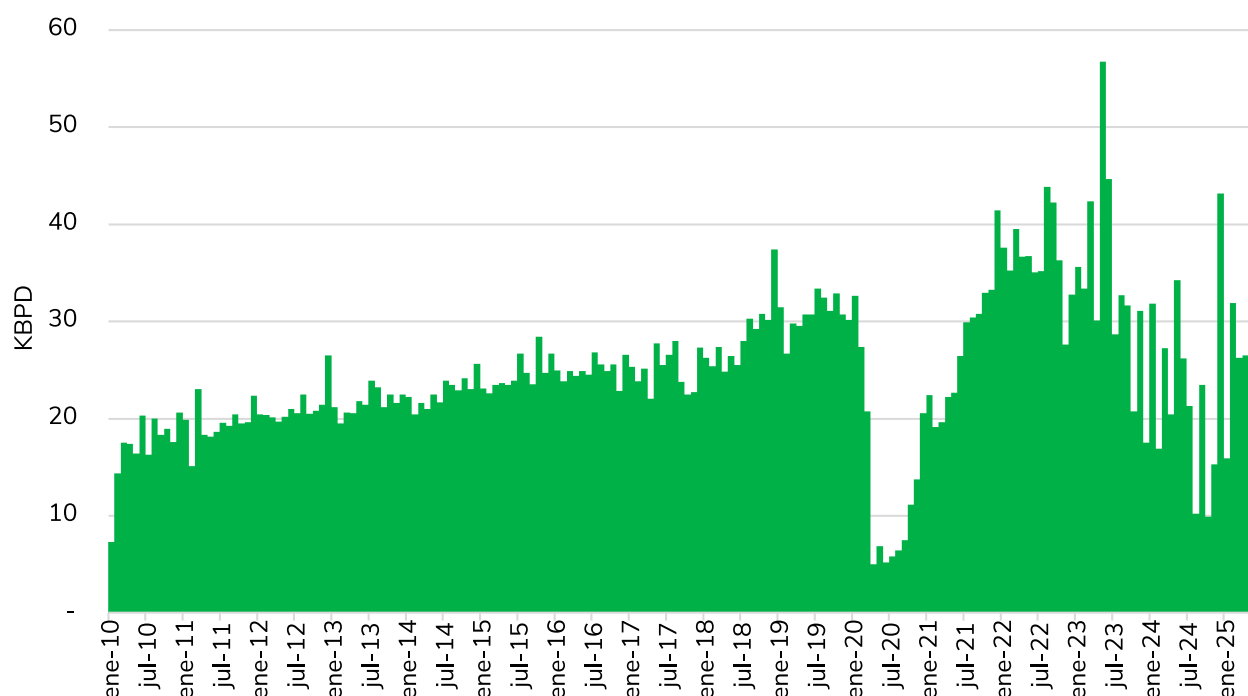
4.1.3. Jet Fuel

Entre los años 200 y 2023 este combustible ha mantenido una tendencia creciente del consumo a una tasa media anual de 6.1%, lo cual se explica principalmente por el incremento de los pasajeros aéreos. La tendencia de consumo del JET se vio interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del Covid-19, pero que se recupera en los años 2021-2022.

Para el año 2023 y hasta agosto de 2024 se tiene el consumo real de Jet Fuel habría reducido el crecimiento respecto de su tendencia anterior.

Según las pruebas estadísticas asociadas a esta proyección, esta situación estaría causada por la desaceleración económica. A escala mensual se reconoce durante el año 2023 y comienzos de 2024, el consumo ha estado en un 102% de la media de 2022, aunque con gran variabilidad.

Gráfico 4-4. Evolución histórica del consumo de Jet Fuel



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

A continuación, se presenta la descripción y comportamiento estimado de la demanda para cada combustible y posteriormente, en el Capítulo 5, se presenta el balance respectivo en el periodo 2025-2040.

4.2. Proyección de Demanda

La proyección de demanda de combustibles líquidos consideró la implementación de una metodología basada en modelos econométricos con resolución mensual y nacional, utilizando series históricas de consumo, precios, variables macroeconómicas y supuestos sobre la evolución del mercado.

En particular, se define un Escenario Base de Proyección, sobre el cual se realizan las proyecciones del Escenario Alto y Bajo en el que varía el Escenario Base, considerando el error autorregresivo de la información histórica. Seguidamente, se describe la metodología, datos y supuestos utilizados para la proyección de demanda de gasolina motor corriente, ACPM (diésel) y Jet Fuel en Colombia hacia el año 2040.

Se señala que en el documento “Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040” se desarrollan tres (3) escenarios de transición⁴¹ considerando el papel que la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁴² asigna a la energía eléctrica, los biocombustibles y el hidrógeno en la descarbonización del transporte por carretera hacia mediados de este siglo. No obstante,

41 Escenario de Inflexión, Transición Energética Límite Superior y Límite Inferior

42 IEA (2023), Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, License: CC BY 4.0

se aclara que estos escenarios no fueron tomados como referencia en el ejercicio de planeación desarrollado en el presente documento teniendo en cuenta que representan mayor incertidumbre en los datos.

4.2.1. Gasolina Motor Corriente (GMC)

A continuación, se presenta un resumen de la información insumo, así como la descripción de la metodología utilizada para la proyección del Escenario Base de demanda de Gasolina Motor Corriente:

Tabla 4-1. Datos Insumo Proyección Escenario Base – GMC

Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
Gasolina Motor Corriente (GMC)	Combustible histórico mensual y municipal de gasolina corriente		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes son el precio y el PIB per cápita (PIB/Población).
	Precio mensual de la gasolina corriente Enero 2009 – Sept. 2024 (SICOM)	Precio mensual de la gasolina corriente Enero 2024 – Dic. 2040 (UPME)	
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fedesarrollo – Ministerio de Hacienda – MFMP)	
	Población nacional anual 2009 – 2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040 (DANE)	La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	IPC nacional mensual Ene. 2009 – Jun. 2024 (DANE – Banco de la República)		

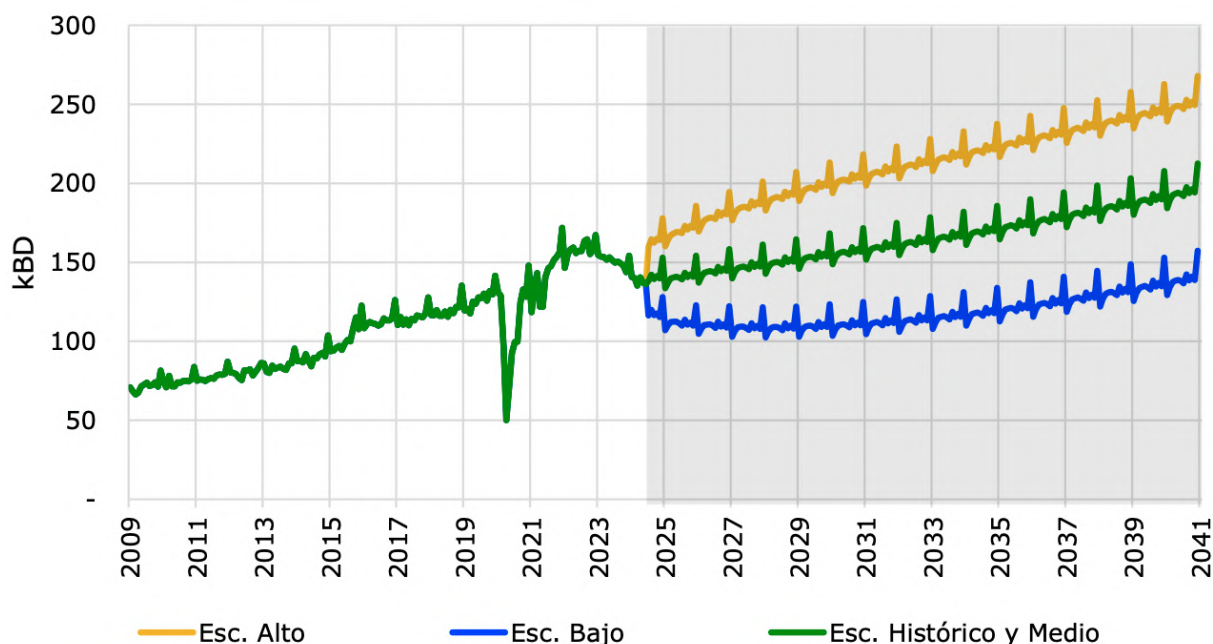
Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

Se aclara que los datos de consumo utilizados dentro del ejercicio consideran las disposiciones dadas por los Ministerios pertinentes (Ver Sección 7.4) en materia de mezcla obligatoria de biocombustibles con combustibles fósiles a nivel nacional, considerando un porcentaje de mezcla del 10% de alcohol carburante (etanol) en la proyección realizada.

En el análisis de insumos se identificó que, durante el período 2011-2022, el precio real de este combustible (ajustado por inflación) presentó una reducción relativa, lo que incentivó una mayor demanda. Sin embargo, en los años 2023-2024, se registró un incremento que elevó el precio real a niveles de 2011, lo que provocó una disminución en la demanda.

Como resultado de la aplicación de la metodología, se cuentan con los siguientes escenarios de proyección:

Gráfico 4-5. Escenarios de Proyección de demanda de GMC



Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

4.2.2. ACPM – Diésel

A continuación, se presenta un resumen de la información insumo, así como la descripción de la metodología utilizada para la proyección del Escenario Base de demanda de Gasolina Motor Corriente:

Tabla 4-2. Datos Insumo Proyección Escenario Base – ACPM Diésel

Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
Diésel (ACPM) Nacional	Combustible histórico mensual y municipal de ACPM Enero 2009-Sept. 2024 (SICOM)		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes son el precio y el PIB per cápita (=PIB/ Población). La desagregación regional proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fedesarrollo – Ministerio de Hacienda – MFMP)	
	Población nacional anual 2009 – 2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040 (DANE)	
	IPC nacional mensual Ene. 2009 – Jun.2024 (DANE – Banco de la República)		

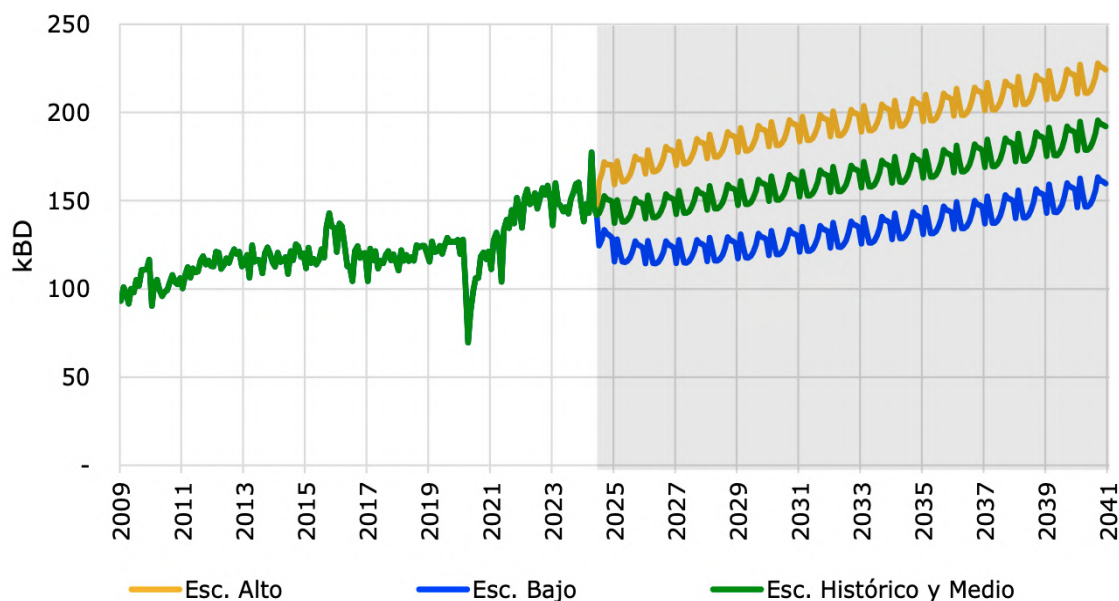
Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

El análisis de insumos mostró que, durante el período 2011-2023, el precio real de este combustible (ajustado por inflación) presentó una reducción relativa, lo que incentivó una mayor demanda. Se asume que esta tendencia ha llegado a su fin, proyectándose un precio relativamente constante en adelante.

Se aclara que los datos de consumo utilizados dentro del ejercicio consideran las disposiciones dadas por los ministerios pertinentes (Ver Sección 7.4) en materia de mezcla obligatoria de biocombustibles con combustibles fósiles a nivel nacional, considerando un porcentaje de mezcla del 10% de biodiésel en la proyección realizada.

Como resultado de la aplicación de la metodología, se cuentan con los siguientes escenarios de proyección:

Gráfico 4-6. Escenarios de Proyección de demanda de ACPM-Diésel



Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

4.2.3. Jet Fuel

A continuación, se presenta un resumen de la información insumo, así como la descripción de la metodología utilizada para la proyección del Escenario Base de demanda de Gasolina Motor Corriente:

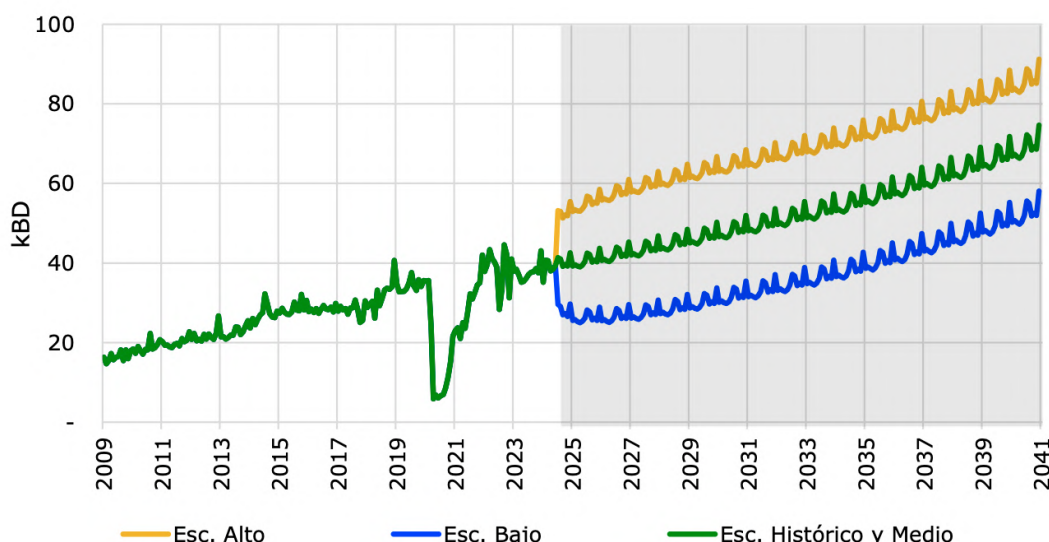
Tabla 4-3. Datos Insumo Proyección Escenario Base – Jet Fuel

Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
Jet Fuel (JF)	Combustible histórico mensual y municipal de Jet Fuel Enero 2009-Dic.2023 (SICOM) y Enero 2023 – Marzo 2024 (Ecope-trol).		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y la independiente corresponde a las exportaciones.
	PIB nacional anual 2009-2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024-2040 (Fe-desarrollo – Minis-terio de Hacienda – MFMP)	
	Población nacional anual 2009 – 2024 (DANE)	Proyección de población nacional anual 2024-2040 (DANE)	La desagregación regional proyectada sigue las tenden-cias históricas de participa-ción de cada región dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	IPC nacional mensual Ene. 2009 – Jun.2024 (DANE – Ban-co de la República)		

Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

Como resultado de la aplicación de la metodología, se cuentan con los siguientes escenarios de proyección:

Gráfico 4-7. Escenarios de Proyección de demanda de Jet Fuel



Fuente: Tomado del documento UPME Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 2024-2040

4.3. Consideraciones adicionales

A partir de la información suministrada y los supuestos asociados a la proyección de cada escenario, el ejercicio de balance y planeación desarrollado en este documento adopta el Escenario Base o Escenario Medio de Proyección para los combustibles líquidos analizados, específicamente para gasolina motor corriente, extra y ACPM-diésel.

En el caso del Jet Fuel, se emplea un escenario intermedio que se encuentra dentro del rango de crecimiento establecido por la UPME, definido a partir del comportamiento reciente del transporte aéreo y de la evidencia empírica disponible. En 2024, Colombia movilizó 56,6 millones de pasajeros por vía aérea, lo que representó un crecimiento del 14,3 % frente a 2023⁴³. Este resultado refleja una expansión estructural del sistema aéreo más que una fluctuación coyuntural. Considerando que la elasticidad entre el crecimiento de pasajeros y el consumo de combustible en contextos comparables suele oscilar entre 0,6 y 0,9⁴⁴. Con esto, el crecimiento esperado del consumo de Jet Fuel para Colombia se ubicaría en torno al 4 %-5 % anual, rango que se adopta como referencia para las simulaciones de este documento.

Esta aproximación busca representar la dinámica reciente del transporte aéreo nacional, considerando el comportamiento observado en el consumo de Jet Fuel y las condiciones actuales del sector. De esta forma, el escenario utilizado para este energético se alinea con las tendencias disponibles y se mantiene dentro de los rangos definidos por la UPME⁴⁵.

43 Presidencia de la República de Colombia. (2025, 20 de enero). Colombia movilizó más de 56,5 millones de pasajeros por las terminales aéreas del país en 2024. <https://www.presidencia.gov.co/prensa/Paginas/Colombia-movilio-mas-de-565-millones-de-pasajeros-por-las-terminales-aereas-del-pais-en-2024-250120.aspx>

44 European Union Aviation Safety Agency. (2025, January 14). Overview of aviation sector – environmental efficiency. <https://www.easa.europa.eu/en/domains/environment/eaer/overview-aviation-sector>

45 En el Anexo 3 – Demanda Nacional PIACL 2025-2040 se presenta la desagregación de los nodos de demanda considerados en el ejercicio de planeación, así como todos los datos de este Capítulo.

5. BALANCE

Este capítulo presenta el balance de combustibles líquidos: gasolina motor corriente, gasolina motor extra, ACPM-diésel y Jet Fuel, con proyecciones hacia el año 2040. El propósito de esta sección es analizar, desde una perspectiva volumétrica y sin considerar restricciones logísticas del sistema de transporte y distribución, la relación entre la oferta nacional e importada frente a la demanda proyectada de cada energético. Este enfoque permite aproximar de manera general las necesidades de abastecimiento futuro y los posibles requerimientos de producción o importación para atender la demanda interna.

Los resultados evidenciados hasta el momento son insumos dentro del modelo de simulación de transporte del PIACL presentado a continuación en el Capítulo 8, el cual está orientado a representar la cadena de suministro de combustibles líquidos bajo diferentes condiciones operativas, de tal manera que se garantice el abastecimiento y confiabilidad en el suministro de estos energéticos a nivel nacional en el periodo de planeación, inclusive ante restricciones insalvables de la oferta.

5.1. Consideraciones Generales

Con los resultados de la simulación de oferta de derivados y los de la proyección de la demanda de para cada combustible según su Escenario Base o Tendencial (Ver numeral 4.2.), se realizaron balances volumétricos para cada uno de los productos considerados, teniendo en cuenta promedios diarios por año, para establecer la magnitud de las necesidades o excedentes de producto a nivel nacional, que permitan plantear estrategias frente a las necesidades de consumo en el horizonte de planeación.

Como se describió previamente en el Capítulo 3, el país cuenta con dos instalaciones de refinación y principales fuentes de oferta, correspondientes a las Refinerías de Cartagena y de Barranquermeja para las cuales se contempla una producción proyectada constante en el periodo de análisis, destinada a satisfacer la demanda según el Escenario de Oferta 2, bajo una distribución nodal según se describe en el Anexo 3 –Demanda Nacional PIACL 2025-2040.

Dicho lo anterior, los ejercicios de balance por tipo de combustible fueron elaborados bajo los siguientes supuestos generales:

- i) Dentro de la elaboración de los escenarios de planeación no se consideraron los volúmenes de combustible directamente importados por los Grandes Consumidores Individuales no Intermediarios para su consumo propio.
- ii) El análisis presentado considera el volumen el consumo de cada producto considerando que el mismo contempla la proporción del biocombustible sobre el cual la regulación vigente contempla una mezcla obligatoria por galón de gasolina motor corriente y ACPM-diésel respectivamente⁴⁶.

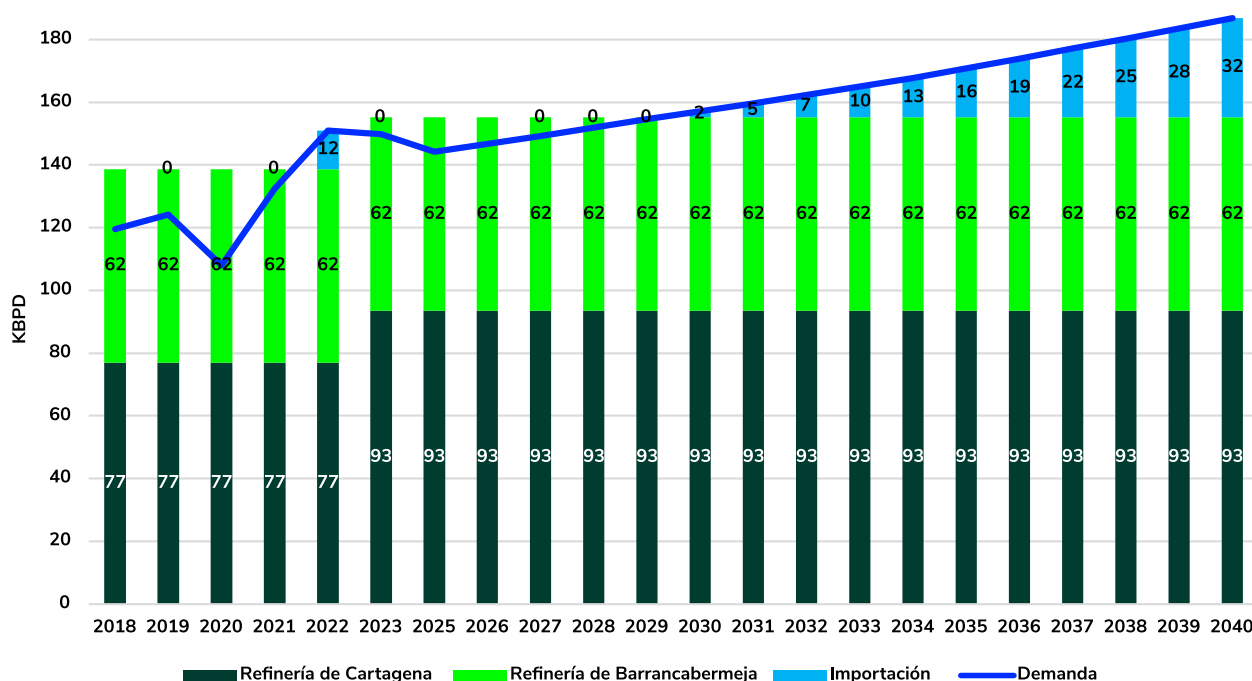
46 Resolución 40103 de 2021 emitida por el Ministerio de Minas y Energía junto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, “Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad del combustible diésel (ACPM), los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión como componentes de mezcla en procesos de combustión y de sus mezclas y, de las gasolinas básicas y gasolinas oxigenadas con etanol anhidro, combustible para uso en motores de encendido por chispa, y se adoptan otras disposiciones”. Disponible para consulta en: <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/resolucion-40103-de-2021/>

iii) Para completar el balance proyectado, se asumen cantidades de importación para cada combustible cuando la oferta nacional resulte insuficiente.

5.2. Balance de ACPM-Diésel

En el Gráfico 5-1 es posible ver que históricamente un alto porcentaje de la demanda por ACPM-Diésel ha sido abastecido con producción nacional. Sin embargo, durante los últimos años se ha presentado requerimientos temporales de producto importado, considerando una producción constante (previo a 2022 y posterior a 2023) por parte de las refinerías y un incremento de la demanda por este producto en los últimos años.

Gráfico 5-1. Balance volumétrico ACPM – Escenario Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

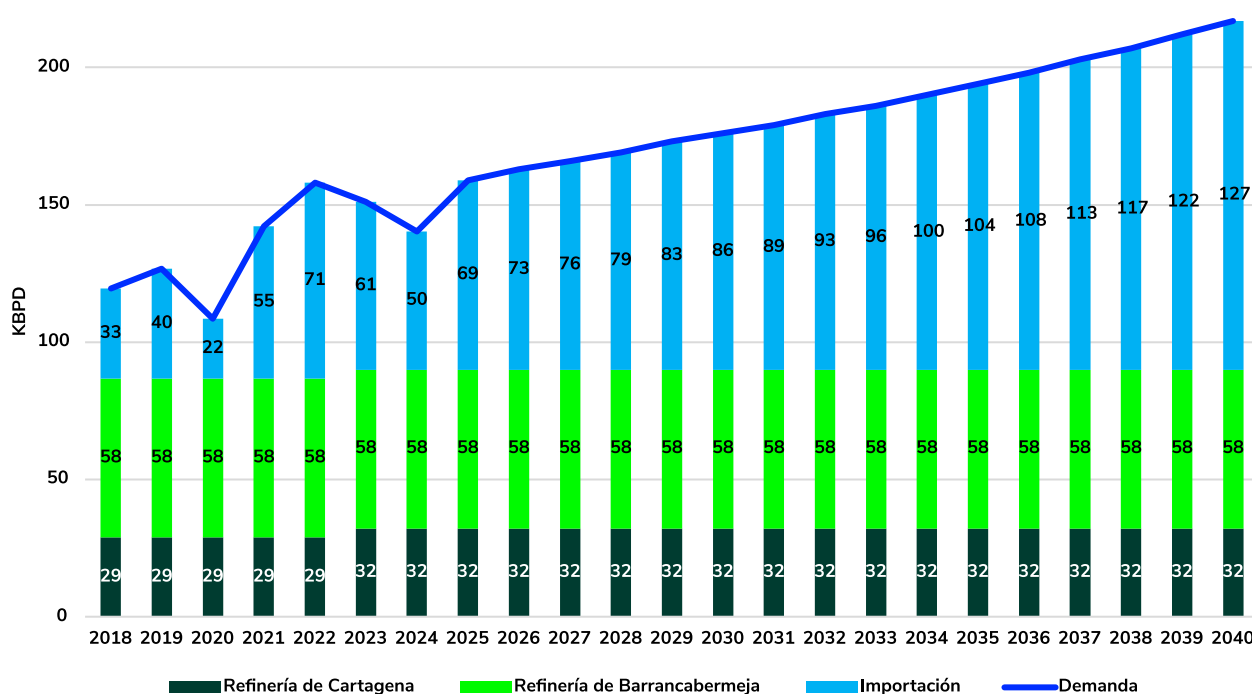
De acuerdo con los escenarios de oferta y demanda utilizados dentro del ejercicio, se estiman excedentes de oferta local hasta el 2026 y luego, a partir de 2027, el balance presenta necesidad de suministro constante de fuentes diferentes a las nacionales para satisfacer la totalidad de la demanda de este producto hasta el final del horizonte de análisis, proyectado en 43 KBPD hacia 2040.

5.3. Balance de Gasolina Motor Corriente

A diferencia del ACPM-Diésel, históricamente el consumo de gasolina ha sido suplido tanto de fuentes nacionales como de producto importado. Adicionalmente, en contraste con el diésel, la refinación nacional no ha presentado un incremento en la producción de gasolina en los últimos años ni tampoco ha mejorado su calidad, a pesar de los requerimientos exigidos por la normatividad nacional para ser usado en las mezclas con otros productos.

El Gráfico 5-2 a continuación, muestra que, durante el horizonte de tiempo considerado en el análisis, el abastecimiento de este producto se complementa por medio tanto del uso de la producción nacional, como de importación. En particular, desde 2032 se estima una necesidad de suministro de fuentes no nacionales superior al 50%.

Gráfico 5-2. Balance volumétrico Gasolina Motor – Escenario Tendencial

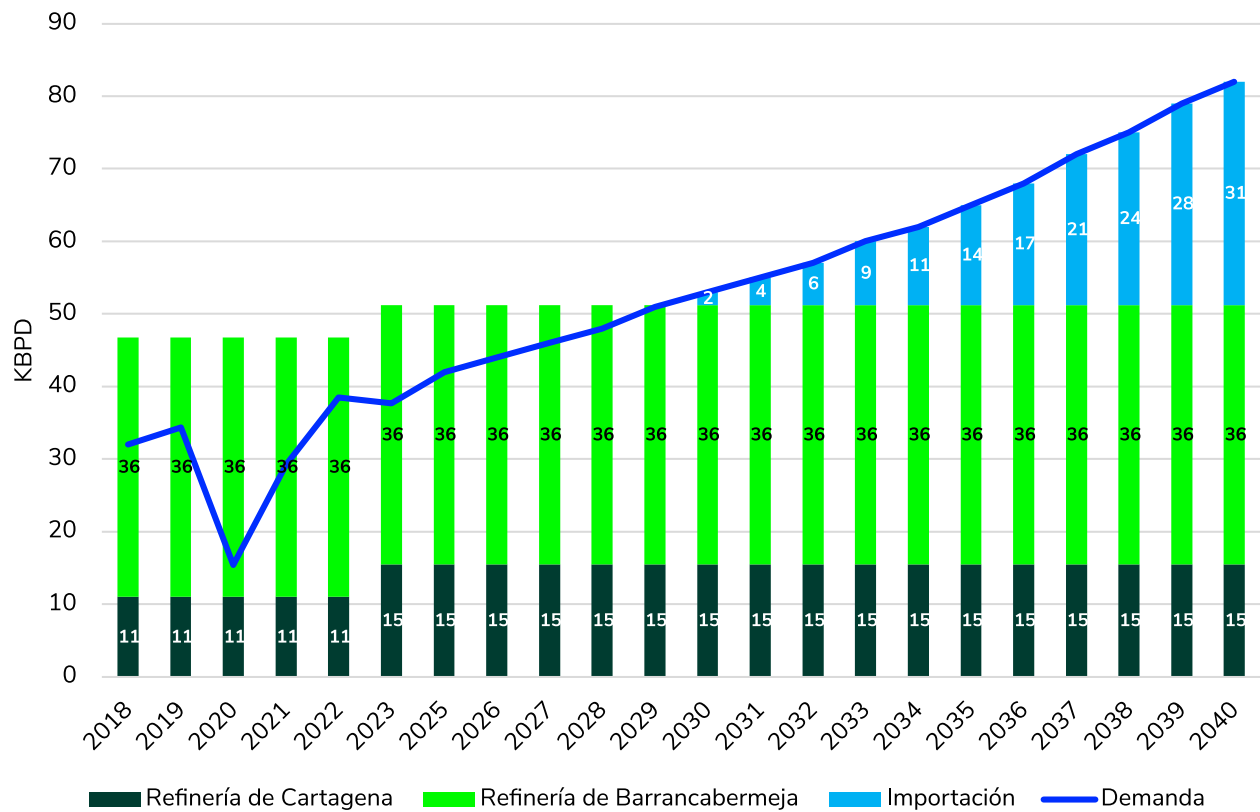


Fuente: Elaboración UPME

5.4. Balance de Jet Fuel

En el Gráfico 5-3 se muestra como la oferta de Jet Fuel nacional en el corto plazo ha logrado solventar las necesidades de abastecimiento del país; sin embargo, según la proyección de demanda efectuada para este combustible, se observa que a partir del 2030 y hasta el final del horizonte de planeación, será necesario contar con una fuente de suministro alterna a la nacional, que sea constante y que permita garantizar aproximadamente el 37% del abastecimiento de este producto, considerando el crecimiento esperado en el consumo de combustible de aviación dado el aumento de frecuencia de vuelos, rutas aéreas y número de pasajeros hacia 2040.

Gráfico 5-3. Balance volumétrico Jet Fuel – Escenario Tendencial



Fuente: Elaboración UPME

Cabe mencionar, que los resultados de importación se refieren únicamente a los combustibles fósiles; entendiendo que las mezclas con biocombustibles se realizan en refinerías o plantas de abasto según aplique, y el biodiesel transportado por ductos es únicamente del 2% como mezcla al ACPM.

6. PRECIOS DE REFERENCIA

Los precios de los combustibles líquidos como energéticos que son, están estrechamente ligados al comportamiento del precio internacional del petróleo y son altamente sensibles a las dinámicas globales de oferta y demanda de éste, actuando como un indicador a través del cual se manifiestan diversos factores externos, entre los que se destacan elementos geopolíticos, ambientales, tecnológicos y regulatorios, que se encuentran y al mismo tiempo, generan un entorno de constante volatilidad e incertidumbre.

El panorama antes planteado, refuerza la necesidad de contar con análisis prospectivos que faciliten la toma de decisiones en materia de política pública, inversión e infraestructura en el sector. En respuesta a esta necesidad, la UPME desarrolló el “Documento de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050”⁴⁷, con el propósito de actualizar metodológicamente las proyecciones de precios de algunos energéticos, integrando variables claves del mercado energético actual nacional e internacional.

Dicho esto, y en línea con las metodologías descritas en el documento antes referido, a continuación, se presenta la proyección de precios de los combustibles líquidos tratados en este plan (gasolina motor corriente, diésel y jet fuel). En particular, los escenarios descritos consideran tanto las tendencias del mercado internacional del refinado específico, como las condiciones normativas y de actualización periódica establecidas en la regulación nacional.

Cabe señalar que las proyecciones aquí presentadas se orientan exclusivamente a los precios de referencia de suministro y no a estimaciones tarifarias del producto; asimismo, los resultados reflejan la regulación y la información disponible a junio de 2024 y están sujetos a un grado de incertidumbre inherente a la complejidad del sector energético, y por lo tanto, su robustez depende de la calidad de los datos disponibles y de la ocurrencia de eventos inesperados que puedan alterar las trayectorias estimadas. En este sentido, a medida que se disponga de nueva información, las proyecciones podrán ser actualizadas para reflejar con mayor precisión los efectos que, tanto los cambios regulatorios y de política energética y fiscal, como los factores externos de tipo geopolítico, climático, tecnológico o económico puedan incidir en el comportamiento de los mercados energéticos y, por ende, en los precios.

El enfoque adoptado se centra tanto en el análisis detallado de las perspectivas de oferta y demanda, como determinantes fundamentales en la formación de precios, como de las expectativas del mercado energético, las cuales son capturadas a través de los análisis prospectivos de la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), específicamente a través de sus proyecciones de largo plazo contenidas en el Annual Energy Outlook 2025⁴⁸, que a su vez, se construyeron considerando tres escenarios: el caso de referencia, el de precios altos y el de precios bajos.

En primera instancia, cabe mencionar que los precios de los combustibles líquidos refinados como la gasolina y el diésel se determinan bajo un esquema de precio máximo de venta al público, el cual es establecido por el Gobierno Nacional. Este precio incluye, en su mayoría, componentes regulados como el *Ingreso al Productor (IP)*, calculado con base en un costo de oportunidad determinado por los precios internacionales en su componente de “suministro”. Adicionalmente, su

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

48 EIA, 2025. Annual Energy Outlook. Disponible para consulta en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/2025/AEO2025-narrative.pdf>

cadena de suministro —que abarca transporte, logística, comercialización y distribución— está regulada en función de la remuneración de las inversiones y los márgenes propios del mercado. No obstante, algunos elementos como los márgenes de comercialización pueden estar parcialmente liberados, sujetos a dinámicas de mercado. En contraste, la estructura de precios del jet fuel no se encuentra actualmente regulada.

Cabe mencionar que todos estos combustibles actualmente están sujetos al impuesto al carbono fijado por la DIAN, de acuerdo con el factor de emisión correspondiente, así como al IVA. En particular, la fijación de precios de gasolina y diésel a nivel nacional está sujeta a la operación del mecanismo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), cuya función es la de mitigar la volatilidad de los precios internacionales buscando el beneficio de los consumidores finales. Respecto de este punto, en los últimos años, el país ha avanzado en un proceso de ajuste progresivo de los precios de los combustibles, en línea con la política nacional de acercar el IP al precio internacional. Este proceso ya se ha completado para la gasolina, cuyo precio ha sido corregido gradualmente para reflejar los precios internacionales; para el diésel, este proceso se encuentra en la fase de implementación, lo que puede implicar incrementos escalonados en su precio de venta al público en el corto plazo, con el fin de reducir el déficit fiscal asociado al FEPC y garantizar la sostenibilidad del esquema.

Con lo anterior presente, la proyección de precios para gasolina motor corriente y ACPM-Diésel considera la estructura de precio de venta al público definida en la Resolución 40112 del 2021⁴⁹, realizando una aplicación metodológica a la proyección del precio internacional reflejado en el rubro del Ingreso Productor (IP), y a los componentes de la estructura de precios de combustibles líquidos diferentes al IP. En este mismo sentido, la estimación de precios para el Jet Fuel contempla únicamente la metodología de proyección del IP.

En particular, la metodología de proyección del IP considera las dinámicas registradas en las proyecciones realizadas por la EIA para cada uno de los productos en cuestión, realizando un ajuste en el nivel de precios registrado históricamente.

En este sentido, a continuación, se presentan los resultados de la proyección de precios por energético, destacando las consideraciones y supuestos tenidos en cuenta para su estimación:

6.1. Gasolina Motor Corriente

La Tabla 6-1 presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

49 MME, 2021. Resolución 40112 del 2021. Disponible para consulta en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40112_2021.htm

Tabla 6-1. Información de base para el modelo de proyección de precios de gasolina

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
GASOLINA MC	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline 87	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios de la gasolina en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono. ⁵⁰		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 2093 de 2021 en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	NA	COP/Gal	Congreso de la República
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso de la República
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m3)	DIAN

Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

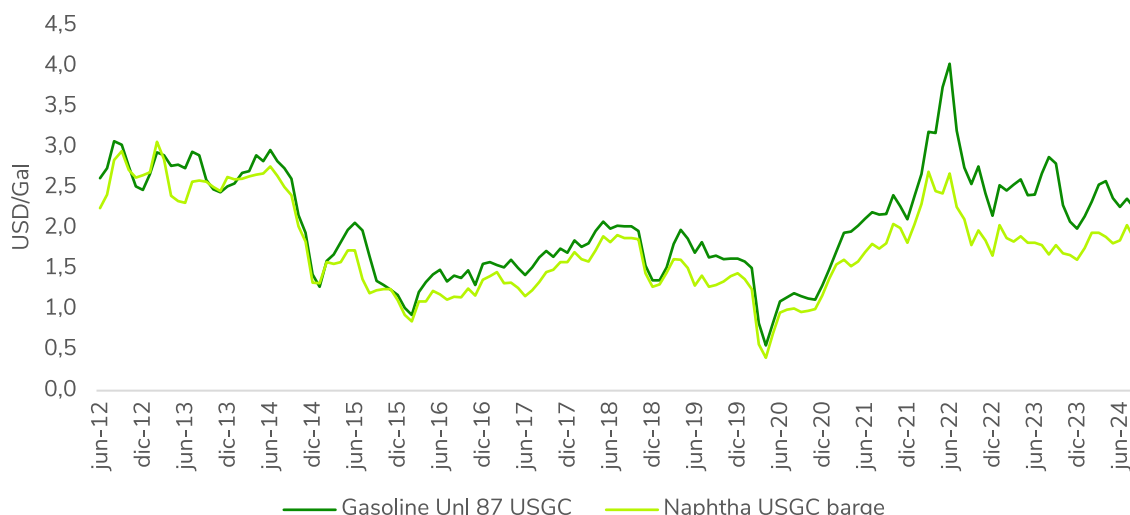
Respecto de la regulación asociada a la fijación del IP para la Gasolina Motor Corriente (GMC), se establece que éste se calcula aplicando las tendencias de los precios internacionales con un desfase de 60 días, utilizando la metodología de paridad de exportación para mitigar la volatilidad y garantizar estabilidad en los precios internos. La remuneración al importador y/o refinador es reconocida por el FEPC a través de liquidaciones, pudiendo ser a favor o en contra de estos agentes.

En particular, el precio de paridad de exportación de la GMC en Colombia se referencia al mercado del Golfo de EE.UU., combinando los índices de la gasolina UNL 87 USGC (70%) y la nafta

⁵⁰ DIAN, 2024. Resolución 7 de 2024. Disponible para consulta en: https://normograma.dian.gov.co/dian/compilacion/docs/resolucion_dian_0007_2024.htm

USGC (30%)⁵¹ (Gráfico 6-1). Además, los costos de transporte y seguros representan alrededor del 20% del precio base para diciembre de 2024. A continuación, se presentan los precios históricos de la gasolina y la nafta como base para la proyección del IP.

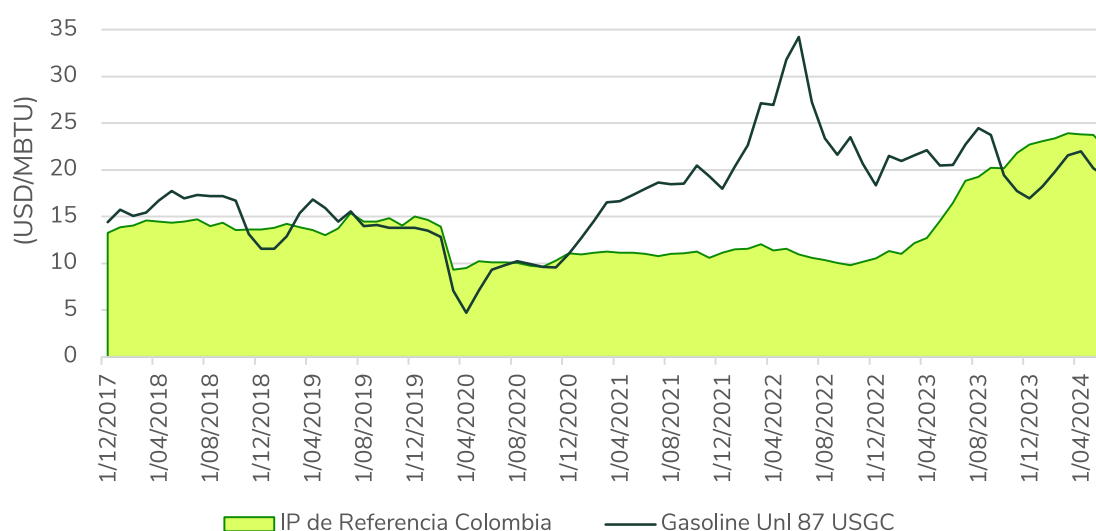
Gráfico 6-1. Referencia de precio Gasoline UNL 87 USGC y Nafta USGC



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

El Gráfico 6-2 muestra la evolución del precio de referencia de la GMC en la Costa del Golfo, utilizado para estimar el precio en el mercado internacional. Este indicador representa al rededor del 80% de la variación del precio de paridad, el cual, a su vez, es la base para calcular el IP en Colombia, definido como precio de referencia nacional.

Gráfico 6-2. Precio internacional e ingreso al productor GMC



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

51 El índice de la gasolina UNL 87 USGC se refiere a un marcador de precio de la gasolina estándar (87 octanos) en la Costa del Golfo de EE. UU. (USGC), que se utiliza en la metodología de fijación de precios de combustibles en países como Colombia, donde se calcula a partir de una cesta que incluye este índice y otros factores. Específicamente, un método de referencia para el precio del combustible en Colombia indexa a la gasolina UNL 87 USGC (70%) y a la nafta USGC (30%).

Se observa que entre 2021 y 2023 hubo una amplia brecha, originada principalmente por la crisis energética global. A partir de 2022, esta brecha comenzó a cerrarse progresivamente con el desmonte de los subsidios a la gasolina de tal forma que actualmente el FEPC no asume actualmente una carga fiscal derivada de su distribución a nivel nacional.

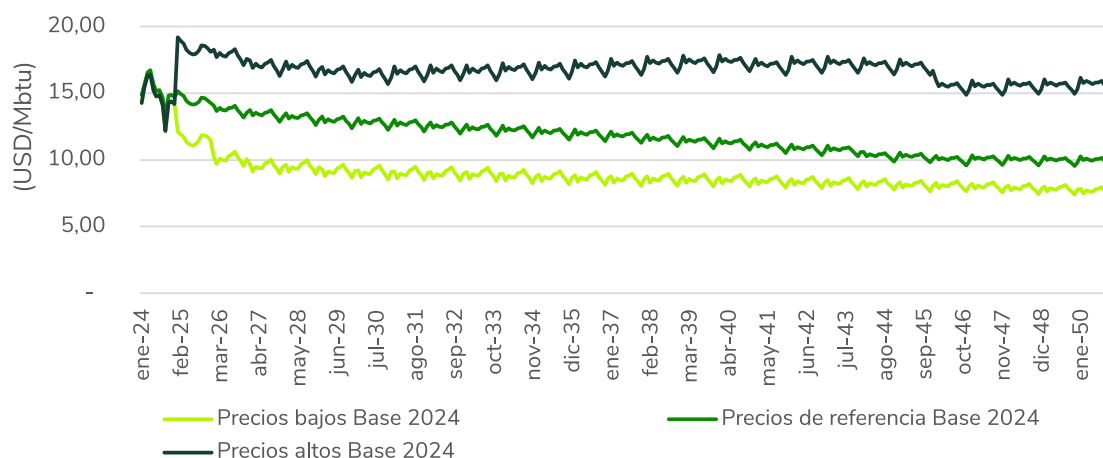
6.1.1. Resultados

La metodología adoptada plantea tres escenarios de proyección para el precio de la gasolina motor corriente oxigenada partiendo de las simulaciones base plasmadas por la EIA, los cuales se definen como:

- 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 desde 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.
- 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.

El Gráfico 6-3 presenta los resultados de proyecciones del IP fósil de la gasolina reflejando la ponderación entre el referente de nafta y el referente de gasolina puesto en puerto colombiano.

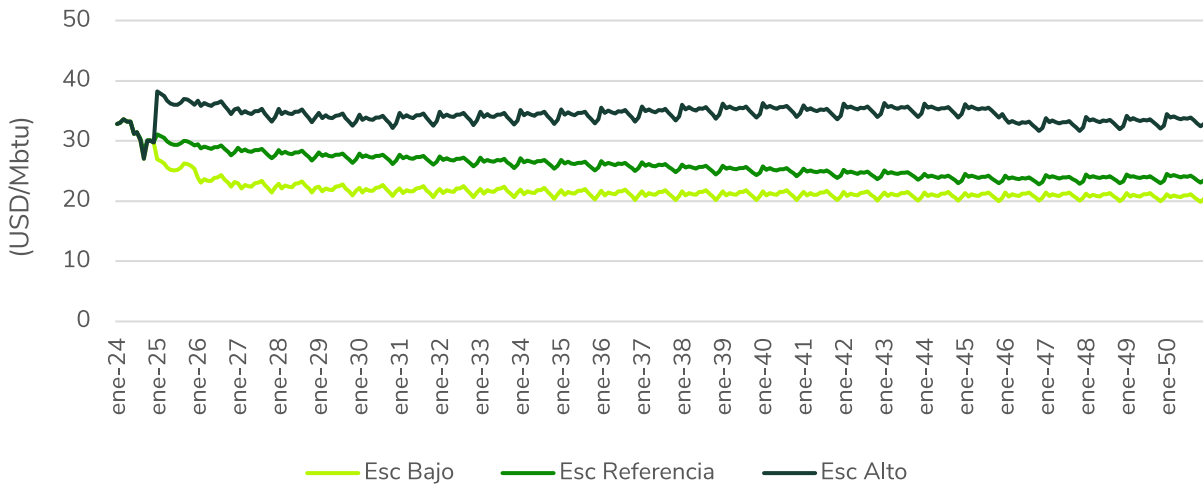
Gráfico 6-3. Proyección de ingreso al importador de la gasolina para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

Finalmente, en el Gráfico 6-4 se presenta la proyección de los precios nacionales teniendo en cuenta la estructura de precio de la gasolina a partir de la integración de los componentes que incluyen el ingreso máximo al productor, el precio máximo de venta al distribuidor mayorista y el precio máximo en planta de abastecimiento mayorista, lo que conforma el precio de referencia de venta. Este para la referencia en Bogotá.

Gráfico 6-4. Proyección del precio de la gasolina motor corriente para la referencia Bogotá – Precios de diciembre de 2023



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

El nivel de precio de venta al público de diciembre de 2024 estuvo en 29,88 USD/MBTU y para la proyección de largo plazo con base en el periodo mencionado cerraría en 20,34 USD/MBTU, lo que implica a largo plazo en este escenario una reducción en el precio en términos reales del 21,5%.

6.2. ACPM-Diésel

La Tabla 6-2 presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 6-2. Información de base para el modelo de proyección de precios de diésel

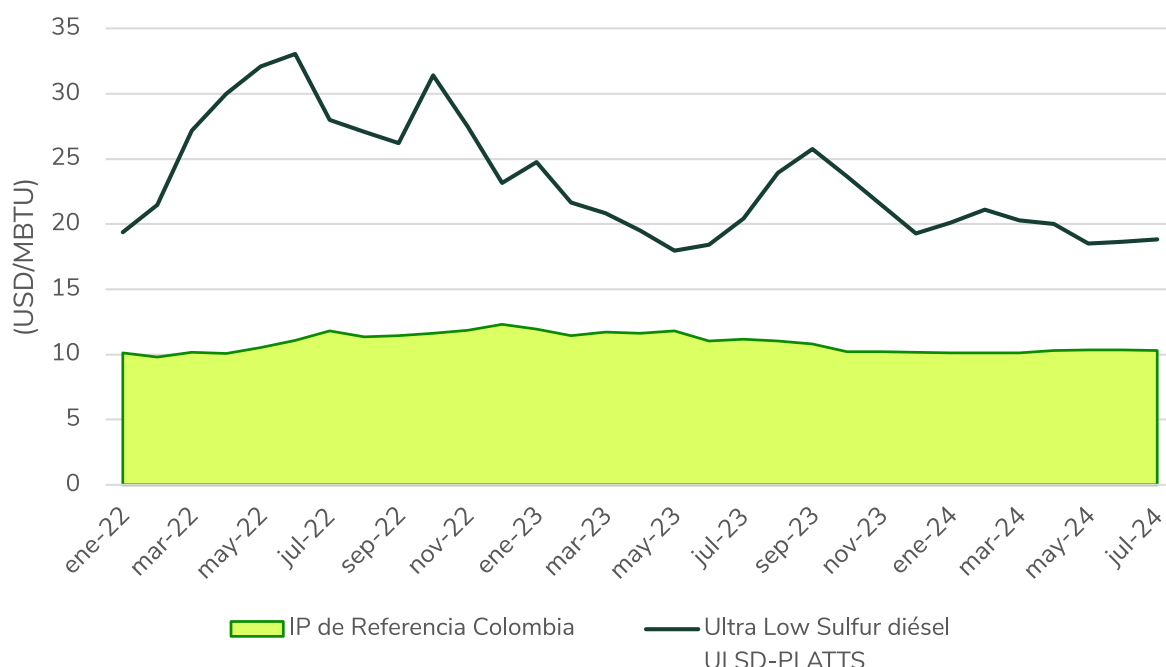
ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
DIÉSEL	Ultra Low Sulfur diésel	Mensual	2022-2024	USD/Gal	PLATTS
	ULSD				
	Referencia de precios del diésel en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	UPME
Proyecciones de la EIA para todos los combustibles líquidos y GLP		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO ₂ eq)	DIAN
Ley 2093 de 2021 en la cual se fija la sobretasa a la Gasolina y al Diésel		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m3)	DIAN

Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

Respecto de la regulación asociada a la fijación del IP para el ACPM-Diésel, se establece que éste se calcula aplicando las tendencias de los precios internacionales con un desfase de 60 días, utilizando la metodología de paridad de exportación para mitigar la volatilidad y garantizar estabilidad en los precios internos. La remuneración al importador y/o refinador es reconocida por el FEPC a través de liquidaciones, pudiendo ser a favor o en contra de estos agentes.

El Gráfico 6-5 describe la senda de los precios internacionales del diésel de la referencia internacional. Este indicador representa al rededor del 80 % de la variación del precio de paridad, el cual, a su vez, es la base para calcular el ingreso al productor fósil en Colombia, definido como precio de referencia nacional. Se observa una brecha constante entre los precios la cual tuvo su periodo más agudo durante 2022 con la subida de precios internacionales que produjo la crisis energética.

Gráfico 6-5. Precio internacional e ingreso al productor Diésel



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

6.2.1. Resultados

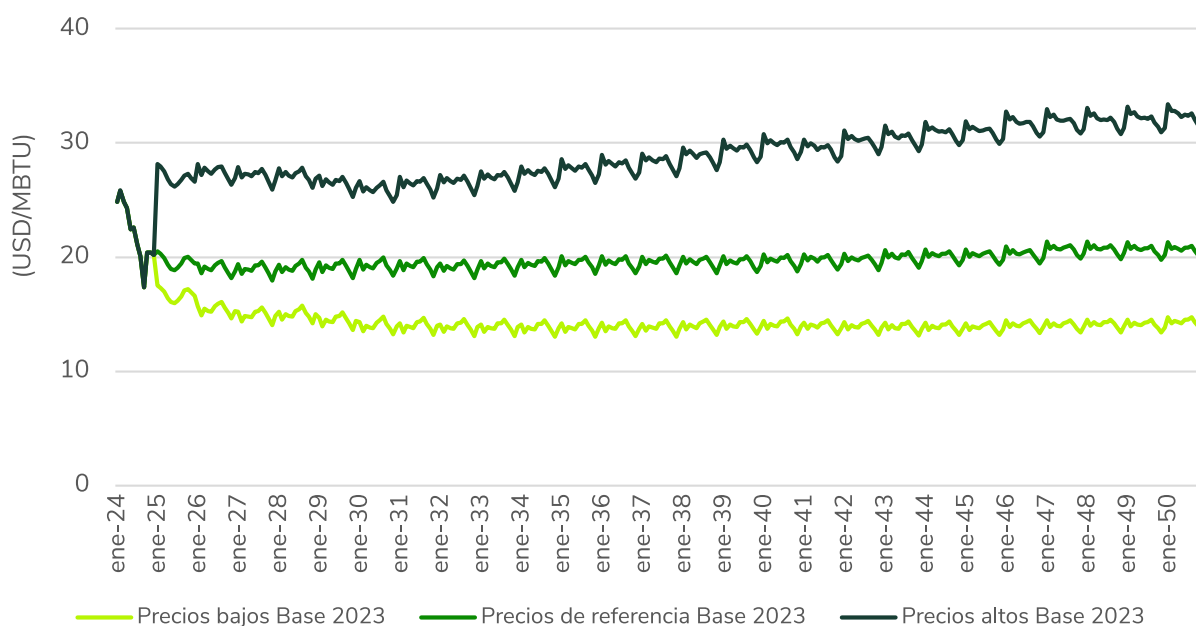
Al igual que para la gasolina, la metodología adoptada plantea tres escenarios de proyección para el precio del ACPM-Diésel partiendo de las simulaciones base plasmadas por la EIA, los cuales se definen como:

- 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.

- 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.

El Gráfico 6-6 presenta los resultados de proyecciones del IP del ACPM-Diésel en caso de que este fuera equivalente al precio internacional de este producto puesto en puerto colombiano.

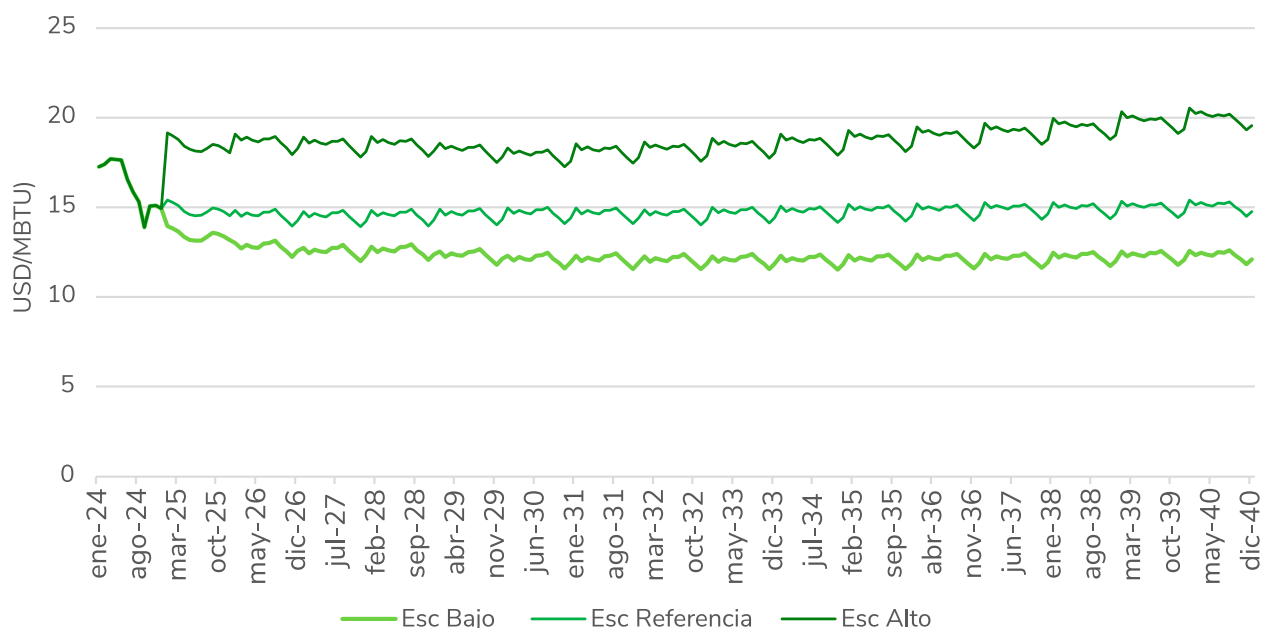
Gráfico 6-6. Proyección del Precio Internacional del ACPM-Diésel– Puesto en puerto



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

En el Gráfico 6-7, se proyecta los precios nacionales teniendo en cuenta la estructura de precio del ACPM-Diésel teniendo en cuenta la sumatoria de los componentes que incluyen el ingreso máximo al productor, el precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista y el precio Máximo en Planta de Abastecimiento Mayorista, lo que conforma el precio de referencia de venta. Este para la referencia en Bogotá.

Gráfico 6-7. Proyección del precio del diésel para la referencia Bogotá a 2040



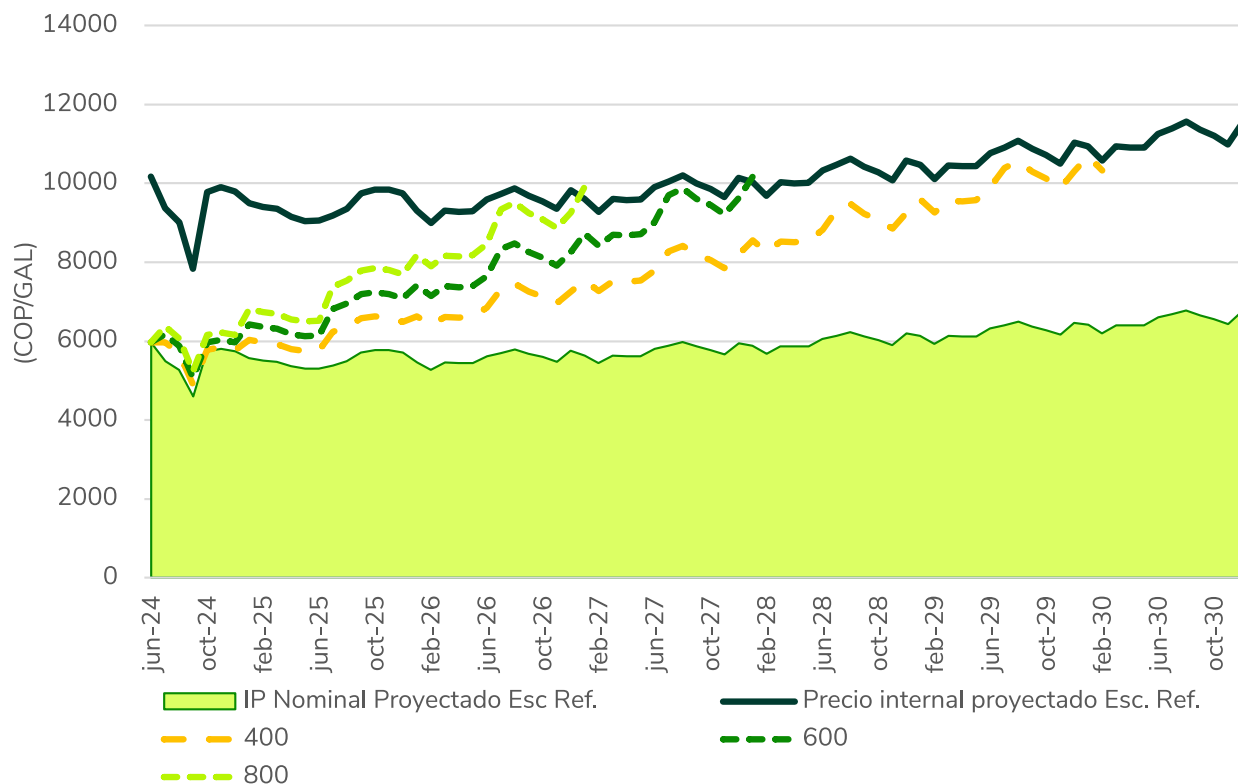
Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

Finalmente, en lo que respecta a este energético, y retomando lo expuesto anteriormente, históricamente ha existido el desafío de incrementar el IP para alinearlos con su valor internacional, con el objetivo de reducir el déficit fiscal asociado al FEPC.

En este contexto, a continuación, se presentan distintos escenarios que ilustran el tiempo necesario para cerrar la brecha entre el IP y el precio internacional de este producto generada ante el funcionamiento del mecanismo del FEPC. Para esto, se consideran incrementos semestrales a partir de junio de 2024 en el IP de \$400, \$600 y \$200 y \$800 pesos colombianos por galón.

Como se observa en el Gráfico 6-8, con un aumento mensual de \$400 por galón y de acuerdo con las proyecciones del Escenario de Referencia, el Gobierno Nacional tardaría aproximadamente 6,5 años en eliminar la diferencia entre el IP nacional y el precio internacional. En el caso de incrementos de \$600 por galón, el ajuste tomaría alrededor de 3,6 años, mientras que con un aumento de \$800 por galón, el tiempo requerido sería de 2,6 años.

Gráfico 6-8. Escenarios de incremento en IP diésel para cerrar brecha - Escenario de referencia
- Precios



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

6.3. Jet Fuel

La Tabla 6-3 presenta el detalle de las variables consideradas en el análisis, especificando su periodicidad, unidades de medida y fuente de información:

Tabla 6-3. Información de base para el modelo de proyección de precios de Jet Fuel

ENERGÉTICO	VARIABLE	PERIODICIDAD	FECHA/ PERÍODO REFERENCIA	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE
JET FUEL	Kerosene-Type Jet Fuel Prices: U.S. Gulf Coast (DJFUELUSGULF)	Mensual	2016-2024	USD/Gal	PLATTS
	Referencia de precios del jet fuel en Colombia	Único valor de referencia	jun-24	USD/Gal	ECOPETROL
Proyecciones de la EIA para Jet Fuel		Anual	2022-2050	USD/MBTU	AEO – EIA
Resolución DIAN anual por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la gasolina y al ACPM, y del Impuesto nacional al carbono		Anual	31 de enero de cada año	COP/Ton (CO2eq)	DIAN
Ley 1819 de 2016 por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural		Anual	NA	COP/Gal	Congreso
Estadísticas de importación de la DIAN		Diario	2016 – junio 2024	*Costos totales fletes y seguros (USD) *Cantidades totales de importación (m3)	DIAN

Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

6.3.1. Resultados

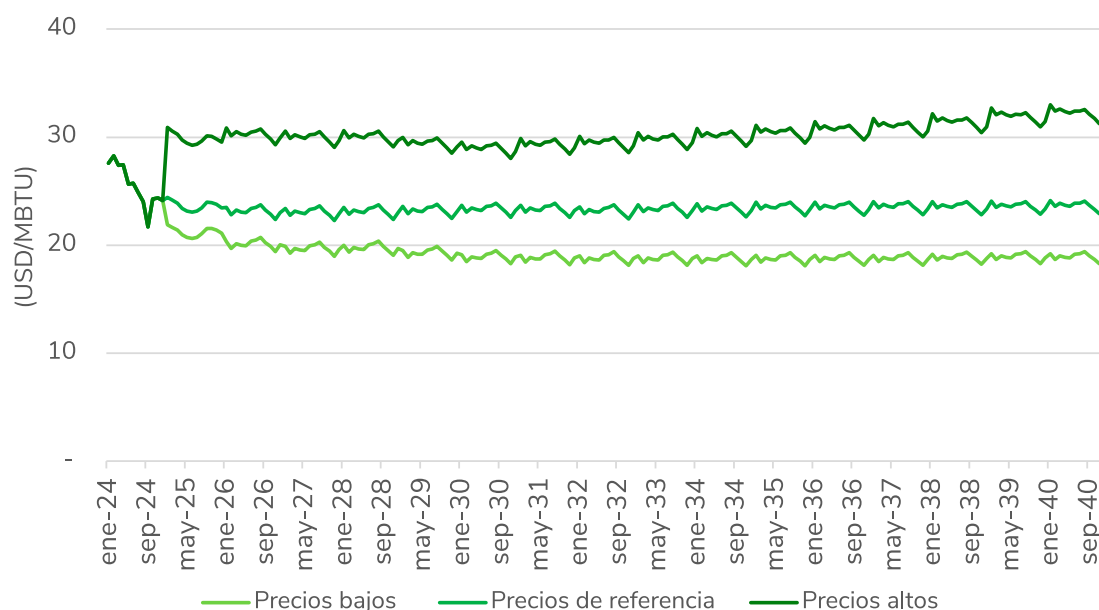
La metodología detallada en el documento base de este capítulo plantea tres escenarios de proyección para el precio del Jet Fuel partiendo de las simulaciones base plasmadas por la EIA, los cuales se definen como:

- 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.
- 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.

El Gráfico 6-9 presenta los resultados de proyecciones del IP del ACPM-Diésel en caso de que este fuera equivalente al precio internacional de este producto puesto en puerto colombiano.

Gráfico 6-9. Proyección de ingreso al importador del jet fuel para Colombia – Puesto en puerto



Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

6.4. Transporte de Combustibles Líquidos

De conformidad con la normatividad vigente en materia de formación de precios de los combustibles líquidos, el componente asociado al transporte entre plantas no interconectadas, el cual se encuentra bajo revisión de la CREG de acuerdo con lo establecido en la Resolución 40193 del 2021, no cuenta con un valor definido de manera regulatoria a nivel nacional, por lo que no corresponde a un componente sujeto a regulación tarifaria uniforme. En consecuencia, dichos costos son determinados dentro de la estructura de precios por mercado por parte del Agente Distribuidor Mayorista, atendiendo a las condiciones logísticas, operativas y contractuales propias de cada región. Bajo este esquema, se ha evidenciado que en los municipios ubicados a mayor

distancia de la infraestructura nacional de transporte de combustibles (en los cuales es necesario recurrir al transporte por carrotanque o mediante medios fluviales o marítimos) los consumidores finales enfrentan costos de transporte definidos bajo condiciones de libre mercado, los cuales son generalmente superiores a los observados en zonas con mayor cercanía a los sistemas de refinación, poliductos y centros de abastecimiento. Esta situación se traduce en precios de venta al público más elevados en regiones apartadas, configurando diferencias territoriales persistentes que no obedecen a variaciones en la calidad del producto ni a decisiones de consumo, sino a restricciones estructurales de acceso a la infraestructura.

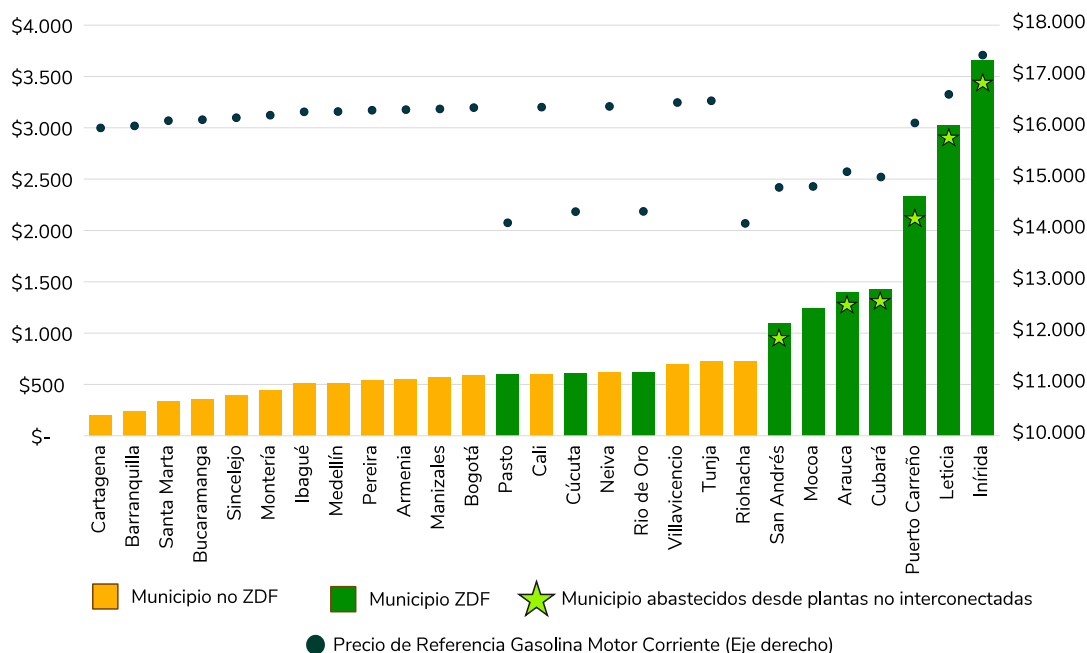
Desde una perspectiva constitucional, estas diferencias adquieren especial relevancia a la luz del principio de igualdad y equidad territorial consagrado en el artículo 13 de la Constitución Política, el cual establece que todas las personas deben recibir la misma protección y trato de las autoridades, y que el Estado debe promover las condiciones para que la igualdad sea real y efectiva, adoptando medidas en favor de los grupos discriminados o marginados. En el caso de los combustibles líquidos, insumo esencial para la movilidad, la provisión de bienes y servicios básicos y el desarrollo productivo regional, las disparidades de precios derivadas exclusivamente de la localización geográfica pueden profundizar brechas económicas y sociales entre territorios, afectando de manera desproporcionada a las poblaciones ubicadas en zonas apartadas del país.

Adicionalmente, el artículo 334 de la Constitución Política establece que el Estado debe intervenir en la economía, con el fin de lograr, entre otros objetivos, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano. En este sentido, la intervención estatal en la formación de precios de un bien estratégico como los combustibles líquidos encuentra sustento constitucional cuando se orienta a corregir particularidades estructurales del mercado que generan resultados inequitativos, particularmente en contextos donde las condiciones de libre mercado tienen un rol en la asignación equitativa de los costos asociados a la prestación del servicio.

Asimismo, como se indicó en el Marco Normativo, el artículo 365 de la Constitución Política dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que este debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Si bien la distribución de combustibles líquidos se desarrolla bajo esquemas de mercado, su carácter estratégico y su impacto transversal sobre la actividad económica y social permiten asimilar su provisión a los principios que rigen los servicios públicos, entre ellos la continuidad, la eficiencia y la equidad. En concordancia, el artículo 366 constitucional señala que el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población son finalidades sociales del Estado, y que será objetivo fundamental de su actividad la solución de las necesidades insatisfechas en materia de servicios públicos y de infraestructura.

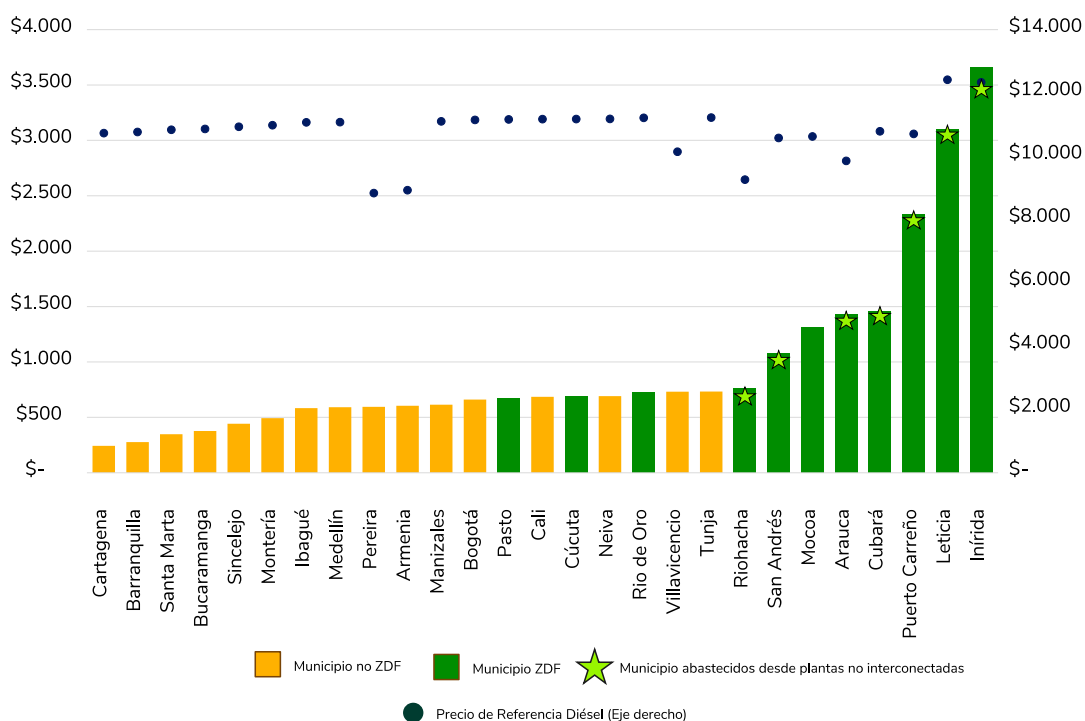
En este contexto, las gráficas que se presentan a continuación ilustran la participación relativa de los costos de transporte del combustible líquido dentro del precio de venta al público en distintos puntos del país, evidenciando que, en determinadas regiones, este componente adquiere un peso mayor frente al observado en los principales centros urbanos. Estos resultados ponen de manifiesto la existencia de asimetrías estructurales en la formación de precios que trascienden las dinámicas normales del mercado y que invitan a analizar, desde una perspectiva de política pública, la pertinencia de instrumentos orientados a una distribución más equitativa de los costos del sistema. En particular, este análisis abre el espacio para evaluar mecanismos de compensación o redistribución que, respetando el marco normativo vigente y las señales económicas del mercado, contribuyan a mitigar las disparidades territoriales en los precios al consumidor final, en coherencia con los principios constitucionales de igualdad, equidad, solidaridad y función social del Estado.

Gráfico 6-10. Tarifa de transporte Gasolina motor corriente vs Precio de Venta al Público de Referencia Promedio 2025.



Fuente: Elaboración propia con datos SICOM, CREG y Ministerio de Minas y Energía

Gráfico 6-11. Tarifa de transporte ACPM-Diésel vs Precio de Venta al Público de Referencia Promedio 2025.



Fuente: Elaboración propia con datos SICOM, CREG y Ministerio de Minas y Energía

7. CADENA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

El abastecimiento de combustibles líquidos en Colombia se desarrolla a través de una cadena logística integral que articula distintos agentes, actores, infraestructuras y mecanismos de distribución, orientados a garantizar la continuidad, calidad y cobertura del suministro en todo el territorio nacional. Esta cadena abarca las etapas de producción, importación, transporte, almacenamiento y distribución mayorista y minorista, e incorpora además a los biocombustibles como componentes esenciales en las mezclas destinadas al consumidor final. Asimismo, en zonas de frontera y regiones de difícil acceso, el abastecimiento presenta particularidades asociadas a condiciones geográficas, logísticas y regulatorias específicas, que bajo los cuales se implementan esquemas diferenciados de operación y coordinación institucional para asegurar la disponibilidad del producto.

A continuación, se procede a desagregar de manera general las particularidades de la cadena de distribución de combustibles líquidos en Colombia, considerando los agentes y actores que la conforman, la infraestructura que la soporta, las condiciones especiales de abastecimiento en zonas de frontera y el rol que desempeñan los biocombustibles dentro del sistema nacional de suministro.

7.1. Antecedentes

En primer lugar, y en concordancia con lo expuesto en el Capítulo 1. Marco Normativo de este documento, la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en Colombia se encuentra regulada por la Ley 39 de 1987 y la define como un servicio público. Esta disposición implica que el Estado tiene la responsabilidad de garantizar su prestación de manera eficiente, continua y segura a todos los habitantes del territorio nacional, asegurando así el acceso a un insumo fundamental para el funcionamiento del aparato productivo y la movilidad del país.

Posteriormente, la Ley 26 de 1989 amplió el alcance de este marco normativo, otorgando al Gobierno Nacional la potestad de establecer las reglas que orientan la operación del servicio. En virtud de ello, el Gobierno puede determinar aspectos como los horarios de prestación, los precios y márgenes de comercialización, las especificaciones de calidad, las condiciones de seguridad y las relaciones entre los distintos agentes que conforman la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos.

Es así como por medio del Artículo 61 de la Ley 812 del 2003, se determinaron como agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, con la excepción del gas licuado del petróleo - GLP, al refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y al gran consumidor. En este sentido, a través del Decreto 4299 del 2005, se establecieron los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables a los agentes de esta cadena.

Por otra parte, la Resolución 31348 del 2015, modificada por la Resolución 31100 del 2020, y partiendo de las definiciones dadas en el Decreto 1073 de 2015, las Resoluciones 180687 de 2003, 182142 de 2007, define como actores de la cadena a los productores e importadores de alcohol carburante (etanol) y de los biocombustibles para uso en motores diésel (biodiésel).

7.2. Infraestructura y Distribución

A nivel de infraestructura, actualmente el país dispone de una red integrada que soporta las distintas etapas de la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos. Esta red incluye puertos de importación, refinerías y plantas de producción de biocombustibles, que constituyen los principales puntos de ingreso y transformación de cada producto. Desde allí, el abastecimiento se articula mediante puntos de internación, plantas de almacenamiento y un sistema de poliductos que permite el transporte de combustibles a las diferentes regiones del país. Adicionalmente, se emplean carrotanques y operaciones de cabotaje para atender zonas no conectadas al sistema de ductos y/o complementarlo. En particular, estas modalidades logísticas proporcionan flexibilidad al sistema de distribución y contribuyen a lograr una cobertura a nivel nacional, especialmente en áreas de difícil acceso o con limitaciones en infraestructura.

En cuanto al transporte por poliductos, éste constituye la columna vertebral del sistema logístico nacional y se encuentra actualmente a cargo del único agente transportador que actualmente es CENIT. Este sistema permite el movimiento continuo e ininterrumpido de grandes volúmenes de combustibles líquidos (como gasolina motor corriente, ACPM-Diésel o JET). Si bien la operación por poliducto resulta más eficiente en términos energéticos y de costos por unidad transportada⁵², su implementación exigió inversiones significativas y su continuidad depende del aseguramiento de grandes y constantes volúmenes de refinados a transportar de tal manera que se justifique su uso, del mantenimiento de las condiciones de seguridad requeridas para cumplir su función y del manejo de los riesgos asociados a los eventos o acciones causados por terceros⁵³.

Es importante señalar que cada tramo de la red de poliductos puede estar conformado por segmentos con diferentes diámetros y, en consecuencia, distintas capacidades de transporte. No obstante, para efectos del análisis desarrollado en los capítulos siguientes de este documento, las capacidades se agrupan por tramo, considerando tanto la capacidad efectiva como la capacidad efectiva al considerar un aditivo reductor de fricción (o DRA, por sus siglas en inglés), según se presenta en la Tabla 7-1.

52 International Energy Agency. (2010). Transport Energy Efficiency (IEA Energy Papers No. 2010/09). OECD Publishing & International Energy Agency. (2020). Energy Efficiency 2020

53 Acciones asociadas a daños o vandalismo sobre la infraestructura de transporte de refinados.

Tabla 7-1. Capacidad efectiva por tramos del sistema de transporte por poliductos

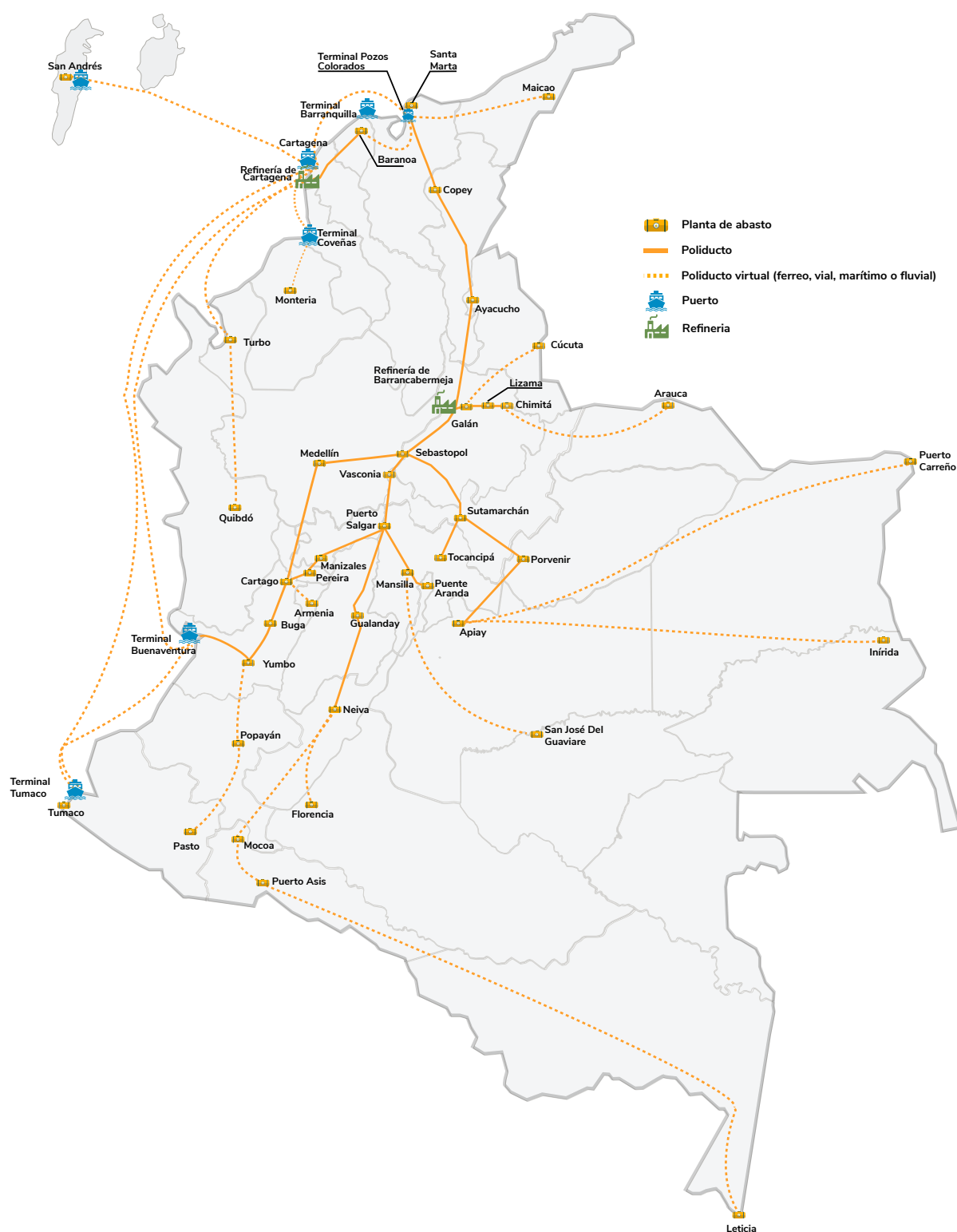
Tramos	Capacidad Efectiva (KBPD)	Capacidad Efectiva con DRA (KBPD)
Cartagena - Baranoa	27,20	29,00
Pozos Colorados - Galán	91,00	155,00
Galán - Sebastopol	178,20	285,90
Galán - Chimitá	38	N/A
Sebastopol - Sutamarchán	62,70	82,80
Sutamarchán - Tocancipá	11,00	15,00
Sutamarchán - Apiay	51,60	68,00
Sebastopol - Medellín	60,20	67,00
Medellín - Cartago	35,70	N/A
Sebastopol - Puerto Salgar	128,00	185,00
Puerto Salgar - Mansilla	71,00	84,00
Mansilla - Puente Aranda	53,90	N/A
Puerto Salgar - Gualanday	24,74	N/A
Gualanday - Neiva	11,20	N/A
Puerto Salgar - Cartago	23,00	28,00
Cartago - Yumbo	41,80	N/A
Yumbo – Buenaventura	14,30	N/A

Fuente: Elaboración UPME con datos del agente transportador

En cuanto al transporte de biocombustibles, cabe mencionar que se realiza principalmente mediante carrotaques, dada la naturaleza del producto y las características de las rutas de distribución. Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 40152 de 2021, los refinadores e importadores que operan desde las facilidades de refinación de Cartagena y Barrancabermeja deben realizar una mezcla del 2% de biodiésel con el ACPM-Diésel en el punto de entrega, lo que da origen al producto denominado B2. Esta mezcla inicial, que se transporta a través de la red de poliductos, no representa el porcentaje total exigido para la mezcla nacional, la cual se realiza posteriormente en las plantas mayoristas, pero sí constituye un mecanismo que facilita la operación logística del sistema de transporte y distribución de combustibles.

Finalmente, en el eslabón de la distribución, el país cuenta con una infraestructura conformada por plantas de abastecimiento mayoristas, tanto conectadas como no conectadas al sistema de poliductos, que permiten el acopio y la mezcla final de los combustibles fósiles y biocombustibles. A partir de estas plantas, el producto se distribuye hacia una amplia red de puntos de distribución minorista (terrestres, fluviales y de aviación) ubicados a lo largo del territorio nacional. A continuación, en el Gráfico 7-1 se presenta de manera general el mapeo de la infraestructura descrita a nivel nacional.

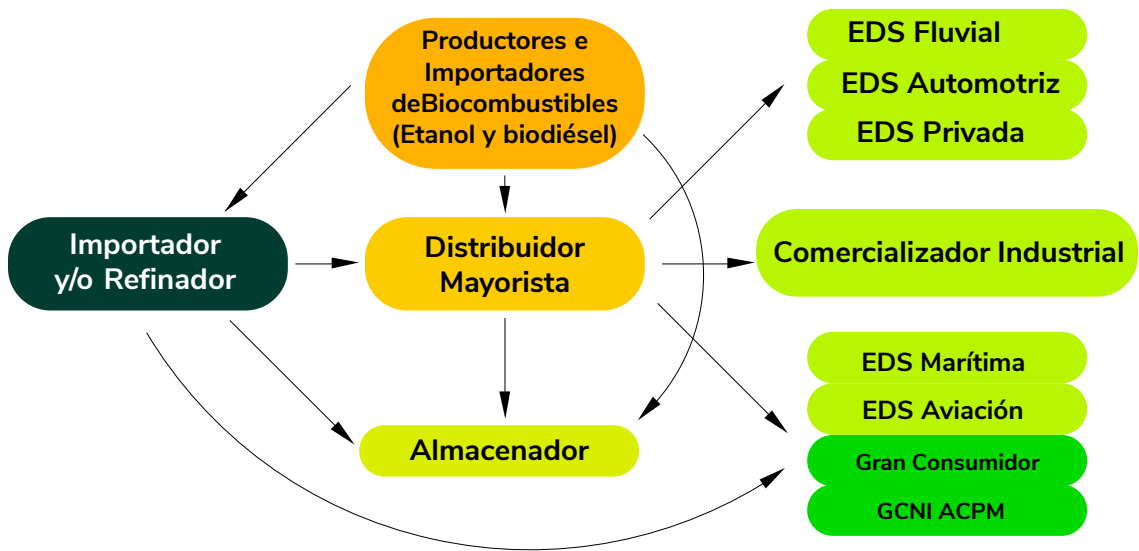
Gráfico 7-1. Infraestructura de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos



Fuente: Elaboración UPME

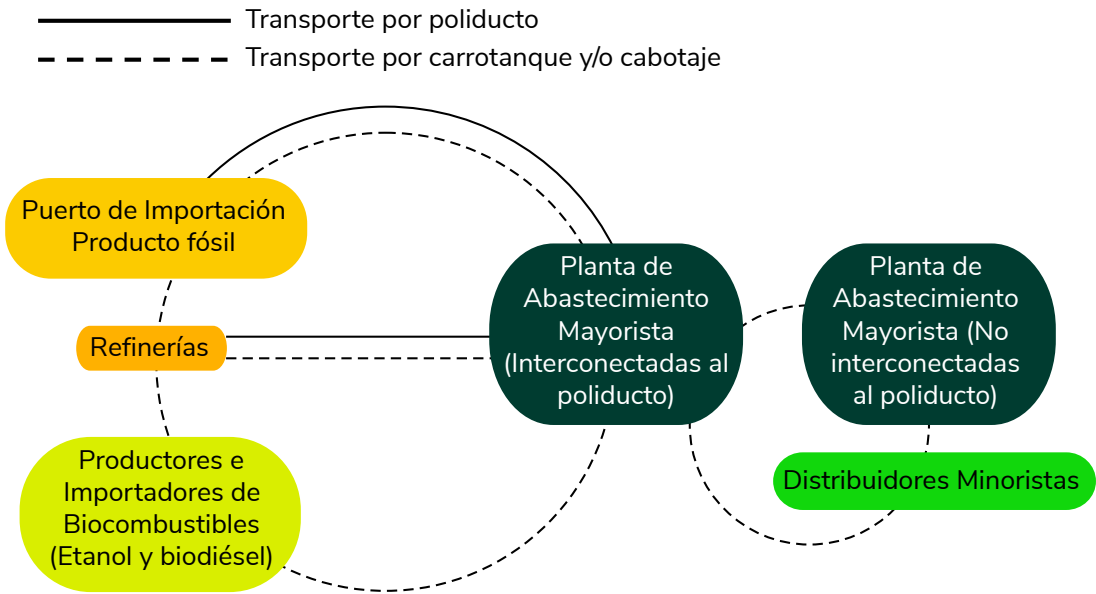
Ahora bien, considerando la normatividad citada y la distribución de infraestructura a nivel nacional, en los Gráficos 7-2 y 7-3 a continuación, se presenta las interacciones dentro de la cadena de distribución de combustibles líquidos desde su producción y/o importación, hasta su punto de distribución minorista, considerando la participación de los agentes y actores de la cadena, los cuales se describen en la Tabla 7-2.

Gráfico 7-2. Interacciones Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos



Fuente: Elaboración UPME con información de la CREG y el MME

Gráfico 7-3. Interacciones de Transporte en la Cadena de Combustibles Líquidos



Fuente: Elaboración UPME con información de la CREG

Tabla 7-2. Agentes y actores de la cadena de distribución de combustibles líquidos

Agente/ Actor	Nombre	Descripción
Agentes de la cadena	Refinador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Importador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de importación de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Almacenador	Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Distribuidor Mayorista	Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento, la cual entrega dichos productos con destino a la(s) planta(s) de otro(s) distribuidor(es) mayorista(s), a los distribuidores minoristas o al gran consumidor.
	Transportador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante.
	Distribuidor Minorista	Persona natural o jurídica dedicada a la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, ya sea a través de una estación de servicio o en calidad de comercializador industrial. Este agente puede desarrollar su actividad mediante los siguientes tipos de establecimientos: ● Estación de servicio de aviación: Almacena y distribuye combustibles líquidos derivados del petróleo, destinados exclusivamente para aviación. ● Estación de servicio automotriz: Almacena y distribuye combustibles para vehículos terrestres mediante surtidores fijos, y puede ofrecer servicios complementarios como mantenimiento básico, lubricación, lavado o venta de productos automotores y de conveniencia. ● Estación de servicio fluvial: Almacena y distribuye combustibles líquidos derivados del petróleo a embarcaciones, mediante equipos de suministro instalados en barcasas flotantes no autopropulsadas, ancladas o aseguradas en un punto fijo, que llenan directamente los tanques de combustible. ● Estación de servicio marítima: Almacena y distribuye combustibles para buques o naves de navegación marítima
	Gran Consumidor	Usuario que cuenta con instalaciones que permiten descargar y almacenar combustibles líquidos derivados del petróleo para su consumo final.
Actores de la cadena	Productores e importadores de alcohol carburante (etanol) y de los biocombustibles para uso en motores diésel.	

Fuente: Elaboración UPME con información de la CREG y el MME

7.3. Planes de Abastecimiento en Zona de Frontera

Tal como se mencionó en el Capítulo 1 del presente documento, en Colombia, las zonas de frontera cuentan con un régimen especial para la distribución de combustibles líquidos, cuyo propósito es garantizar el abastecimiento y promover el desarrollo económico y social de estas regiones. Este tratamiento diferencial encuentra sustento en el artículo 337 de la Constitución Política, que faculta al legislador para establecer regímenes económicos y sociales especiales en dichas zonas.

En desarrollo de este mandato, la Ley 191 de 1995 creó el régimen especial de frontera, mientras que la Ley 681 de 2001, modificada por las Leyes 1430 de 2010 y 1607 de 2012, estableció beneficios tributarios y esquemas diferenciados de distribución de combustibles. Posteriormente, el parágrafo 2 del artículo 9 de la Ley 1430 de 2010 y el parágrafo 1 del artículo 6 de la Ley 2135 de 2021 asignaron al MME, a través de la Dirección de Hidrocarburos, la responsabilidad de regular y coordinar la distribución de combustibles, definir los planes de abastecimiento y establecer los esquemas regulatorios y tarifarios aplicables a estas zonas.

Con base en este marco legal, el Decreto 386 de 2007, hoy compilado en el Decreto 1073 de 2015, reglamentó la distribución de combustibles en zonas de frontera, precisando que su operación debe atender las condiciones particulares de cada municipio y seguir un orden de prelación que prioriza el despacho desde las plantas de abastecimiento ubicadas dentro del mismo departamento fronterizo. Para ello, la Dirección de Hidrocarburos del MME elabora y aprueba planes de abastecimiento por departamento con municipios denominados como Zona de Frontera, los cuales definen las fuentes de suministro, las rutas de transporte, la cadena logística y los esquemas de contingencia necesarios para asegurar la continuidad del servicio.

En particular, el Decreto 1073 de 2015, en sus artículos 2.2.1.1.2.2.6.7 al 2.2.1.1.2.2.6.13, establece los lineamientos para la elaboración y aprobación de estos planes, así como el procedimiento de consulta a los distribuidores mayoristas, minoristas y demás actores del sector, cuyos conceptos no son vinculantes, pero pueden ser considerados durante el proceso de planeación.

Con esto presente, se indica que actualmente, el país cuenta con más de 170 municipios en 13 departamentos declarados como zonas de frontera, de los cuales 12 disponen de planes de abastecimiento vigentes, estando pendiente únicamente el correspondiente al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Estos planes especifican, para cada departamento, las condiciones bajo las cuales los distribuidores mayoristas realizan el suministro de combustibles, incluyendo:

- Los puntos de origen y procedencia del producto, indicando si es de producción nacional o importado, y las rutas logísticas hasta el punto de entrega.
- La estructura de la cadena de distribución, detallando los procesos de importación, almacenamiento, transporte y comercialización.
- Las condiciones logísticas y económicas óptimas para garantizar la eficiencia, oportunidad y sostenibilidad del abastecimiento en cada municipio fronterizo.

En el marco operativo, los planes de abastecimiento también contemplan medidas de contingencia para garantizar la seguridad y continuidad del suministro frente a situaciones excepcionales como bloqueos viales, alteraciones del orden público o emergencias ambientales. En tales casos, la Dirección de Hidrocarburos del MME está facultada para habilitar rutas alternas, implementar esquemas temporales de transporte o autorizar importaciones controladas desde países vecinos, como Ecuador, con el fin de atender la demanda local de manera oportuna.

Considerando lo anterior, dentro del ejercicio de planeación sectorial, la UPME incorporó dentro del modelo de simulación, presentado en el Capítulo 8, las restricciones operativas derivadas de la implementación de dichos planes de abastecimiento. De esta manera, el modelo reconoce que el suministro real de combustibles en estas zonas se realiza bajo un esquema de priorización de despacho desde plantas ubicadas en los departamentos fronterizos, tal como lo establece la normativa vigente.

A continuación, en la Tabla 7-3 se presenta el listado de los planes de abastecimiento vigentes expedidos por el regulador, los cuales recogen de manera general las disposiciones establecidas en cada acto administrativo. Asimismo, se incluye una representación gráfica que identifica las principales plantas mayoristas que actúan como puntos centrales de abastecimiento de estas regiones.

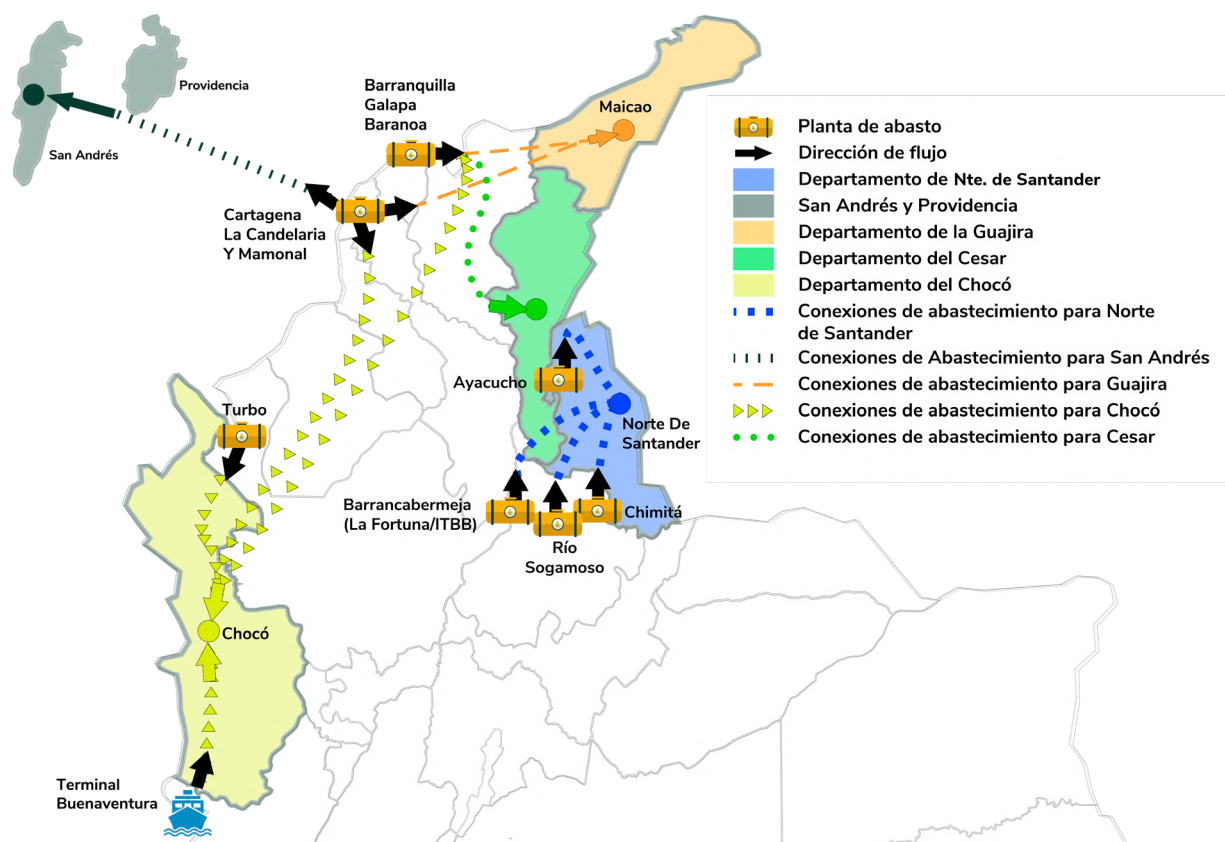
Tabla 7-3. Compilación Planes de Abastecimiento Zona de Frontera

Departamento	Resolución(es)	Descripción general del esquema de abastecimiento
Amazonas	Resoluciones 124312 y 124541 de 2011	De acuerdo con lo establecido en las resoluciones mencionadas, el abastecimiento del departamento se realiza con producto transportado desde las plantas de abasto de Neiva (interconectada), Puerto Asís y Leticia (no interconectadas). La normativa citada contempla la posibilidad de importar producto desde Perú o Brasil para atender la demanda del departamento; sin embargo, actualmente no se hace uso de dicha opción.
Arauca	Resolución 01841 del 2022	El abastecimiento se realiza con producto transportado a través del sistema de poliductos hasta las plantas de Chimitá, Apiay y Mancilla, desde donde se atiende la planta no interconectada de Arauca. Esta planta surte los municipios de Arauca, Saravena, Tame, Cravo Norte, Fortul, Arauquita y Puerto Rondón mediante rutas terrestres, priorizando el despacho desde el mismo departamento.
Boyacá (Cubará)	Resolución 01414 de 2023 y 00797 del 2024	El abastecimiento desde las plantas de Chimitá, La Fortuna, Río Sogamoso, Apiay, Mancilla y Tocancipá y de dichas plantas se podrá abastecer la planta no interconectada de Arauca ubicada en el departamento de Arauca para el abastecimiento en el municipio de Cubará (Boyacá).
Cesar	Resoluciones 31176 de 2019; 31414 de 2020; 00209 de 2023	Se abastece principalmente desde la planta interconectada La Candelaria (Bolívar) hacia la planta no interconectada TELBA S.A.S. (Barranquilla – Atlántico), que distribuye a los municipios fronterizos del departamento.
Chocó	Resoluciones 124052 de 2010; 31415 de 2020; 00939 de 2022	El abastecimiento se realiza con producto transportado hasta las plantas de Chevron Mamonal, Petromil La Candelaria, Conjunta Exxon Mobil Chevron, Planta Conjunta Buenaventura y Planta Conjunta Galapa Promin para abastecer los municipios del departamento.

Departamento	Resolución(es)	Descripción general del esquema de abastecimiento
Guainía	Resolución 01917 del 2024	El abastecimiento se realiza con producto transportado desde las plantas Apiay (Villavicencio, Meta) y Mancilla (Facatativá, Cundinamarca), posteriormente el distribuidor mayorista transportará el producto hasta la planta de abastecimiento no interconectada de Puerto Inírida, para el abastecimiento de los municipios zona de frontera del departamento.
La Guajira	01746 2023	El abastecimiento considera la movilización de producto hasta las plantas de abastecimiento de: La Candelaria, Mamonal, Galapa, Baranoa, Pozos Colorados, adicionalmente a las plantas no interconectadas de Telba, Promin y Palermo y desde dichas plantas se podrá abastecer a las plantas no interconectadas Consorcio Aldeco Oriana - Jaidis y Distribuidora de combustibles Wayuu SAS - DISCOWACOP S.A.S ubicadas en jurisdicción del municipio de Maicao
Nariño	Resoluciones 01853 de 2024 y 00358 de 2025	Los actos administrativos indican que el abastecimiento se realiza con prelación de la planta de abastecimiento ubicada en Tumaco y en segunda instancia el abastecimiento terrestre desde la planta interconectada de Yumbo, considerando el abastecimiento complementario de Yumbo a todo el departamento cuando se requiera.
Norte de Santander	Resolución 01089 de 2023	El abastecimiento se realiza desde las plantas de abastecimiento de Chimitá, La Fortuna, Rio Sogamoso, Ayacucho, Baranoa, Galapa, la planta no Interconectada denominada Impala Terminals Barrancabermeja-ITBB y de dichas plantas se abastecerá las plantas no interconectadas Agualinda y Villa del Rosario para abastecer los municipios zona de frontera del departamento.
Putumayo	Resolución 72466 de 2013	El acto administrativo plantea el abastecimiento de los municipios zona de frontera del departamento desde la planta no interconectada de Puerto Asís y la planta no interconectada de Florencia (Caquetá)
Vaupés	Resolución 31249 del 2014	El acto administrativo plantea el abastecimiento de los municipios zona de frontera del departamento desde la planta no interconectada de San José del Guaviare y la planta no interconectada de Leticia (Caquetá).
Vichada	Resolución 01150 del 2023	Se considera el abastecimiento desde las plantas de abastecimiento de Apiay, Mancilla, Chimitá, La Fortuna y de dichas plantas se abastecerá las plantas no interconectadas de Puerto Carreño y Apiay ubicadas en Vichada y Casanare

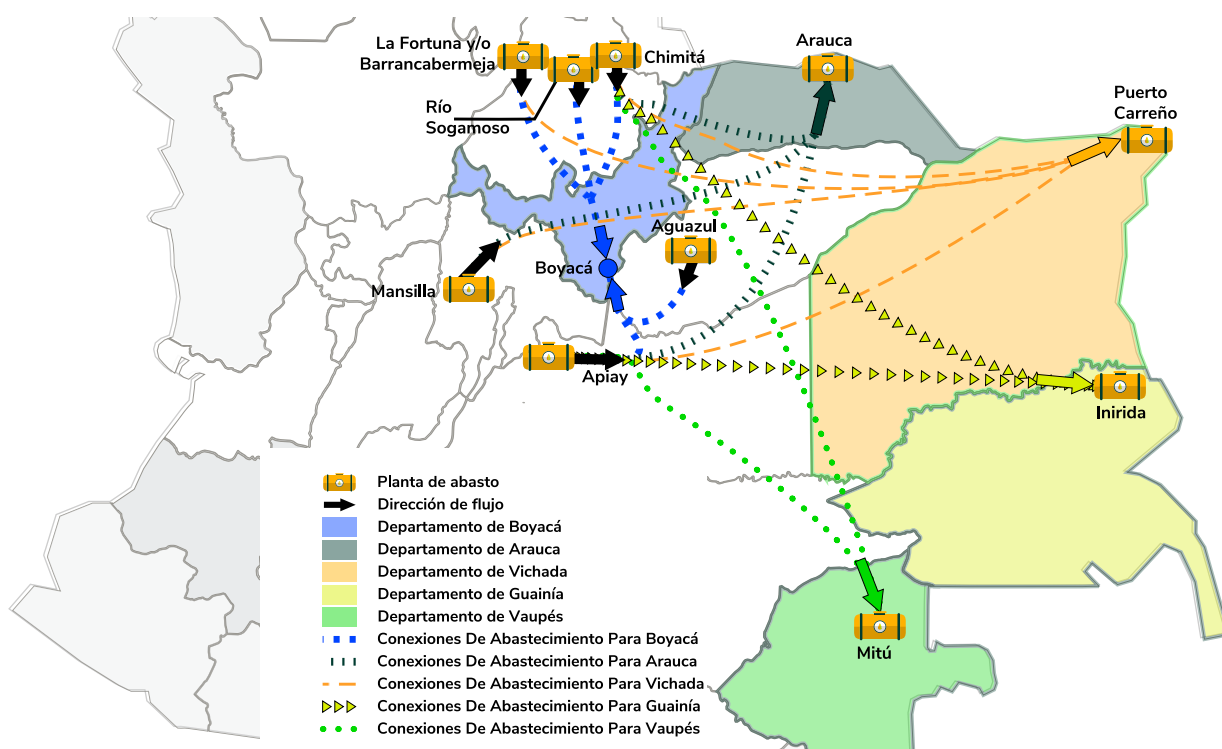
Fuente: Elaboración UPME con información MME

Gráfico 7-4. Planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Noroccidente



Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

Gráfico 7-5. Representación planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Oriente



Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

Gráfico 7-6. Planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Sur



Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

7.4. Abastecimiento de biocombustibles

El uso de biocombustibles en el mercado colombiano se consolidó a partir de la creación de un conjunto de instrumentos normativos expedidos desde comienzos de la década del 2000, que establecieron las bases legales, técnicas e institucionales para su desarrollo y masificación. La incorporación del alcohol carburante (etanol) y del biodiésel respondió a objetivos asociados con la diversificación de la matriz energética, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, la promoción del desarrollo agroindustrial y la mitigación de emisiones provenientes del sector transporte.

Este proceso de incorporación se estructuró a partir de leyes marco que introdujeron la obligatoriedad de las mezclas, decretos reglamentarios que definieron las condiciones técnicas y operativas de aplicación, y resoluciones que precisaron los aspectos de calidad, transporte, almacenamiento, mezcla y distribución de los productos.

A continuación, se presentan los principales antecedentes que han configurado la política nacional de biocombustibles y su integración con los combustibles fósiles, junto con los aspectos normativos y económicos asociados a su producción y remuneración. Estos elementos han generado particularidades en la dinámica de abastecimiento, con implicaciones directas sobre la disponibilidad y confiabilidad del combustible fósil. Finalmente, se incluye una estimación general del aporte del sector de biocombustibles al abastecimiento y la seguridad en el suministro de combustibles líquidos en el país.

7.4.1. Antecedentes

Para comenzar, la Ley 693 de 2001 promovió el uso de alcoholes carburantes, particularmente el etanol, como sustituto parcial de la gasolina. Esta ley estableció una política para el uso del alcohol como carburante y creó estímulos para su producción, comercialización y consumo. En su articulado se dispuso la incorporación obligatoria de etanol en las gasolinas comercializadas en los centros urbanos con más de 500.000 habitantes, junto con la definición de un conjunto de incentivos tributarios dirigidos a estimular la producción nacional y el uso de esta fuente energética alternativa.

La Ley 693 de 2001 sentó así las bases del programa de oxigenación de gasolinas, concebido para introducir el etanol como oxigenante de las gasolinas motor y estructurado mediante un marco legal y regulatorio integral que incluyó normas de precios, calidad, transporte y mezcla. La reglamentación inicial de la ley permitió el desarrollo del programa mediante la expedición de instrumentos complementarios, entre ellos, la Ley 788 de 2002, que incluyó al alcohol carburante como un componente exento de la sobretasa y del impuesto global a la gasolina, y la Ley 863 de 2003, que ratificó la exención del impuesto al valor agregado (IVA) para este producto.

En el ámbito técnico, la Resolución MME 181069 de 2005 (Reglamento Técnico del Programa de Oxigenación de Gasolinas) estableció la prioridad de abastecer el mercado interno de etanol como requisito para exportar el producto. Asimismo, determinó que los productores de alcohol carburante debían vender exclusivamente a distribuidores mayoristas de combustibles y mantener capacidades de almacenamiento e inventarios suficientes para atender la demanda interna. En su Artículo 4º, la mencionada resolución definió que el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de alcoholes carburantes y combustibles oxigenados constituirían un servicio público sujeto a la regulación del Estado. No obstante, esta disposición no incluyó la producción de etanol como parte del servicio público, por lo que no se estableció una obligación de abastecimiento nacional por parte de los productores.

El desarrollo normativo continuó con la Ley 939 de 2004, que amplió el marco de acción a los biocombustibles para motores diésel, promoviendo el uso del biodiésel derivado de aceites vegetales y grasas animales. Esta ley definió los biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel como combustibles que cumplen con las normas de calidad establecidas por la autoridad competente, destinados a sustituir parcial o totalmente el ACPM (diésel fósil) utilizado en motores.

La Ley 939 de 2004 también introdujo un conjunto de incentivos tributarios y económicos para promover la producción nacional de biodiésel. En particular, declaró exenta la renta líquida generada por el aprovechamiento de nuevos cultivos de tardío rendimiento⁵⁴ por un periodo de diez años a partir del inicio de la producción, y eximió del IVA y del impuesto global al ACPM-Diésel al biodiésel de producción nacional destinado a mezcla. A diferencia del caso del etanol, la ley no constituyó inicialmente como obligatoria la mezcla de biodiésel con ACPM-Diésel, sino que estableció que “podrá contener” biocombustibles en las proporciones que definieran los Ministerios de Minas y Energía, y de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Posteriormente, el desarrollo operativo del programa de biodiésel se reglamentó mediante el Decreto 2629 de 2007, que estableció la obligación de utilizar mezclas de diésel fósil con biocombustibles para motores diésel. Asimismo, la Resolución 182142 del 2007 reguló el registro de productores e importadores de biodiésel, estableciendo la prioridad de abastecer el mercado interno como requisito para exportar el producto y la obligación de mantener inventarios suficientes para atender la demanda nacional.

⁵⁴ Por ejemplo: palma de aceite, cacao, caucho, cítricos y frutales

Finalmente, en 2008, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) aprobó el Documento CONPES 3510, mediante el cual se definieron los lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia. Este documento buscó establecer un marco que orientara la expansión de los cultivos energéticos y la diversificación de la canasta energética, asegurando criterios de sostenibilidad económica, social y ambiental, y facilitando la participación de los biocombustibles colombianos en los mercados nacionales e internacionales.

En la actualidad, y conforme a lo dispuesto en el Artículo 35 de la Ley 1955 de 2019, modificado por el Artículo 244 de la Ley 2294 de 2023, corresponde a los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público, Ambiente y Desarrollo Sostenible, y Agricultura y Desarrollo Rural, determinar de manera conjunta el porcentaje obligatorio de biocombustibles en las mezclas con combustibles fósiles líquidos. Asimismo, los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía son los responsables de establecer la remuneración al productor (Ingreso al Productor) por galón de etanol⁵⁵ y de biodiésel⁵⁶ utilizados en dichas mezclas.

En el caso del etanol, el precio de remuneración se calcula con base en una fórmula que considera el menor valor entre el precio del azúcar en el mercado internacional y el precio de la gasolina en Bogotá, mientras que, en el caso del biodiésel, el precio se determina considerando el valor de paridad de importación del aceite crudo de palma en el mercado de referencia de Malasia, junto con una canasta de insumos sustitutos para su producción y factores de conversión definidos por el MME.

De esta manera, la evolución del marco normativo y regulatorio ha permitido la consolidación de un esquema institucional que define los actores, responsabilidades y mecanismos de remuneración dentro del programa de biocombustibles en Colombia, buscando las condiciones necesarias para su integración dentro del mercado nacional de combustibles líquidos.

7.4.2. Producción

La producción de biocombustibles líquidos en Colombia se sustenta en dos cadenas agroindustriales sólidas: la de caña de azúcar para producir el etanol carburante o bioetanol, y la de la palma de aceite, de la cual se genera el biodiésel. Ambas han evolucionado bajo marcos regulatorios que buscan asegurar que su oferta interna sea estable, asegurando la calidad del combustible distribuido y garantizando la compatibilidad con la infraestructura logística del país.

En términos geográficos, la producción de biocombustibles se concentra en regiones donde existen ingenios azucareros y agroindustrias de palma de aceite. Los departamentos del Valle del Cauca, Meta, Santander y Magdalena destacan por albergar plantas de producción tanto de etanol como de biodiésel, lo que refleja una articulación entre las capacidades agrícolas y la infraestructura industrial del país⁵⁷.

En el caso del etanol, la producción nacional se concentra en los ingenios azucareros del suroccidente del país, donde se operan plantas duales capaces de modular la producción de azúcar y etanol según señales del mercado y condiciones climáticas. Adicionalmente, existe una planta de producción en los Llanos Orientales que actúa como un complejo dedicado, con cultivos propios y procesos industriales independientes. Por su parte, el biodiésel se produce principalmente a partir del aceite de palma crudo a través de plantas industriales localizadas en regiones de alta concentración palmera. Estas instalaciones transforman el aceite producido a partir de cultivos nacionales en biodiésel de calidad especificada para mezclas obligatorias con el diésel fósil.

55 Resolución MME 180643 del 2012.

56 Resolución MME 40400 del 2019.

57 Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (Fedepalma). *Presentación Congreso Palmero 2023 – Fedebiocombustibles & Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. Informe Anual 2023.*

Esta concentración territorial, aunque eficiente productivamente, trae consigo vulnerabilidades desde la perspectiva del abastecimiento como condiciones climáticas extremas, variaciones en rendimientos agrícolas y restricciones logísticas pueden afectar simultáneamente a varias plantas ubicadas dentro del mismo corredor productivo.

En materia de calidad, el país cuenta con un marco técnico unificado definido por la Resolución 40103 de 2021⁵⁸ emitida por el MME junto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Las especificaciones obligatorias para gasolinas oxigenadas, biodiésel puro y mezclas biodiésel-diésel se encuentran establecidas respectivamente en las Tablas 2B, 3A y 3B de esta resolución, mismas que buscan garantizar la trazabilidad de las condiciones de calidad en toda la cadena de abastecimiento, facilitando su control por parte de distribuidores mayoristas y autoridades de vigilancia.

Finalmente, y retomando lo indicado a lo largo de el numeral 7.2 de este documento, como el biocombustible se moviliza a nivel nacional por carrotaques y no por poliductos, desde los sitios de producción hasta las plantas de abastecimiento mayorista, donde se realiza la mezcla de este producto con el combustible fósil, esta etapa se constituye como el eslabón crítico de la cadena ya que los desafíos logísticos provienen de la incapacidad de la infraestructura existente para manejar grandes volúmenes de biocombustibles de forma eficiente.

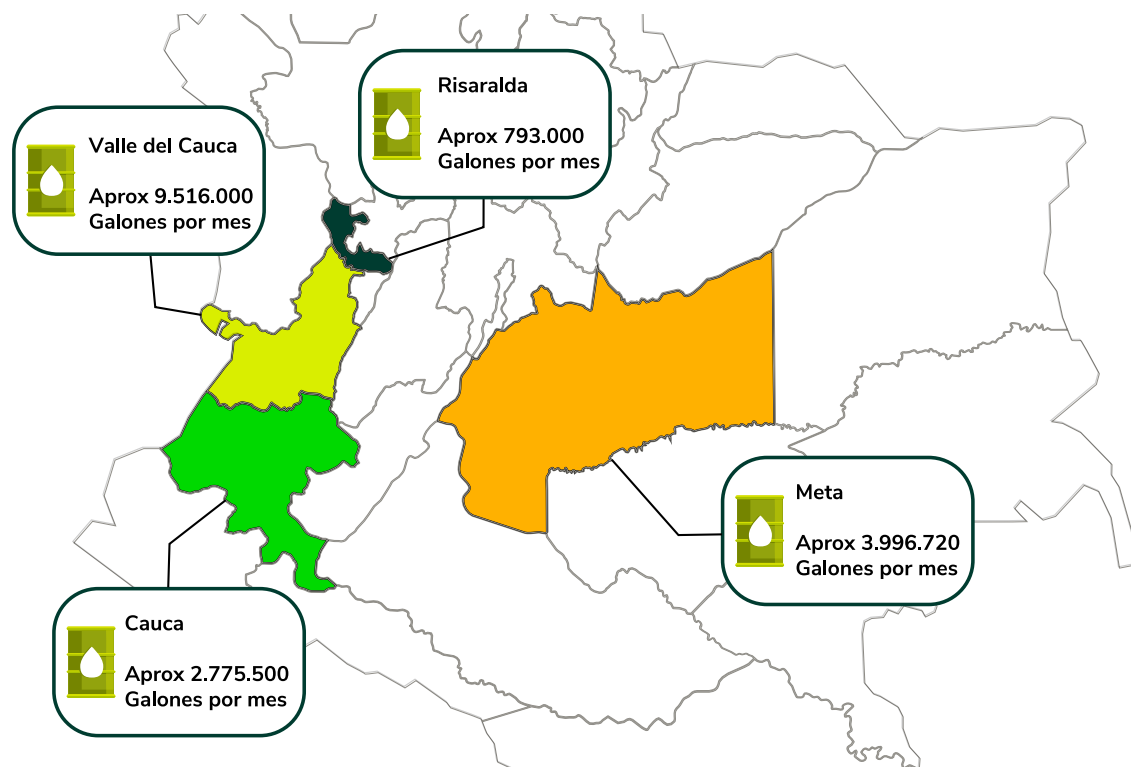
Al sólo transportarse por vía terrestre mediante carrotaques, esto genera altos costos de flete, mayor congestión en las vías y un riesgo logístico asociado a la infraestructura vial del país (estado de las carreteras, tiempos de tránsito, peajes). La troncalización por carrotaque limita inherentemente la escalabilidad de la mezcla y como la demanda de biocombustibles se concentra en los grandes centros urbanos (Bogotá, Medellín, Costa Atlántica), es necesario recorrer largas distancias por carretera, exacerbando el cuello de botella del transporte por carrotaque y aumentando la huella de carbono del transporte.

Aumentar la mezcla sin expandir la capacidad de almacenamiento y de las bahías de cargue en las terminales genera demoras en el despacho final a las estaciones de servicio, comprometiendo el abastecimiento. Esto implica una dependencia directa de la capacidad transportadora, del estado de la infraestructura vial y de la continuidad operativa del parque automotor de carga. Por esta razón, las mezclas obligatorias dependen tanto de la disponibilidad industrial como de condiciones logísticas que permitan garantizar el traslado oportuno hacia los nodos de distribución.

A continuación, en los Gráficos 7-7 y 7-8 se presenta la información de la distribución de la capacidad instalada de producción de etanol y biodiesel a nivel nacional a corte de 2024, respectivamente.

58 Resolución 40103 de 2021, “Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad del combustible diésel (ACPM), los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión como componentes de mezcla en procesos de combustión y de sus mezclas y, de las gasolinas básicas y gasolinas oxigenadas con etanol anhidro, combustible para uso en motores de encendido por chispa, y se adoptan otras disposiciones”. Disponible para consulta en: <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/resolucion-40103-de-2021/>

Gráfico 7-7. Capacidad Instalada de producción de etanol a nivel nacional en 2024



Fuente: Elaboración propia con datos Federación Nacional de Biocombustibles

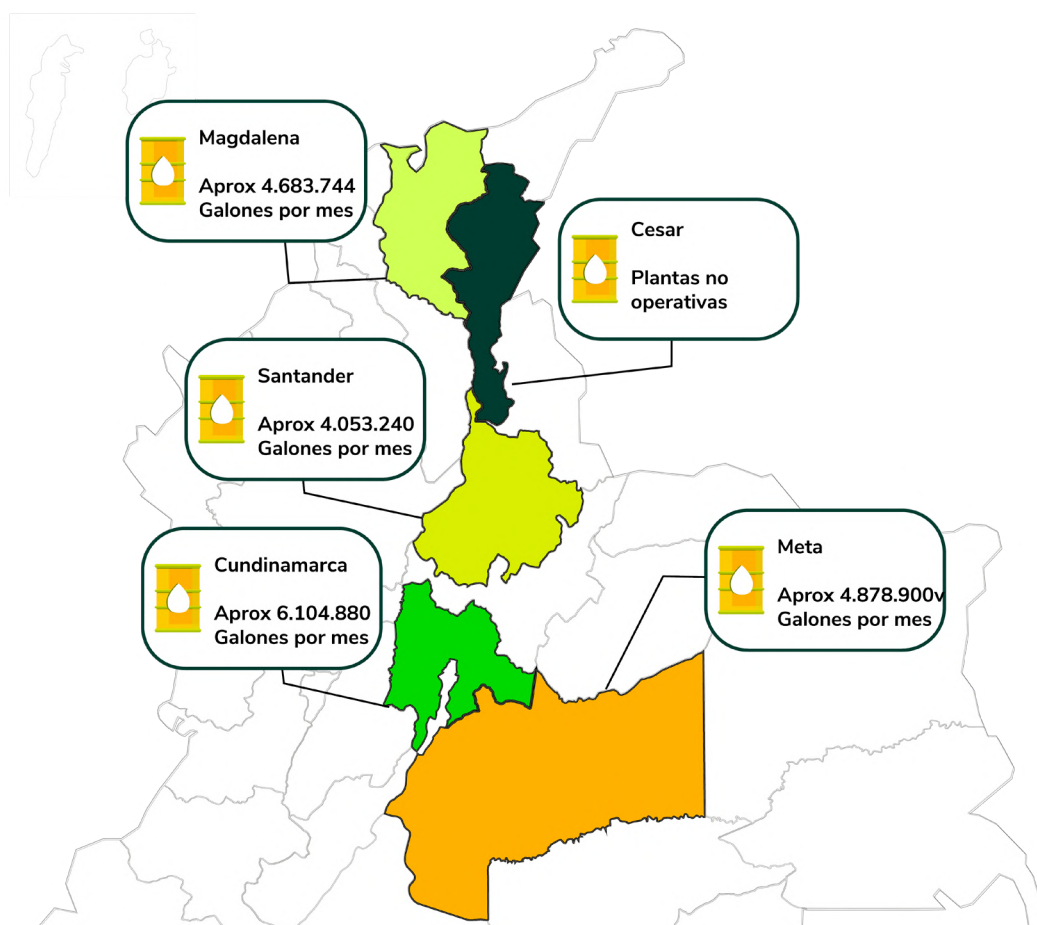
Tabla 7-4. Capacidad Instalada por planta de etanol en 2024

Productor	Departamento	Capacidad instalada galones / mes
Risaralda	Risaralda	793.000
Manuelita	Valle del Cauca	1.982.500
Mayagüez	Valle del Cauca	1.982.500
Providencia	Valle del Cauca	2.379.000
Incauca	Cauca	2.775.500
Riopaila	Valle del Cauca	3.172.000
Bionergy ⁵⁹	Meta	3.996.720
Capacidad Instalada Total		17.081.220

Fuente: Elaboración propia con datos Federación Nacional de Biocombustibles

⁵⁹ Planta que cuenta con esquema de zafra (ciclos de cosecha de caña de azúcar) haciendo que su producción se genere en periodos específicos del año.

Gráfico 7-8. Capacidad Instalada de biodiésel a nivel nacional en 2024



Fuente: Elaboración UPME con datos Federación Nacional de Biocombustibles

Tabla 7-5. Capacidad Instalada por planta de biodiésel en 2024

Productor	Departamento	Capacidad instalada galones / mes
Oleoflores	Cesar	No operativa
Biocastilla	Meta	No operativa
Odin	Magdalena	No operativa
Alpo	Santander	300.240
La Paz	Meta	1.876.500
Bgreen	Magdalena	1.931.544
BioSC	Magdalena	2.752.200
Manuelita	Meta	3.002.400
Ecodiesel	Santander	3.753.000
BioD	Cundinamarca	6.104.880
Capacidad Instalada Total		19.720.764

Fuente: Elaboración UPME con datos Federación Nacional de Biocombustibles

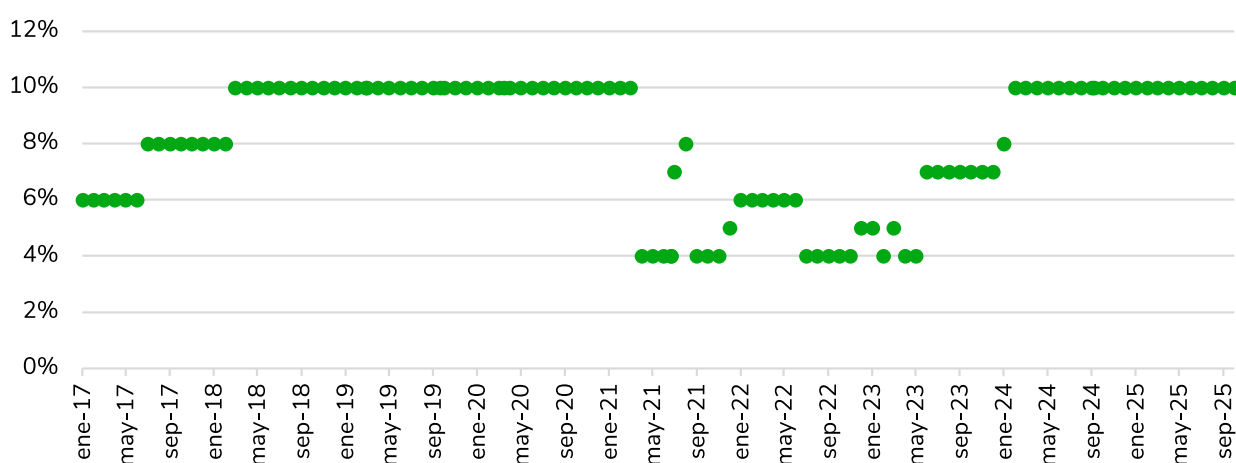
7.4.3. Incidencia en el abastecimiento de combustibles líquidos

Como se mencionó previamente, el abastecimiento de biocombustibles en Colombia ha estado condicionado por la evolución de la política de mezclas adoptada desde comienzos de la década del 2000, la cual, en general, ha tenido el propósito principal de avanzar de manera gradual hacia niveles más altos y uniformes de incorporación de biocombustibles en el territorio nacional. Las variaciones observadas en dicha política han respondido, en términos generales también, a los lineamientos definidos en la normativa vigente y en los documentos CONPES que orientaron su desarrollo, enmarcados en objetivos de diversificación energética y fortalecimiento del sector agroindustrial.

Sin embargo, a lo largo de su implementación y teniendo en cuenta que la mezcla se realiza sólo en terminales mayoristas, el porcentaje permitido de mezcla de biocombustibles con combustibles fósiles ha experimentado variaciones, tanto por decisiones de política pública como por condiciones de mercado y operativas del sector, que a su vez ha incidido en la operación de abastecimiento del producto, afectando desde los calendarios de despacho, programación de cargues hasta los inventarios, entre otras actividades. En algunos periodos, los ajustes en los niveles de mezcla se han orientado a cumplir con las metas de incremento establecidas en la política sectorial, mientras que, en otros, las variaciones han obedecido a situaciones coyunturales de abastecimiento, tales como restricciones en la producción nacional derivados de señales de remuneración del producto, mantenimientos programados de plantas o contingencias climáticas que afectan la disponibilidad de materia prima.

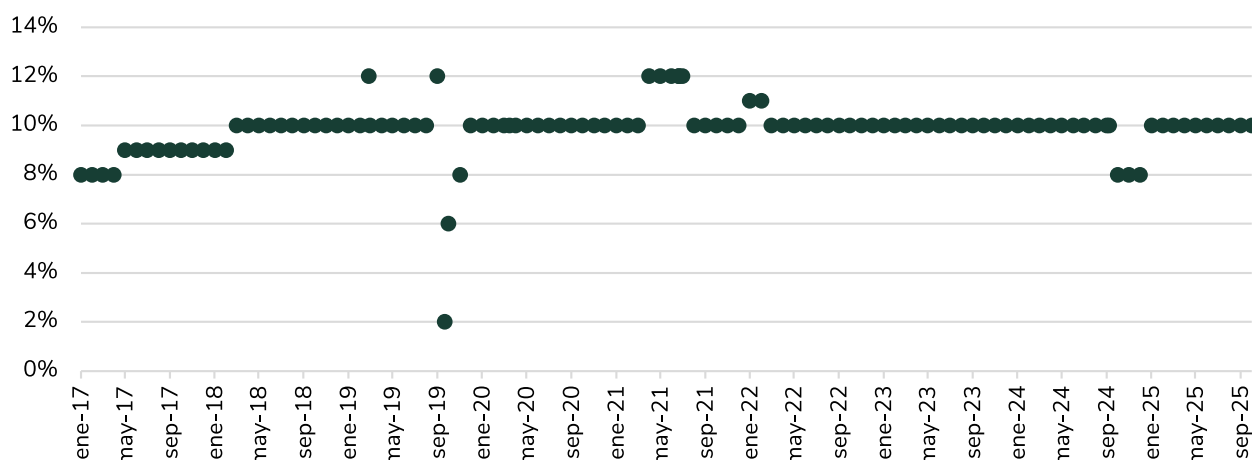
En los Gráficos 7-9 y 7-10 se presenta el comportamiento en los últimos 8 años del porcentaje autorizado de mezcla de etanol con gasolina motor y de biodiésel con ACPM respectivamente.

Gráfico 7-9. Histórico del porcentaje de mezcla etanol con gasolina motor



Fuente: Elaboración UPME con datos de MME

Gráfico 7-10. Histórico del porcentaje de mezcla biodiésel con ACPM-Diésel



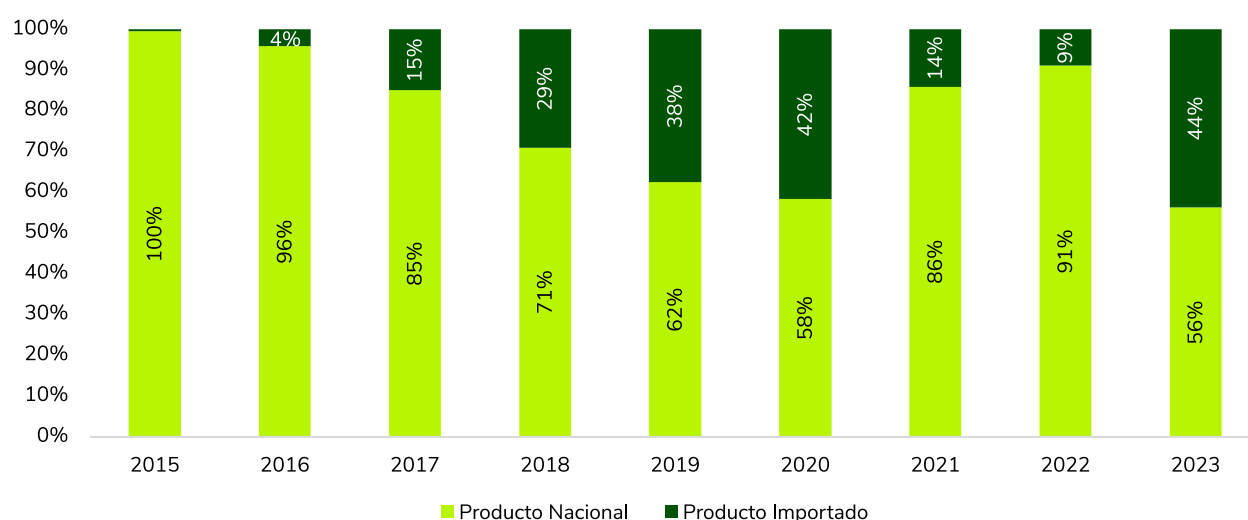
Fuente: Elaboración UPME con datos de MME

Estas fluctuaciones han tenido efectos directos sobre la necesidad de producto fósil para complementar la oferta total de combustibles, reflejando la interdependencia entre el mercado de biocombustibles y el sistema nacional de abastecimiento de gasolina y diésel, ya que cuando baja la mezcla, ésta no se ajusta instantáneamente, sino que esto implica realizar ajustes logísticos y contractuales, con lo que se afecta la programación de refinerías, las importaciones, etc. Para aumentar la mezcla, las terminales mayoristas necesitan tanques de almacenamiento dedicados y certificados para manejar los mayores volúmenes de biocombustibles puros (B100 o E100) antes de realizar la mezcla. En consecuencia, el comportamiento del abastecimiento de biocombustibles no sólo ha estado condicionado por la capacidad instalada de producción, sino también por las señales económicas derivadas de los esquemas de remuneración definidos por el Gobierno Nacional.

Sumado a lo anterior, los cambios en la metodología de fijación del ingreso al productor, establecida para el etanol y biodiésel, ha incidido en las decisiones de su producción y comercialización, generando impactos sobre la dinámica de su abastecimiento. En el caso del etanol, dichas señales han influido en la decisión de producirlo frente a producir azúcar lo cual afecta la participación relativa de producto nacional e importado, especialmente en periodos de baja producción o variaciones significativas en los precios de referencia del azúcar o de la gasolina. Esto, a la vez, influye en la estabilidad del suministro a terminales y en el panorama “estable” que se requiere por parte del sector para consolidar proyectos de expansión o repotenciación.

A continuación en el gráfico 7-11, se presenta la variación anual de la participación del producto importado en el abastecimiento de la demanda de etanol.

Gráfico 7-11. Composición abastecimiento Etanol (producto nacional e importado)



Fuente: Elaboración UPME con datos de Asocaña

En el Gráfico 7-9 se observa que a partir de 2016 se inició la complementariedad de abastecimiento entre el producto importado y nacional. En particular, en 2024, se estima que la importación estuvo por el orden de 426 millones de litros siendo la responsable del 51,7% del abastecimiento nacional.

Por su parte, la demanda nacional de biodiésel ha sido atendida históricamente con producto de origen nacional, sustentada en la producción proveniente de aceite de palma. Esta condición ha permitido mantener una mayor estabilidad en el abastecimiento interno, aunque igualmente sujeta a la disponibilidad de materia prima y/o suelo o tierras apropiadas para su cultivo y a las condiciones operativas de las plantas productoras, que en los últimos años han logrado mejorar sus estándares de calidad y actualmente incluso cuentan con certificaciones de cultivos sostenibles. Cabe mencionar que la producción de etanol a partir de caña de azúcar está ligada a los ciclos de cosecha y a las condiciones climáticas (fenómenos de El Niño o La Niña), por lo tanto, la producción es estacional, lo que obliga a depender de importaciones para mantener la mezcla estable durante picos de demanda o épocas de baja cosecha o a mantener altos inventarios, lo cual es costoso y logísticamente complejo.

En conjunto, el abastecimiento de biocombustibles en el país refleja una interacción directa entre los objetivos de política pública, las condiciones del mercado, las capacidades de producción nacional y las señales de precios, elementos que en conjunto determinan la oferta efectiva de etanol y biodiésel y su articulación con el sistema nacional de combustibles líquidos.

8. MODELO DE SIMULACIÓN

El PIACL 2025-2040 busca establecer qué necesidades de infraestructura se requieren para el país en orden de garantizar el suministro constante y confiable de combustibles líquidos que permita atender satisfactoriamente la demanda de estos productos. Dado que la infraestructura no se puede desarrollar a cualquier costo, se busca establecer el mínimo costo operativo de ésta, garantizando la eficiencia de las obras propuestas. El análisis de este modelo económico se hace en dos instancias:

- Abastecimiento, el cual involucra que las obras pueden suministrar los hidrocarburos en condiciones operacionales normales del sistema, y
- Confiabilidad, la cual considera condiciones de estrés causadas por las fallas que puedan ocasionarse en dicho sistema.

A continuación, se presentan los elementos más representativos de la metodología empleada a través del modelo de simulación desarrollado para evaluar las mejores condiciones posibles que permitan satisfacer las necesidades de abastecimiento y confiabilidad nacional.

8.1. Descripción del Modelo

En términos generales, el sistema busca minimizar el costo operativo - OC, dado por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 OC = & \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M p_{n,m}^R (D_{n,m} - \delta_{n,m}) + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M c_{n,m}^{REF} \delta_{n,m} + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M p_{n,m}^S \sigma_{n,m} \\
 & + \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M c_{l,m}^{TRANS} |f_{l,m}| + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M c_{n,m}^{STOCK} V_{n,m} \\
 & + \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{K(n)} c_{n,k}^{BLEND} \max \left(0, \sum_{m=1}^M (\rho_{n,k}^{DES} - \rho_{n,m}) \delta_{n,m} \right)
 \end{aligned} \tag{1}$$

El primer sumando $\sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M p_{n,m}^R (D_{n,m} - \delta_{n,m})$ es el costo de racionamiento de no tener el producto líquido, en donde el parámetro $p_{n,m}^R$ se asume lo suficientemente alto para que se asegure el abastecimiento de la demanda y se toma como 5000 USD/BBL, esto considerando el desabastecimiento de los combustibles líquidos, en términos generales, como perjudicial para la

sociedad. Aquí, N es el número de nodos del sistema y M el número de líquidos. $D_{n,m}$ representa la demanda del líquido m en el nodo n y $\delta_{n,m}$ representa el consumo que el sistema que, dadas sus restricciones, fue capaz de entregarle.

El siguiente sumando $\sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M c_{n,m}^{REF} \delta_{n,m}$ corresponde a los costos asociados a la refinación que tenga cada nodo n del sistema. Los productos líquidos, dados por el índice m sólo se consideran para crudos.

El tercer sumando $\sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M p_{n,m}^S \sigma_{n,m}$ corresponde a los costos de producción, donde $p_{n,m}^S$ es el precio de producción del producto líquido m en el nodo n y $\sigma_{n,m}$ es la producción que puede entregar el nodo n de ese líquido dadas las restricciones del sistema.

El cuarto sumando $\sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M c_{l,m}^{TRANS} |f_{l,m}|$ corresponde a los costos de transporte siendo $f_{l,m}$ el flujo que se transporta por el tramo l del líquido m y $c_{l,m}^{TRANS}$ su costo unitario. Aquí L representa el número de tramos del sistema.

El quinto sumando $\sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M c_{n,m}^{STOCK} V_{n,m}$ representa los costos de almacenamiento de combustible requeridos para la operación del sistema (almacenamiento operativo). Aquí, $V_{n,m}$ corresponde al volumen que puede almacenar el nodo n del líquido m y $c_{n,m}^{STOCK}$ es su costo unitario.

El elemento final $\sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{K(n)} c_{n,k}^{BLEND} \max(0, \sum_{m=1}^M (\rho_{n,k}^{DES} - \rho_{n,m}) \delta_{n,m})$ corresponde al costo de no cumplir especificaciones de calidad y depende de los consumos locales que tenga cada nodo n . De esta forma cada nodo tiene $K(n)$ restricciones de calidad y cada líquido que interviene en la mezcla debe especificar un parámetro de calidad deseado $\rho_{n,k}^{DES}$. Esta ecuación indica que los parámetros de dichos líquidos $\rho_{n,m}$ al combinarse (ponderando por volumen) no deben exceder el parámetro de calidad impuesto por $\rho_{n,k}^{DES}$. Al presentarse un exceso, esa diferencia tiene un costo cuyo valor unitario está dado por $c_{n,k}^{BLEND}$.

Respecto a este sumando, hay dos mezclas principales que se tratan en el modelo: La dilución del crudo pesado con nafta y la mezcla entre crudos pesados, medianos y ligeros que deben alimentar la dieta de la refinería. Los parámetros $\rho_{n,m}$ y $\rho_{n,k}^{DES}$ son usualmente densidades de los líquidos.

Las restricciones del sistema son las siguientes:

$$0 \leq \delta_{n,m} \leq D_{n,m} \quad (2)$$

La ecuación (2) representa que el consumo que el sistema es capaz de entregarle al nodo n del líquido m no debe exceder su demanda.

$$0 \leq \sigma_{n,m} \leq S_{n,m} + \sum_{r=1}^M \beta_{n,m,r} \delta_{n,r} \quad (3)$$

La ecuación (3) representa el tope máximo de la producción restringida por el sistema. Tiene una componente exógena $S_{n,m}$ que representa la curva de oferta de un nodo, por ejemplo, si se trata de un campo, y una componente endógena $\sum_{r=1}^M \beta_{n,m,r} \delta_{n,r}$ que representa la transformación de líquidos, como es el caso de la refinación.

$$-k_l^D \eta_{l,m} \chi_{l,m} \leq f_{l,m} \leq k_l^U \eta_{l,m} \chi_{l,m} \quad (4)$$

La ecuación (4) representa las cotas que tienen los flujos $f_{l,m}$ en el sistema de transporte. La cota inferior corresponde a la capacidad de contraflujo y la cota superior corresponde a la capacidad en la dirección convencional.

Hay una variable de eficiencia exógena $\eta_{l,m}$ dado que la variable $f_{l,m}$ solo representa el líquido puro. Esta eficiencia corresponde al hecho de que el líquido m ha sido diluido o mezclado con otro, como es el caso del crudo pesado que debe diluirse con nafta. En el caso de derivados esta eficiencia toma el valor de 1.

Adicionalmente se ha agregado una variable $\chi_{l,m}$ que representa la porción del tiempo que la línea le dedica al líquido m , con lo cual se tiene la siguiente restricción:

$$\chi_{l,m} \geq 0 \quad (5.1)$$

$$\sum_{m=1}^M \chi_{l,m} = 1 \quad (5.2)$$

$$\chi_{l,m} = 0 \text{ Para algunos } m \quad (5.3)$$

La expresión (5.1) implica la no negatividad del uso del tramo, la (5.2) que las porciones de tiempo utilizadas deben completar la unidad y la (5.3) permite a priori definir qué líquidos se pueden transportar por cada tramo (5.3) y permite diferenciar entre oleoductos, poliductos, propanoductos, según sea el caso.

$$2V_{n,m} = \sigma_{n,m} + \delta_{n,m} + \sum_{l=1, l \in IN(n) \cup OUT(n)}^L |f_{l,m}| \quad (6.1)$$

$V_{n,m}$ representa el volumen de inventario que se debe operar en el nodo n para el líquido m y su relación está en la ecuación (6.1). Aquí $IN(n)$ representa el conjunto de tramos que terminan en el nodo n y $OUT(n)$ es el conjunto de tramos que inician en el nodo n , de modo que los flujos de los tramos en $IN(n)$ entran al nodo y en el caso de $OUT(n)$ salen del nodo.

(6.1) se complementa con la capacidad de almacenamiento operativo:

$$V_{n,m} \leq k_{n,m}^T \quad (6.2)$$

Siendo $k_{n,m}^T$ la capacidad de almacenamiento del nodo n para el líquido m .

Finalmente, la última restricción es la conservación de volumen en los nodos, dada por la siguiente expresión:

$$\sigma_{n,m} + \sum_{l=1, l \in IN(n)}^L f_{l,m} = \delta_{n,m} + \sum_{l=1, l \in OUT(n)}^L f_{l,m} \quad (7)$$

8.1.1. Modelo de Simulación Hidráulico para el PIACL

El modelo de simulación hidráulica tiene como función principal proporcionar señales sobre la infraestructura necesaria para garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos, tanto en condiciones normales como ante posibles interrupciones del sistema. El modelo busca representar en magnitudes físicas las necesidades de expansión identificadas en el PIACL, especialmente cuando se decide expandir un ducto.

- **Cadena de Integración:** Integra toda la cadena, desde el Upstream (pozos de producción de petróleo, puntos de importación, oleoductos) hasta el Downstream (plantas de abasto y red de poliductos).
- **Costeo:** Las recomendaciones del modelo del PIACL están también sustentadas por su costeo, y este se hace representando los equivalentes físicos de los volúmenes de expansión necesarios, ya que son estos parámetros los que se pueden costear. Para ello se requiere una simulación hidráulica donde se calculan tales equivalentes.

El modelo hidráulico se basa en suposiciones de flujo incompresible y utiliza una capa de ecuaciones algebraicas, donde las presiones se consideran iguales en los nodos compartidos por dos o más tramos. Las ecuaciones clave utilizadas son:

- **Ecuación de fricción (White-Colebrook):** Permite calcular el factor de fricción λ :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{k}{3.7D} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right)$$

- **Gradiente de Presión:** Relaciona los cambios de presión a lo largo del ducto:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} - \rho g \sin(I) - \frac{\rho \lambda v^2}{2D} = 0$$

- **Efecto del DRA (Agente Reductor de Arrastre):** Se modela el factor de fricción modificado:

$$\lambda_{DRA} = \frac{k}{k_{DRA}} \lambda$$

- **Bachado (Flujo de múltiples productos):** Se considera el promedio ponderado de las densidades y factores de fricción para las componentes del bache.

Por otro lado, la implementación de las expansiones de ductos se puede realizar mediante dos métodos, cada uno con una magnitud física asociada:

- **Bombeo:** Se repotencia el flujo aumentando la presión con una bomba. La magnitud física asociada es la potencia del bombeo, usualmente dada en caballos de fuerza (HP, Horse Power).
- **Loop Paralelo:** Se ubica un ducto paralelo (o loop) en los mismos puntos de conexión del ducto original. La magnitud física asociada es el diámetro del loop, dada en pulgadas (in).

La resolución de las ecuaciones hidráulicas permite calcular los requerimientos de presión y potencia () de la bomba a considerar, calculando la potencia por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{ow} = Q \Omega P$$

Teniendo en cuenta que si la presión requerida por el bombeo es excesiva y compromete el MAOP (Presión Máxima de Operación Admisible), se recurre a un loop paralelo.

El modelo alimenta la fase de costeos, la cual estima la primera versión de costos de las obras propuestas en el PIACL. Los rubros considerados en esta etapa incluyen bombeos, loops, transporte alternativo e internación por puertos.

8.2. Confiabilidad

Para evaluar la confiabilidad, el sistema se somete a fallas de orden N-1, que es considerando la falla de un solo elemento del sistema. Una vez se extrae ese elemento se calcula la optimización presentada en el ítem de la teoría. Lo anterior tiene dos objetivos particulares: El primero considera que mediante la extracción del elemento se puede calcular el racionamiento que genera dicho elemento y se pueden establecer mapas de calor de tales elementos. El segundo, es tomar el valor esperado de dichas fallas alimentándose de las indisponibilidades que tiene cada elemento. Cada indisponibilidad se toma de la tasa promedio de fallas dadas por la ecuación (8).

$$Ind = 1 - e^{-\Lambda l} \quad (8)$$

Siendo Ind la indisponibilidad, Λ , la tasa promedio de indisponibilidad por unidad de longitud y l la longitud del tramo. El parámetro Λ se ha tomado del histórico de fallas de referencia asociada a refinerías según el promedio de sus interrupciones, además de considerar que el volumen calculado con el VEDNA tiene en cuenta que una cota inferior basada en el establecido en el Decreto 1073 de 2015, que es de 10 días de almacenamiento; esto mientras se precisan las cifras pertinentes para poliductos y oleoductos.

El valor esperado de la demanda no abastecida (VEDNA) se toma considerando que fallas entre tramos son independientes y restringiéndose al espacio de una (1) falla. Este valor esperado se obtiene para dimensionar el almacenamiento estratégico que se necesitaría en los nodos de demanda.

$$VEDNA = E(Rac) = \frac{A + B}{C + D + F} \quad (9.1)$$

Siendo:

$$A = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M Rac_{n,m}^S Ind_n^S \left(\prod_{k=1, k \neq n}^N (1 - Ind_k^S) \right) \left(\prod_{k=1}^L (1 - Ind_k^E) \right) \quad (9.2)$$

$$B = \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M Rac_{l,m}^E Ind_l^E \left(\prod_{k=1}^N (1 - Ind_k^S) \right) \left(\prod_{k=1, k \neq l}^L (1 - Ind_k^E) \right) \quad (9.3)$$

$$C = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M Ind_n^S \left(\prod_{k=1, k \neq n}^N (1 - Ind_k^S) \right) \left(\prod_{k=1}^L (1 - Ind_k^E) \right) \quad (9.4)$$

$$D = \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M Ind_l^E \left(\prod_{k=1}^N (1 - Ind_k^S) \right) \left(\prod_{k=1, k \neq l}^L (1 - Ind_k^E) \right) \quad (9.5)$$

$$F = \left(\prod_{k=1}^N (1 - Ind_k^S) \right) \left(\prod_{k=1}^L (1 - Ind_k^E) \right) \quad (9.6)$$

Aquí, los términos de la ecuación (9.1) a (9.6) representan lo siguiente: $Rac_{n,m}^S$ el racionamiento ocasionado por la extracción del nodo n del líquido m ; Ind_n^S es la indisponibilidad por concepto de fuentes del nodo⁶⁰ n ; $Rac_{l,m}^E$ es el racionamiento del tramo l ; e Ind_l^E es la indisponibilidad por concepto de tramos del tramo l . Los valores $Rac_{n,m}^S$ y $Rac_{l,m}^E$ constituyen los elementos que generan el mapa de calor y el VEDNA determina la necesidad de almacenamiento estratégico.

Con lo anterior, la UPME cuenta con un método alternativo para estimar las obras tanto de abastecimiento como de confiabilidad para indicar las obras que requiere la infraestructura de la cadena de petróleo y combustibles líquidos basado en un modelo de minimización de costos operativos. En el modelo se pueden evaluar diversos escenarios y se pueden cuantificar las ventajas o falencias que tienen unos con respecto a otros.

⁶⁰ Entendido como el costo de racionamiento asociado a no tener acceso a combustibles líquidos.

9. ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO PARA COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

En este capítulo se analizan las condiciones de abastecimiento a lo largo del horizonte de planeación mediante la simulación del comportamiento del sistema descrito en el Capítulo 7, partiendo desde las refinerías y/o puertos de importación de hidrocarburos y derivados, llegando hasta las estaciones de recibo, plantas de abasto o nodos de demanda, como puntos estratégicos para entrega de los combustibles líquidos a los agentes mayoristas.

En particular, se resalta que el consumo de la región denominada como Zona de Frontera⁶¹ está contenida en los nodos de demanda⁶² de acuerdo con el orden de prelación dispuesto en los planes de abastecimiento⁶³ expedidos por el MME.

En primer lugar, se describe el estado actual de las obras adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Expansión de la Red de Poliducto (PERP), y posteriormente se presenta la caracterización de escenarios de abastecimiento a partir del diagnóstico de los tramos del sistema.

9.1. Proyectos adoptados previamente por el MME

A partir de los proyectos identificados en el “Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2021. Tema Abastecimiento”⁶⁴, el MME mediante la expedición de la Resolución 40408 de 2021⁶⁵ adopta las obras para el Plan de Expansión de la Red de Poliductos (PERP).

Con base en lo anterior, se adoptaron cinco (5) proyectos de infraestructura de transporte, de los cuales cuatro (4) se asocian al aumento de capacidad de transporte de la red de poliductos y un (1) proyecto a nueva infraestructura. Los detalles de las obras se describen en la Tabla 9-1, a continuación:

61 Ley 191 de 1995

62 Ver Anexo 3 – Demanda Nacional PIACL 2025-2040

63 Artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015.

64 UPME (2021) , Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2021. Tema: Abastecimiento. Disponible para consulta en: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf

65 Consultada en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40408_2021.htm

Tabla 9-1. Proyectos adoptados en el PERP para aumento de capacidad de transporte de la red de poliductos

#	Necesidad	Actividades	FPO
1	Aumentar la capacidad de transporte actual	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para brindar el servicio de transporte de combustibles líquidos entre Galán y Lizama con una capacidad efectiva de 38 Kilo Barriles Promedio Día (KBPD)	I Trimestre 2024
2	Aumentar la capacidad de transporte de combustibles para el mediano y largo plazo en la región central.	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para maximizar el movimiento de la demanda de Mansilla a Tocancipá y aumentar el flujo máximo de capacidad actual entre Sebastopol - Medellín	Fase 1: Trasladar a Tocancipá el porcentaje de demanda que optimice los sistemas de transporte. Año: II Trimestre 2024
			Fase 2: Ampliación de Capacidad para recibir y entregar 25 KBPD en Tocancipá Año: 2030
			Fase 3: Ampliación de Capacidad para recibir y entregar 33 KBPD en Tocancipá Año: 2035
3	Aumentar la capacidad de transporte de combustibles para el mediano y largo plazo del eje cafetero.	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para brindar el servicio de transporte de combustibles líquidos por poliductos con una capacidad adicional de 25,9 KBPD para el sistema Manizales - Pereira - Cartago	IV Trimestre 2025
4	Aumentar capacidad de transporte existente por carrotanques entre las plantas de Galán y Ayacucho.	Diseño, adecuación y construcción de una facilidad desde el poliducto Pozos Colorados - Galán y las adecuaciones en planta de abasto de Ayacucho.	IV Trimestre 2024

Fuente: Elaboración UPME

Las obras de infraestructura mencionadas anteriormente presentan estados diferentes en la actualidad, a los estudiados en PIACL del 2021. Según comunicación⁶⁶ enviada en julio de 2025 por el transportador de la red de poliductos a la UPME, el cual sería incumbente en estas ampliaciones, presenta actualizaciones y obstáculos para el desarrollo de algunas de las obras, a continuación, se revisan al detalle estos proyectos:

- 1. Ampliación poliducto Galán-Lizama:** El transportador manifiesta que esta obra ya se encuentra ejecutada, su desarrollo se hizo en dos etapas, la primera con un cambio de diámetro de tubería que aumento la capacidad efectiva sin DRA hasta los 28.1 KBPD, la segunda etapa, incluye un cambio de unidades booster y unidades de bombeo principales para alcanzar una capacidad total de hasta 42 KBPD, superior a los 38KBPD establecidos en el PERP.

Dentro del análisis de abastecimiento de la UPME se consideró que esta obra ya ha sido ejecutada como iniciativa privada y se asumió una capacidad de flujo de 38KBPD, que operativamente puede transportar, por lo anterior no será recomendada en este documento, entendiéndose como una capacidad de transporte que está en operación; será potestad del MME dar continuidad a esta obra adoptada en el PERP y de la CREG establecer, si le aplica, la remuneración de esta.

- 2. Optimización de los sistemas de transporte para los centros de consumo de la región central:** se establece que el proyecto sufrió un cambio estructural en el comportamiento de la demanda proyectada de nafta para la zona oriental del país, debido a la producción de crudos pesados; adicional, señalan una falta de incentivos económicos y comerciales expresados por los distribuidores mayoristas establecidos en Mansilla.

El balance de oferta y demanda hecho en este documento, siguen evidenciado el crecimiento de la demanda en el nodo de Mansilla y la necesidad de un aumento en el transporte de CL hacia este punto, sin embargo, no se considera que el traslado de la demanda a Tocancipá tenga viabilidad técnica, económica y comercial, por lo cual este proyecto no se recomendará en el presente análisis y se pone a consideración del MME lo anteriormente expuesto.

- 3. Optimización de los sistemas de transporte para los centros de consumo del Eje Cafetero:** se identificó por parte del transportador que el aumento de capacidad de flujo es viable únicamente mediante capacidad de bombeo y construcción de loops conjuntamente a lo largo del corredor Manizales-Pereira-Cartago, lo cual generaría riesgos significativos asociados a consultas previas, licenciamiento ambiental de 92 km de nueva red por fuera del derecho de vía vigente, 15% del trazado a ejecutar en zona de reserva forestal prevista el Ley 2 de 1959 y 4% en áreas protegidas de alta importancia.

La necesidad de aumento en la capacidad de transporte para los centros de consumo del Eje Cafetero se sigue evidenciando en el modelo actual, con necesidades mayores a las establecidas en el PIACL 2021, por otro lado, se tuvo en cuenta las restricciones sociales y ambientales que puede presentar el proyecto tal como fue adoptado en el PERP, por medio del corredor Manizales-Pereira-Cartago; debido a lo anterior, en este análisis recomendará la necesidad de transporte actualizada y se tendrán en cuenta las restricciones mencionadas.

- 4. Optimización del transporte por poliductos para el suministro en zonas de la región Norte:** Se ejecutó la construcción de la conexión desde la estación de Ayacucho a la Planta de abasto de Ayacucho para la entrega de hasta 4000 BPD de gasolina motor que entro en operación en enero de 2023.

Esta obra fue considerada en el modelo como ya ejecutada por iniciativa privada, sin embargo no representa un riesgo para el abastecimiento y la confiabilidad dentro de los parámetros globales de transporte de la simulación, está enfocada en generar un alivio al FEPC con la reducción de movilizaciones por carrotaques a los centros de consumo, debido a lo anterior,

66 Según Radicado No. 20251110173512.

no se recomienda en el presente documento entendiendo que ya está en operación y que no representa un riesgo inminente dentro del modelo para el abastecimiento de esta región. Será potestad del MME dar continuidad a esta obra adoptada en el PERP y de la CREG establecer, si le aplica, la remuneración de esta.

En cuanto a la nueva infraestructura propuesta particularmente para el suministro a los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, y que actualmente se abastece desde Yumbo a través de carrotanques, se adoptó el proyecto denominado Poliducto Yumbo-Pasto, sobre el cual se presenta un análisis particular en el Anexo 7 - Poliducto Yumbo-Pasto de este documento, a partir de los resultados obtenidos del estudio de factibilidad técnica y económica contratado en 2019 por la UPME con la firma de consultoría DELVASTO & ECHEVARRÍA⁶⁷, en donde se realizó un análisis a nivel de ingeniería conceptual considerando aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y jurídicos para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de este poliducto dentro de un área de estudio definida por un polígono de cerca de 25.000 km².

La delimitación del área de estudio se orientó a definir una extensión territorial suficiente que, por sus características y condiciones físicas, bióticas y socioeconómicas permitieran plantear alternativas diferentes para el trazado del proyecto.

Tabla 9-2. Proyectos adoptados en el PERP de nueva infraestructura

No.	Necesidad	Actividades	FPO
5	Aumentar la capacidad de transporte de combustibles que actualmente se realiza exclusivamente a través de carrotanques.	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para brindar el servicio de transporte de combustibles líquidos por poliducto entre el Valle del Cauca (Yumbo - Mulaló), Cauca (Popayán) y Nariño (Pasto) con una capacidad de 25 KBPD.	IV Trimestre 2027

Fuente: Elaboración UPME

El proyecto Yumbo-Pasto se ha identificado en este estudio como una necesidad de transporte hacia la zona suroccidental, en reemplazo del transporte por carrotanque hacia Pasto y por vía marítima hacia Tumaco, asumiendo así que con el uso del ducto se tenga una mejor costo eficiencia y se desmonten las compensaciones de transporte que se otorgan actualmente, como se analiza en el Anexo 6 – Poliducto Yumbo-Pasto, sin embargo, también se tienen en cuenta las restricciones sociales y ambientales que puede presentar el desarrollo de este proyecto.

Dentro del análisis de abastecimiento, se tienen las dos rutas mencionadas, terrestre hasta Pasto y marítima hasta Tumaco, las cuales son usadas para suministrar los combustibles líquidos a esta región y se complementan para cubrir la demanda; en el análisis de confiabilidad, se recomienda el uso de Almacenamiento Estratégico para darle respaldo a esta zona ante las indisponibilidades de la vía panamericana, la ruta marítima o la oferta de combustibles líquidos.

⁶⁷ Contrato de consultoría UPME C-035 de 2019, “Estudio factibilidad técnica y económica de la construcción de un poliducto para el transporte de gasolina, diésel, jet y GLP entre Yumbo y la localidad de San Juan de Pasto o su área de influencia, considerando aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y jurídicos.”. Enero 2020.

9.2. Escenarios de Abastecimiento

A continuación, se describen los cuatro (4) escenarios considerados para el análisis de abastecimiento para el periodo 2024 – 2040, simulados con base en la producción estimada de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja a partir del Escenario de Oferta 2 y el Escenario de Demanda Tendencial descritos previamente en los Capítulos 3 y 4 respectivamente. De igual forma se parte de la capacidad de transporte de combustibles líquidos (Gasolina, ACPM, Jet y Nafta⁶⁸) de la actual red de poliductos, con destino a la prestación del servicio público y a su uso en refinerías o para el transporte de crudo, en el caso particular de la nafta.

A través de los escenarios propuestos se busca evaluar el comportamiento de la red actual de poliductos mediante diferentes alternativas de fuente de suministro de producto nacional e importado.

En este sentido, mediante en el Escenario 1 se realiza el diagnóstico general de la red de poliductos actual a partir de los flujos estimados del sistema; el Escenario 2 evalúa la preferencia del modelo de optimización para el suministro hacia el interior del país, bien sea por la Costa Caribe o el Pacífico; el Escenario 3 caracteriza el sistema de abastecimiento hacia el interior del país priorizando la Costa Pacífica; y finalmente, el Escenario 4 evalúa las premisas del Escenario 2 restringiendo operativamente los poliductos. A continuación, se describe las particularidades de cada uno.

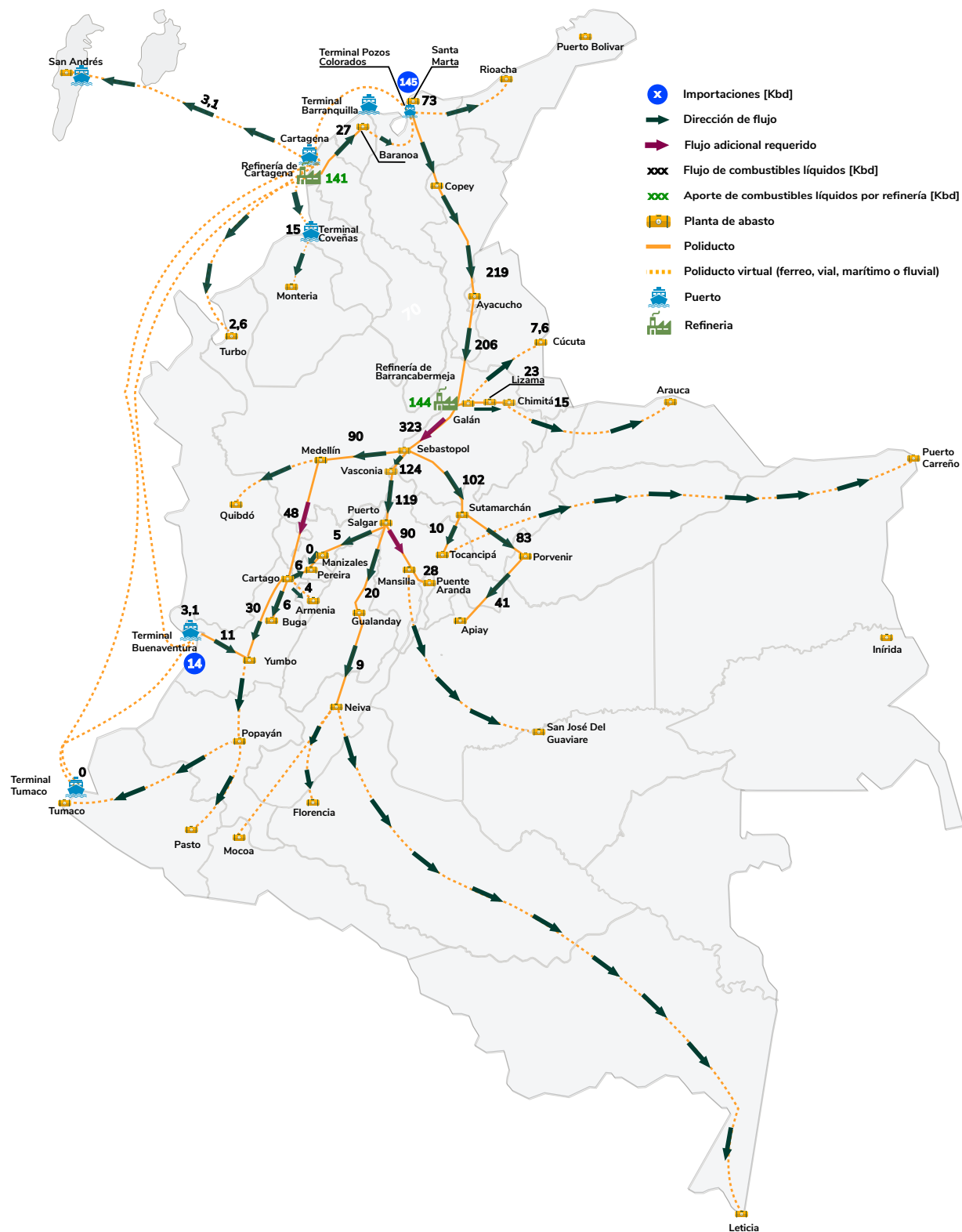
9.2.1. Escenario 1 – Diagnóstico del sistema

Este escenario busca evaluar la orientación y comportamiento del flujo de los combustibles líquidos considerando únicamente la red existente de poliductos en función de la demanda, partiendo de la premisa de capacidades infinitas, lo que significa que los tramos no cuentan con restricciones de capacidad de transporte. En este sentido, se considera como fuentes de suministro nacional la producción estimada de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, complementado con el producto importado que ingresa desde el Terminal de Pozos Colorados y el de Buenaventura.

Los Gráficos 9-1, 9-2 y 9-3 a continuación muestran la proyección de flujo del sistema para los periodos actual, 2032 y 2040; los mismos se leen de la siguiente manera: para el año 2040 se transportarían desde Cartagena hacia Baranoa a través de poliducto un flujo de 34 KBPD; de igual manera, para el año 2032 desde el Terminal de Pozos Colorados con destino a Ayacucho se transportaría por poliducto un flujo de 208 KBD, de los cuales 63 KBPD son de producto nacional y los 145 KBPD restantes de producto importado. Finalmente, los valores mostrados de 141 KBD y de 144 KBD para cada refinería, pertenecen a la producción agregada de Gasolina, ACPM y Jet proyectada para dicho año.

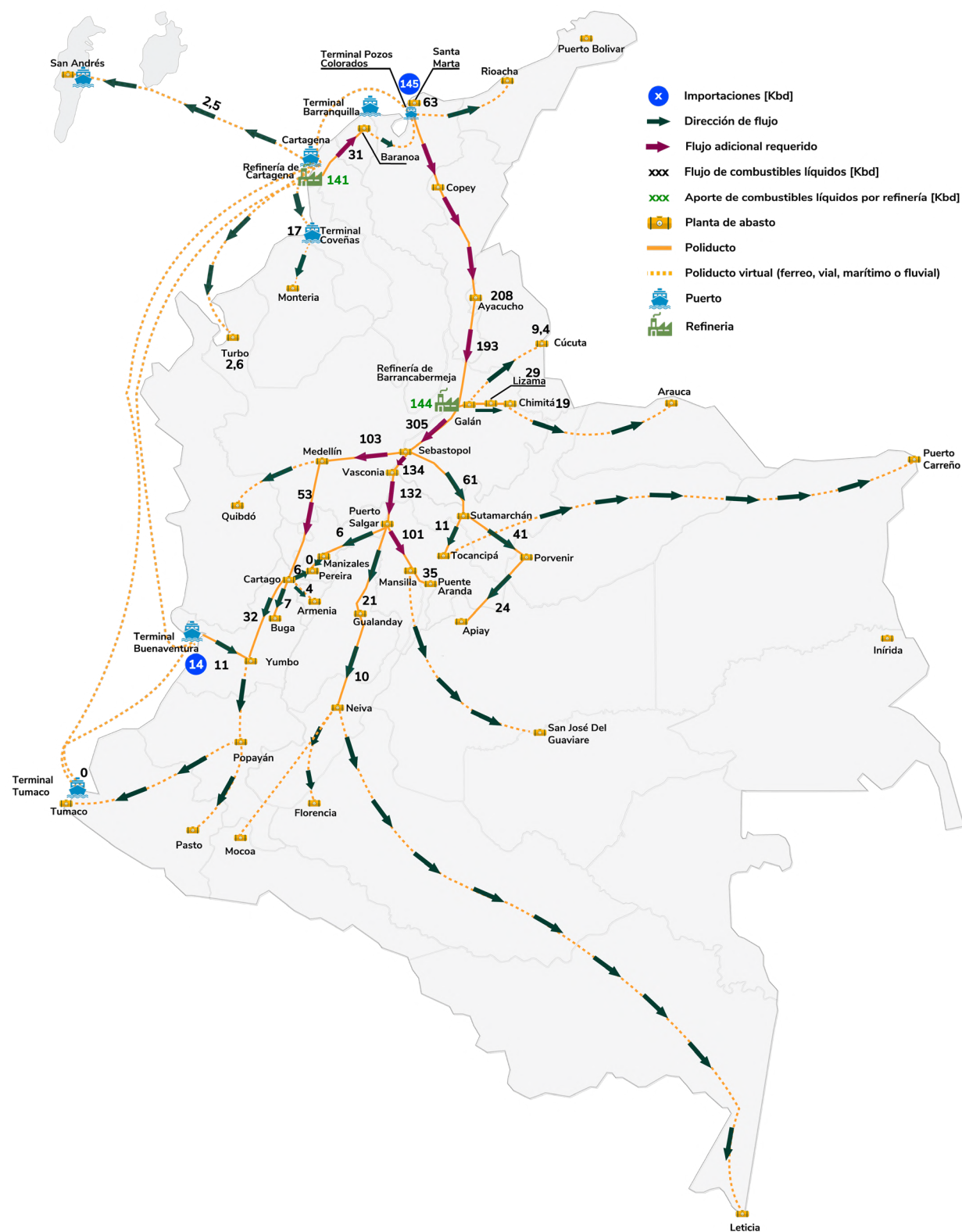
68 Los combustibles líquidos modelados fueron Gasolina, Diesel y Jet A1 de forma agregada, adicional se incluye la nafta que se importa para refinerías y dilución de crudos pesados.

Gráfico 9-1. Proyección de flujo según infraestructura actual de transporte de combustibles líquidos – Escenario 1



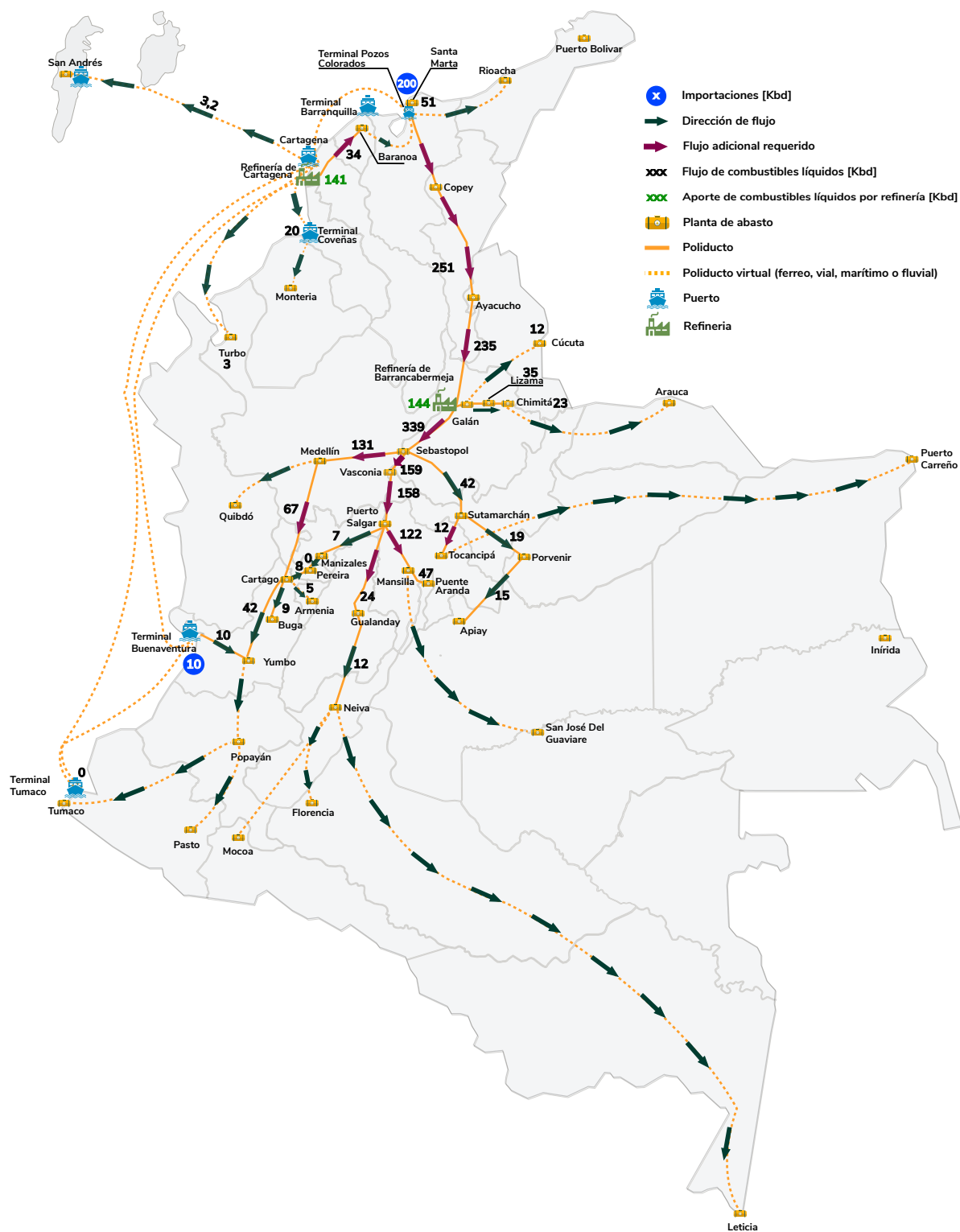
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-2. Proyección de flujo según infraestructura de transporte de combustibles líquidos a 2032 – Escenario 1



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-3. Proyección de flujo según infraestructura de transporte de combustibles líquidos a 2040 – Escenario 1



Fuente: Elaboración UPME

Los resultados de la simulación permiten hacer una proyección del diagnóstico del sistema de abastecimiento nacional para el año 2040, donde en términos de suministro, se observa como la oferta nacional debe ser complementada mediante importación, bien sea por la Costa Atlántica o por la Costa Pacífica.

Para este escenario, la simulación demuestra una preferencia de importación desde el tramo Pozos Colorados – Ayacucho – Galán respecto al tramo de Yumbo – Buenaventura, teniendo en cuenta que el modelo considera los costos de transporte en su proceso de optimización por cada alternativa.

Para el caso de los tramos de poliducto, al comparar el flujo proyectado respecto a la capacidad efectiva con DRA, se pueden identificar los tramos con alta probabilidad de saturación de la infraestructura actual de transporte, los cuales se mencionan en la Tabla 9-3, a continuación:

Tabla 9-3. Tramos comprometidos – Escenario 1

Tramo
Pozos Colorados – Ayacucho - Galán
Cartagena – Baranoa
Galán – Sebastopol
Sebastopol – Medellín
Puerto Salgar - Mansilla
Medellín – Cartago

Fuente: Elaboración UPME

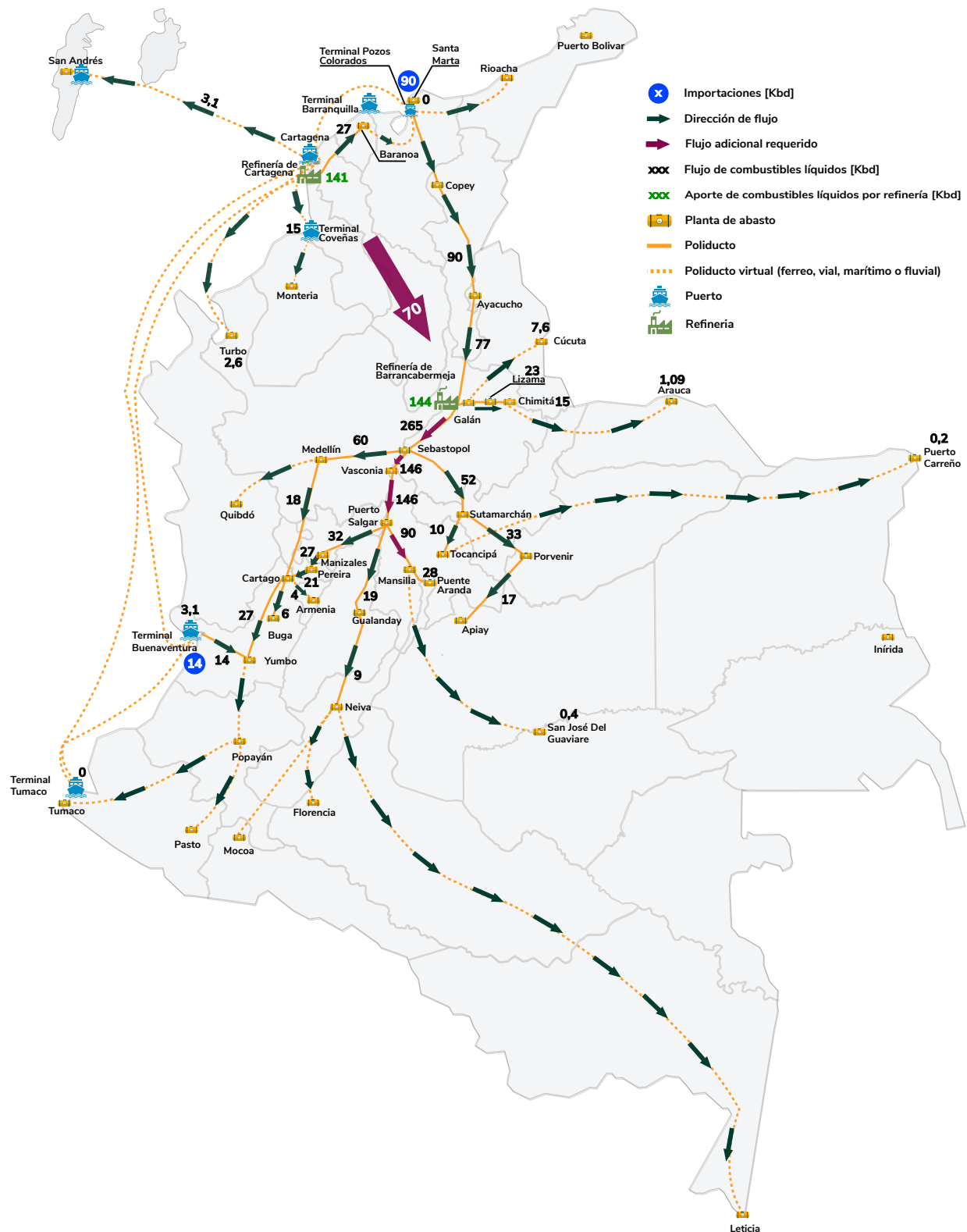
Cabe resaltar, que este escenario sólo proporciona un diagnóstico general del sistema sin considerarse como el referente más representativo para el análisis y recomendación de obras requeridas.

9.2.2. Escenario 2 – Límites Operativos

A diferencia del Escenario 1, este nuevo escenario considera las restricciones en la capacidad de transporte por ductos con base en los límites operativos a partir de las capacidades efectivas establecidas en la Tabla 7.1, considerando la habilitación del uso del DRA con excepción de los tramos de Pozos Colorados – Ayacucho – Galán y de Yumbo – Buenaventura por restricciones operativas al transporte de Jet.

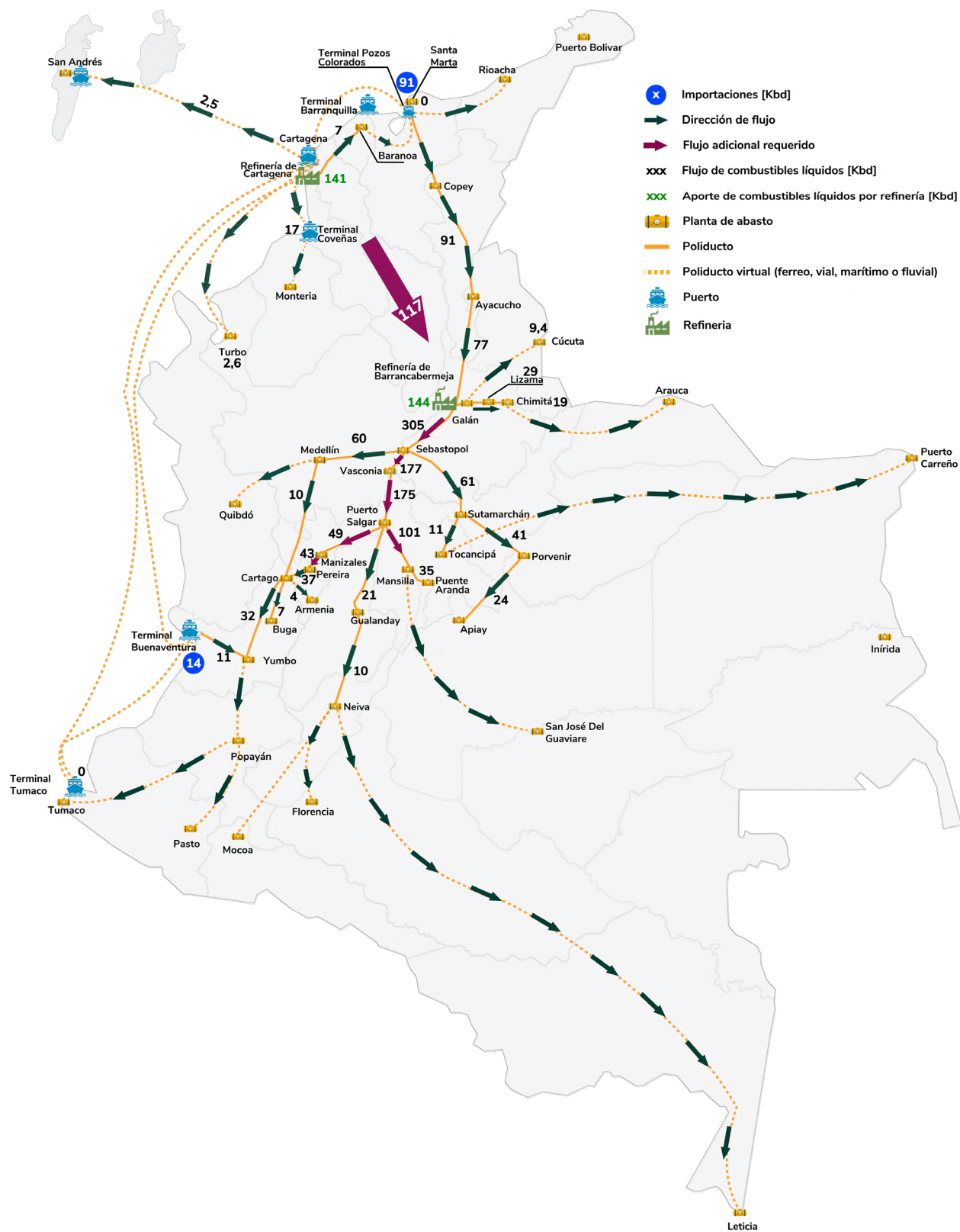
El objetivo particular de este segundo escenario es evaluar la preferencia del modelo de optimización para el suministro hacia el interior del país, bien sea por la Costa Caribe o el Pacífico. Por lo anterior, el modelo no solo toma en cuenta la red actual de poliductos para el transporte hacia el interior del país, también habilita flujos adicionales con base las necesidades de transporte para atender la demanda.. El Gráfico 9-4 muestra la proyección del flujo para los periodos actual, 2032 y 2040.

Gráfico 9-4. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura actual – Escenario 2



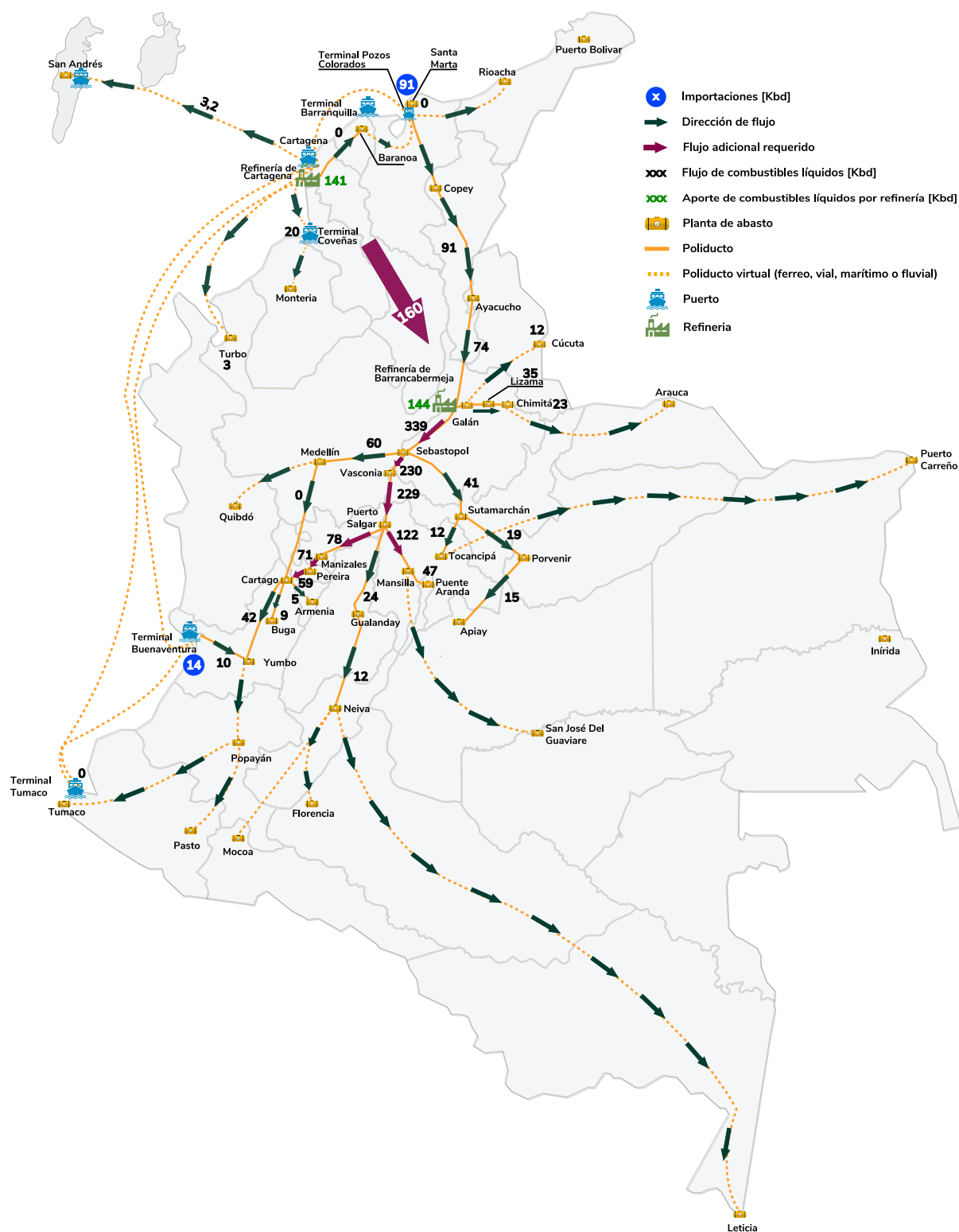
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-5. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura a 2032 – Escenario 2



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-6. Proyección de los flujos de transporte según la infraestructura a 2040 – Escenario 2

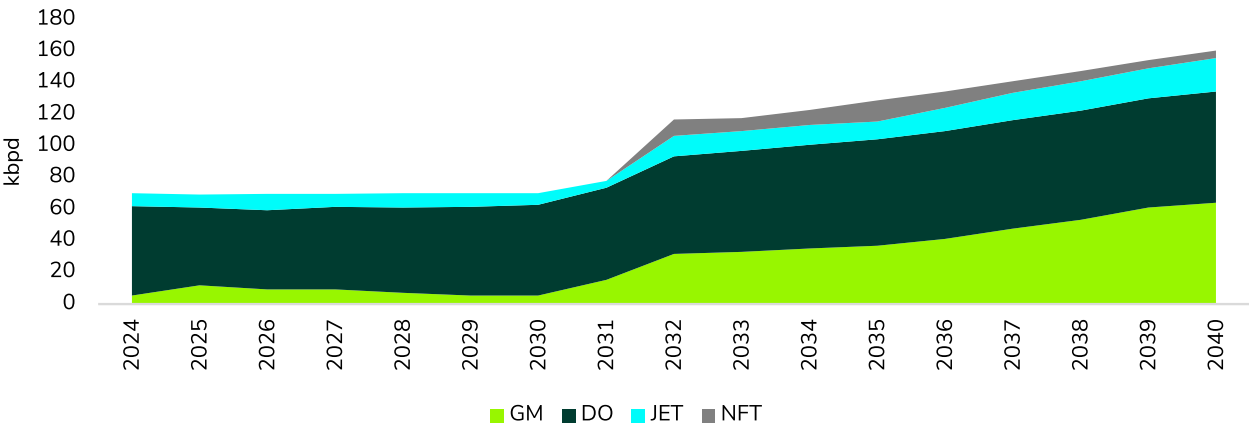


Fuente: Elaboración UPME

Los resultados de la simulación evidencian la necesidad de una ampliación de transporte desde la Costa Atlántica hacia el interior del país, particularmente hacia Galán, con una proyección de flujo de combustibles líquidos a 2040 de hasta 160 KBPD.

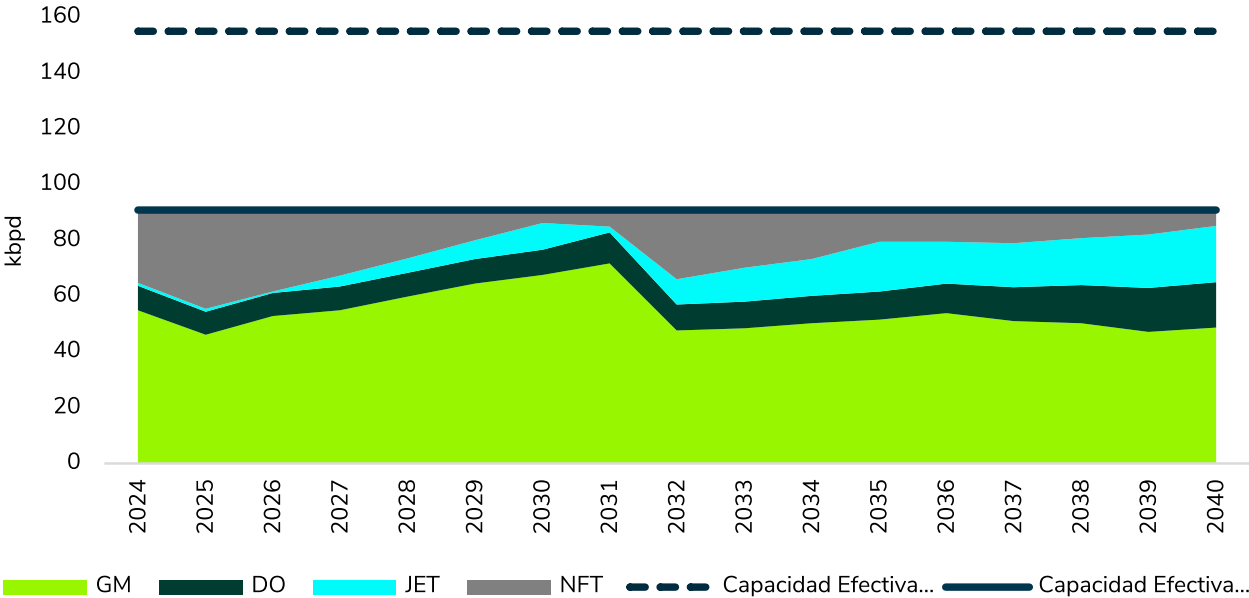
Adicional a lo anterior, en la Costa Pacífica para el periodo actual, el tramo Yumbo – Buenaventura presenta un contraflujo desde el puerto permitiendo también la entrada de derivados hasta completar su capacidad actual. En este sentido, los Gráficos 9-7 y 9-8 nos permiten observar el flujo proyectado a 2040 por cada derivado, para las rutas habilitadas de la Costa Atlántica.

Gráfico 9-7. Flujos Proyectados Costa Atlántica – Galán por derivado – Escenario 2 a 2040



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-8. Flujos Proyectados Pozos Colorados – Ayacucho - Galán por derivado – Escenario 2 a 2040



Fuente: Elaboración UPME

El Gráfico 9-8, permite observar el flujo proyectado a 2040 desde la Costa Atlántica hacia Galán, siendo transportado principalmente ACPM con 70 KBPD, seguido de gasolina con 64 KBPD, 21 KBPD de Jet y 5 KBPD de Nafta.

Tabla 9-4. Tramos comprometidos – Escenario 2

Tramo	Periodo Flujo Comprometido
Galán - Sebastopol	2032
Sebastopol – Puerto Salgar	2032
Puerto Salgar - Mansilla	Actual
Puente Aranda – El Dorado	Actual
Puerto Salgar - Manizales	Actual
Manizales - Pereira	2028
Pereira - Cartago	2028

Fuente: Elaboración UPME

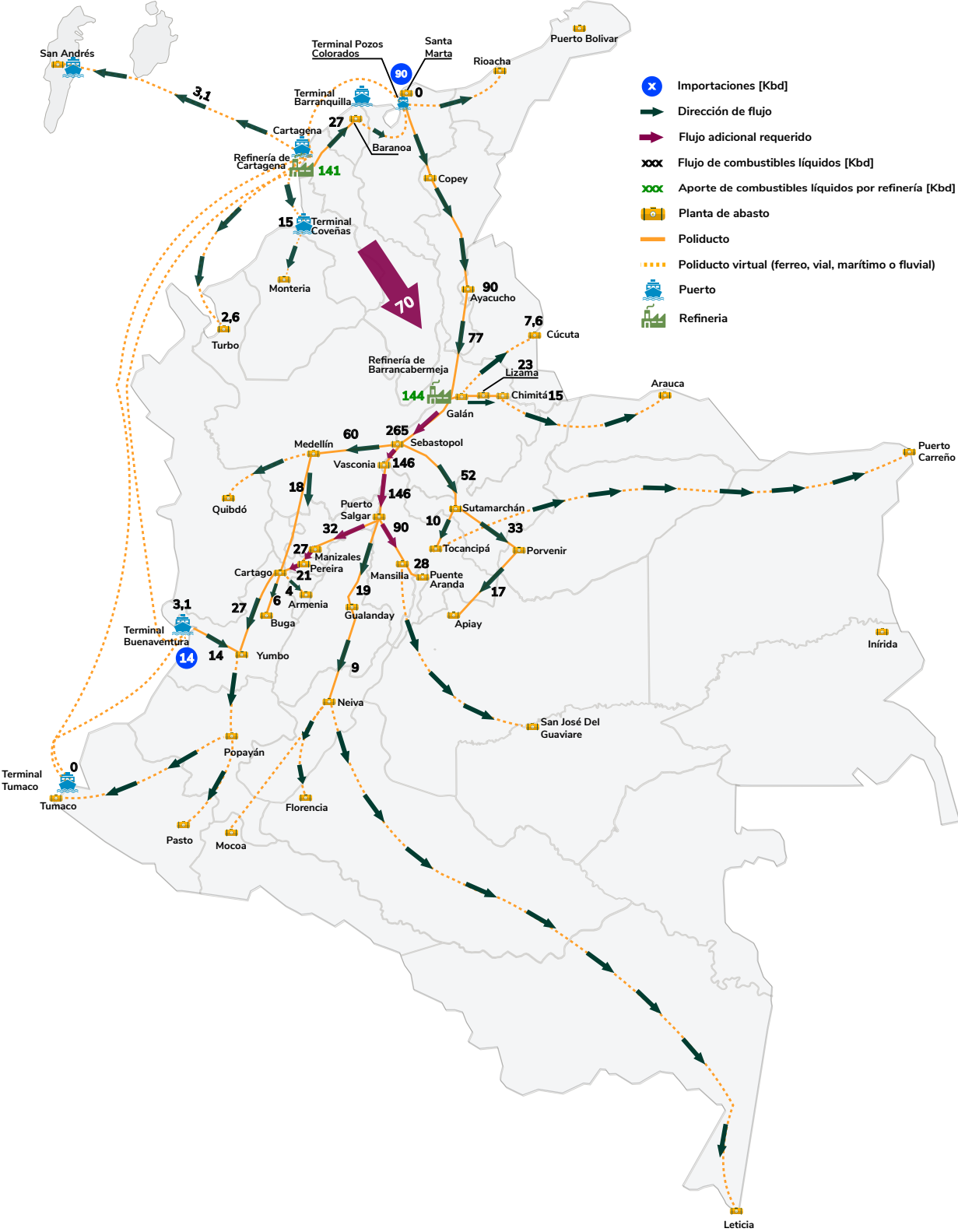
Ahora bien, en la Tabla 9-4 se puede identificar el periodo en el cual los tramos se encuentran con flujos comprometidos respecto a las capacidades actuales de transporte. Asimismo, se destaca que los tramos de Puerto Salgar – Mansilla, Puente Aranda – El Dorado y Puerto Salgar Manizales se encuentran comprometidos desde el periodo Actual.

9.2.3. Escenario 3 – Prioridad de Importación vía Buenaventura

Teniendo en cuenta los resultados del modelamiento para el Escenario 2, se plantea ahora evaluar el comportamiento del sistema de abastecimiento priorizando el flujo hacia el interior del país por la Costa Pacífica, para lo cual el tramo de Yumbo – Buenaventura se asume sin restricciones operativas en términos de capacidad, y el resto del sistema con las mismas condiciones base del escenario anterior.

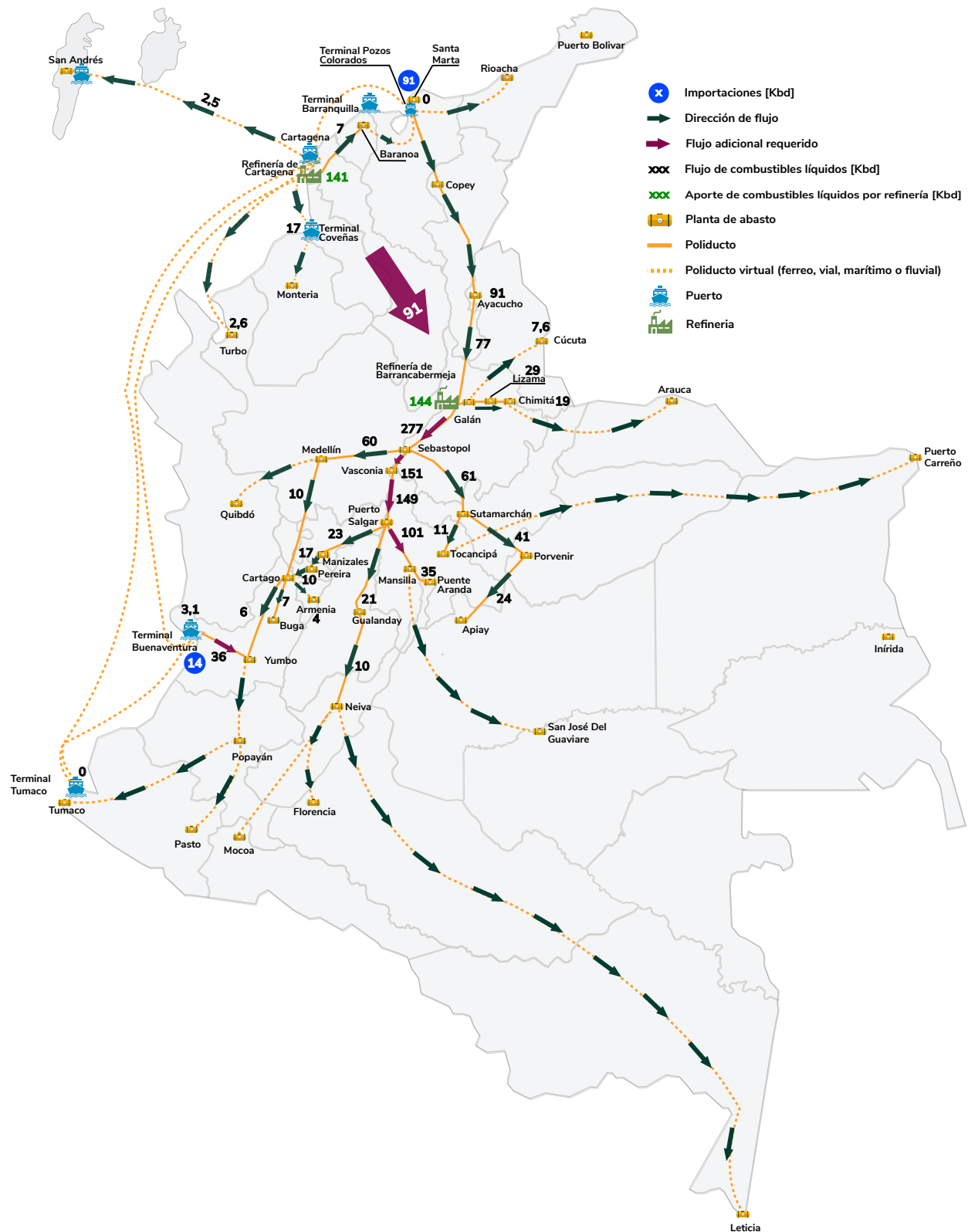
En este sentido, los Gráficos 9-9, 9-10 y 9-11 muestran los flujos proyectados de transporte para el periodo actual, 2032 y 2040.

Gráfico 9-9. Proyección de los flujos de transporte para el periodo actual – Escenario 3



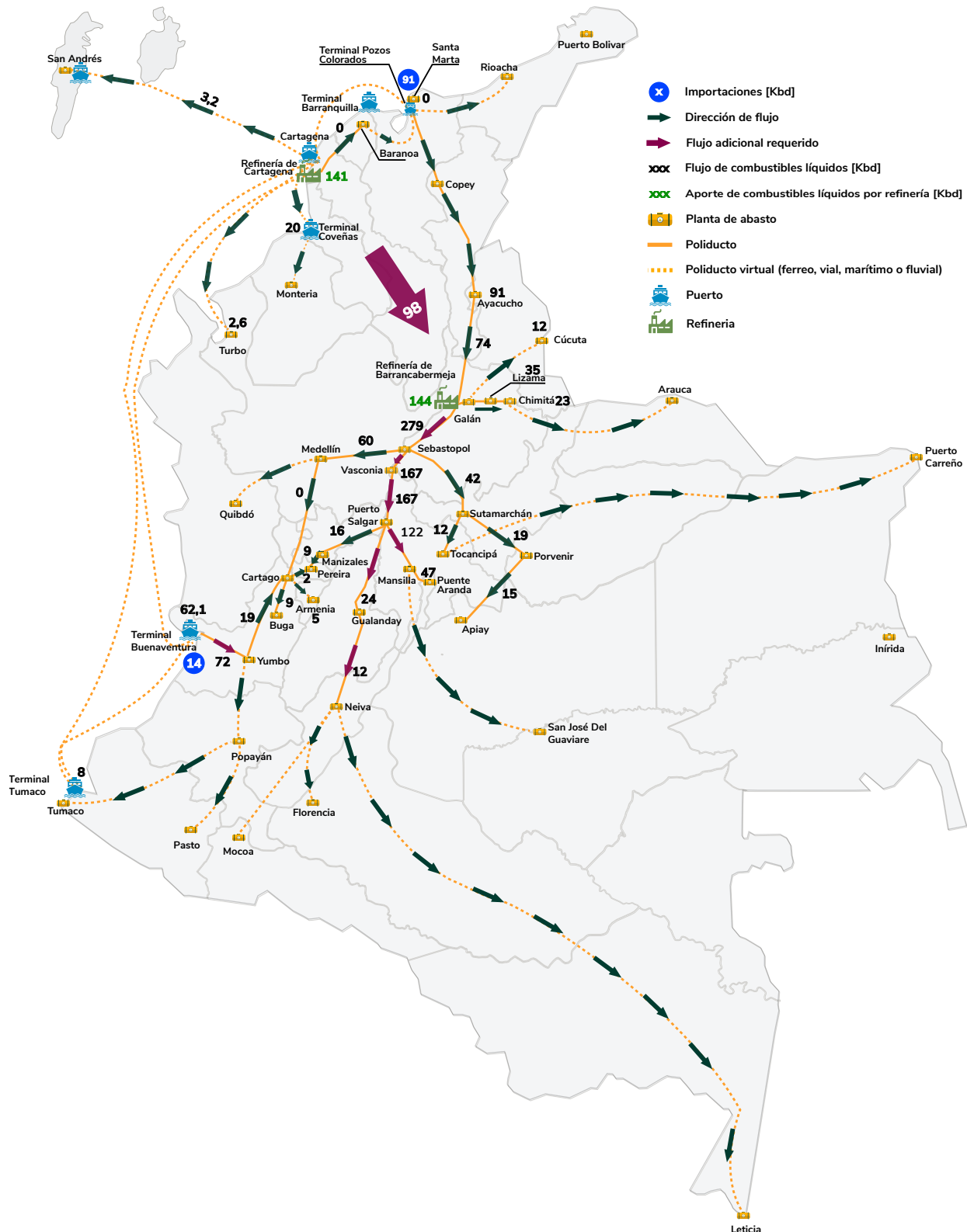
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-10. Proyección de los flujos de transporte a 2032 – Escenario 3



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-11. Proyección de los flujos de transporte a 2040 – Escenario 3



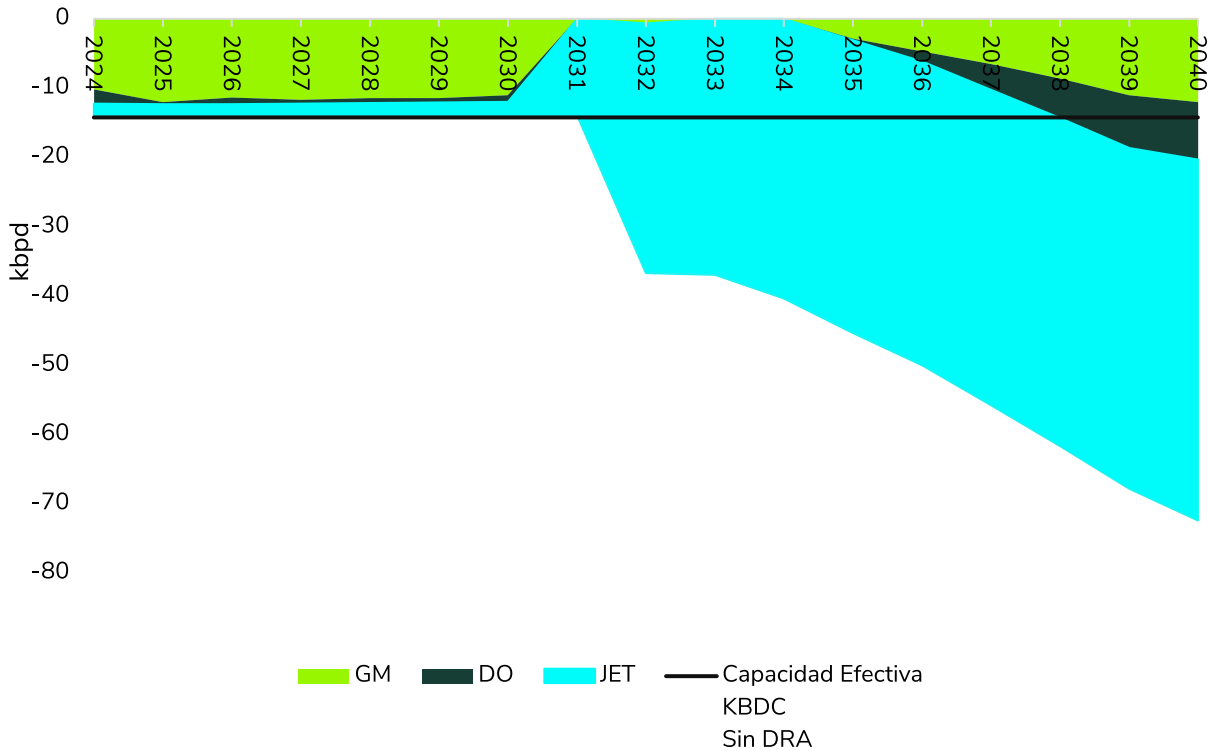
Fuente: Elaboración UPME

Como se puede observar en los anteriores gráficos, el comportamiento particular de los flujos resultantes en el tramo Yumbo – Buenaventura muestran que inicia con flujo hacia el suroccidente del orden de 14 KBPD, para el año 2032 aumenta a 37 KBPD y finalmente, hacia 2040 alcanza los 72 KBPD.

Sin embargo, a pesar de tener la priorización hacia el interior desde la Costa Pacífica, los resultados evidencian como la ruta Costa Atlántica – Galán se habilita con flujo desde el periodo Actual, logrando al año 2040 un flujo agregado de 98 KPBD.

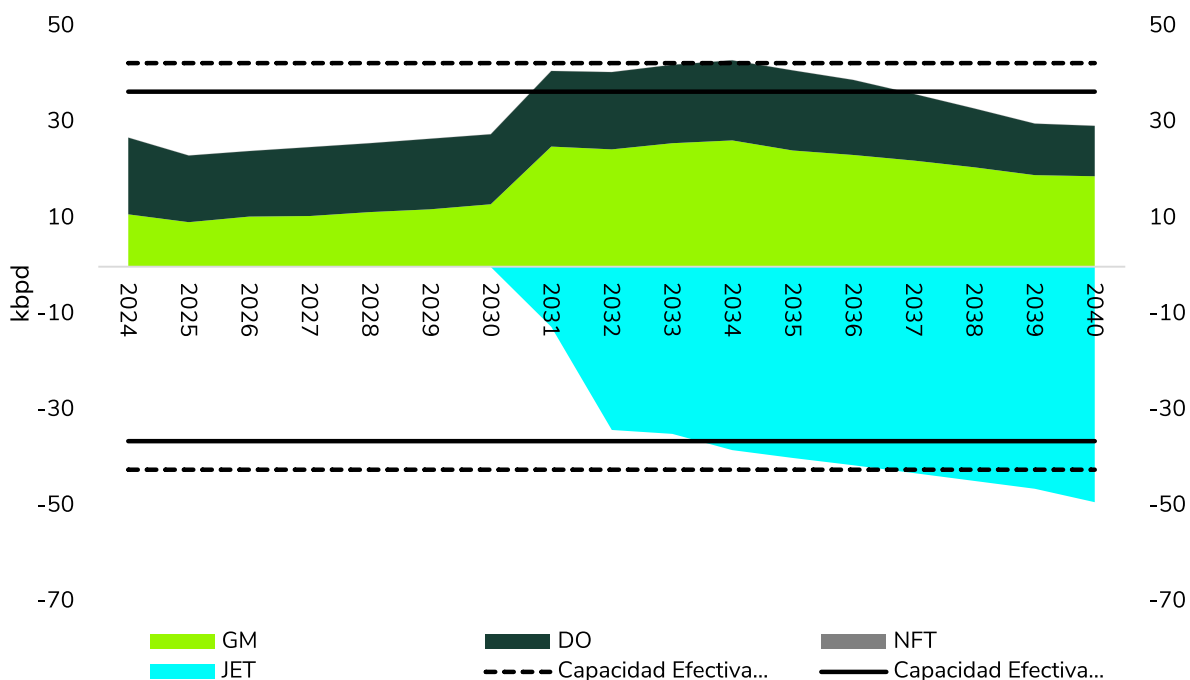
Por lo anterior, los Gráficos 9-12 y 9-13 permiten observar los flujos proyectados a 2040 por cada derivado desde la Costa Pacífica.

Gráfico 9-12. Flujo Proyectado Yumbo - Buenaventura por derivado – Escenario 3 a 2040



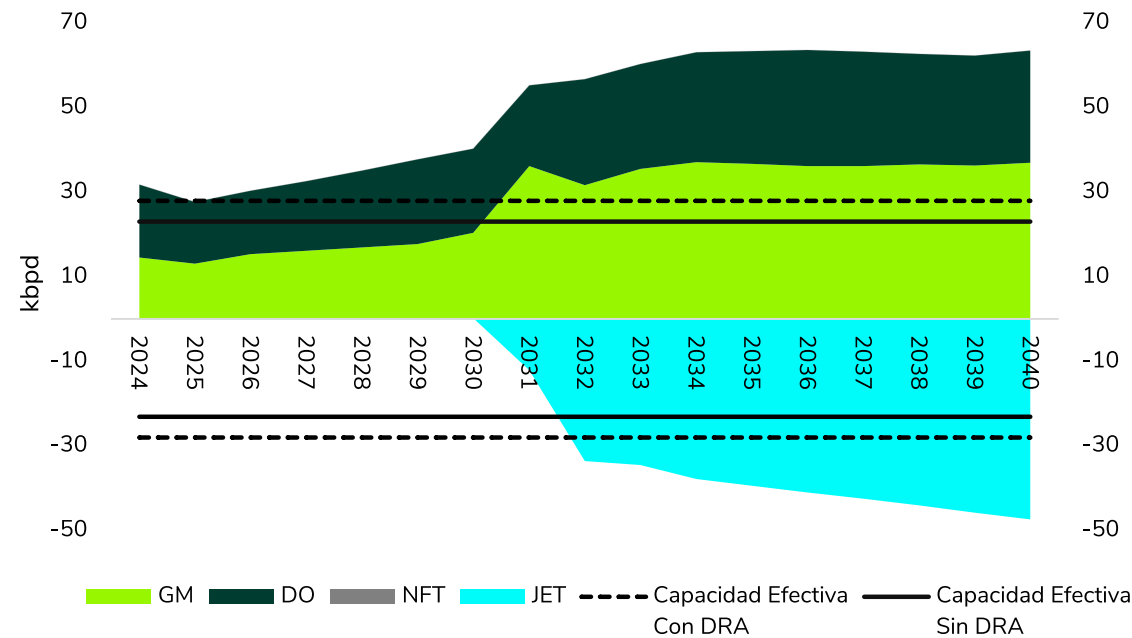
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-13. Flujo Proyectado Cartago - Yumbo por derivado – Escenario 3 a 2040



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-14. Flujo Proyectado Cartago – Manizales – Puerto Salgar – Escenario 3 a 2040



Fuente: Elaboración UPME

Los resultados descritos permiten establecer que el JET es el principal combustible transportado hacia el interior del país desde Buenaventura, con destino al Aeropuerto El Dorado. Esta habilitación desde el Pacífico tendría consecuencias operativas representativas, alterando la configuración existente en la logística de abastecimiento de combustibles líquidos.

En la Tabla 9-5 se presentan los periodos en que los tramos tendrían restricciones de flujo, sumando un total de seis (6) segmentos; no obstante, pese a que el total de tramos respecto al Escenario 2 es menor, es de resaltar las posibles contingencias y/o restricciones asociadas a una ampliación en la capacidad de transporte para el tramo Yumbo – Buenaventura y la modificación de la dirección de flujos aguas arriba del nodo de Yumbo.

Tabla 9-5. Tramos comprometidos – Escenario 3

Tramo	Periodo Flujo Comprometido
Puerto Salgar - Mansilla	Actual
Puente Aranda – El Dorado	Actual
Manizales - Pereira	2031
Pereira - Cartago	2031
Cartago - Yumbo	2036
Yumbo – Buenaventura	2031

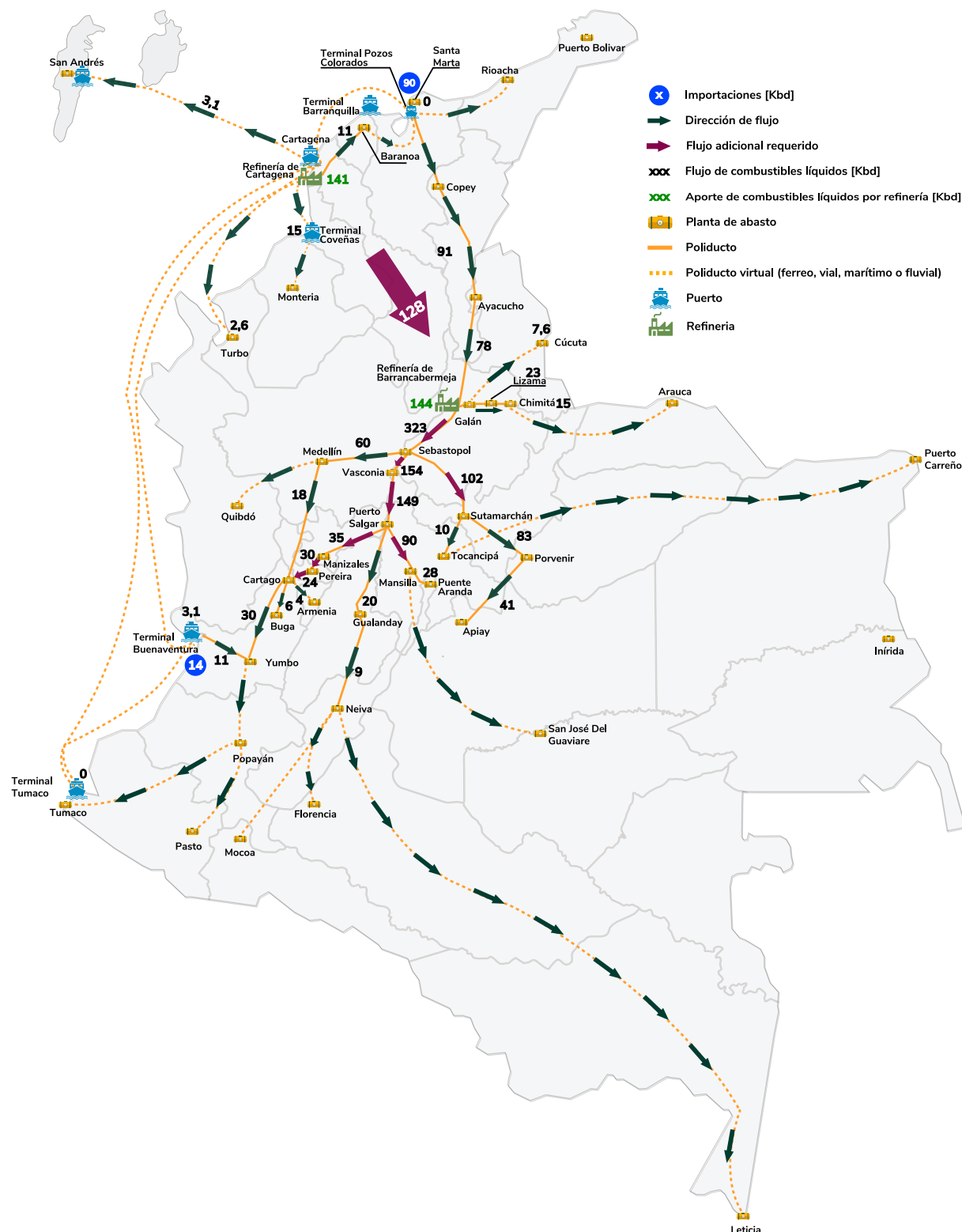
Fuente: Elaboración UPME

9.2.4. Escenario 4 – Límites Operativos sin DRA

Este escenario parte igualmente de las condiciones planteadas para el Escenario 2, pero asume que las capacidades de transporte existentes no se ven afectadas por el uso del DRA. El objetivo

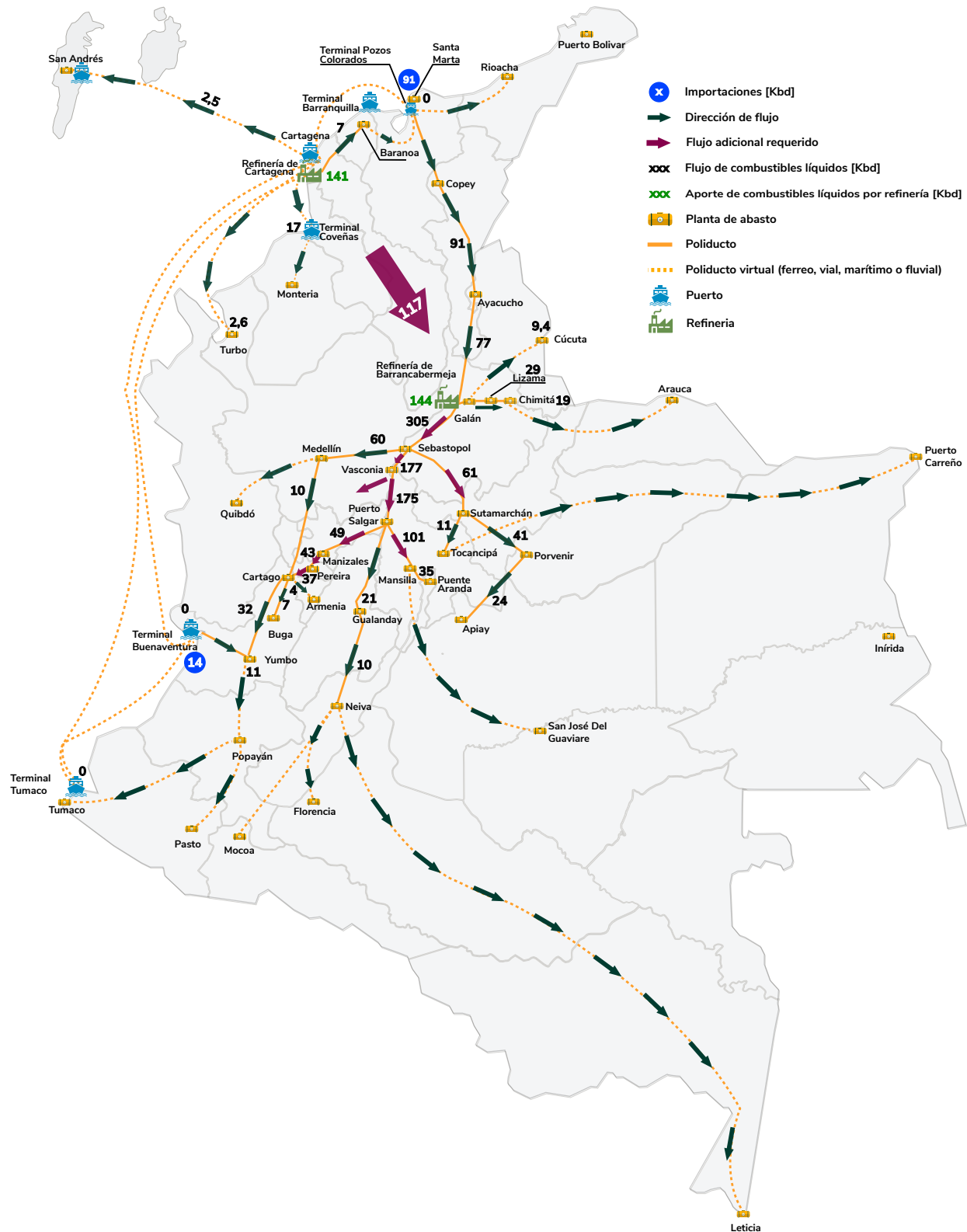
En este sentido, los Gráficos 9-15, 9-16 y 9-17 muestran los flujos proyectados de transporte para el periodo actual, 2032 y 2040.

Gráfico 9-15. Proyección de los flujos de transporte para el periodo actual – Escenario 4



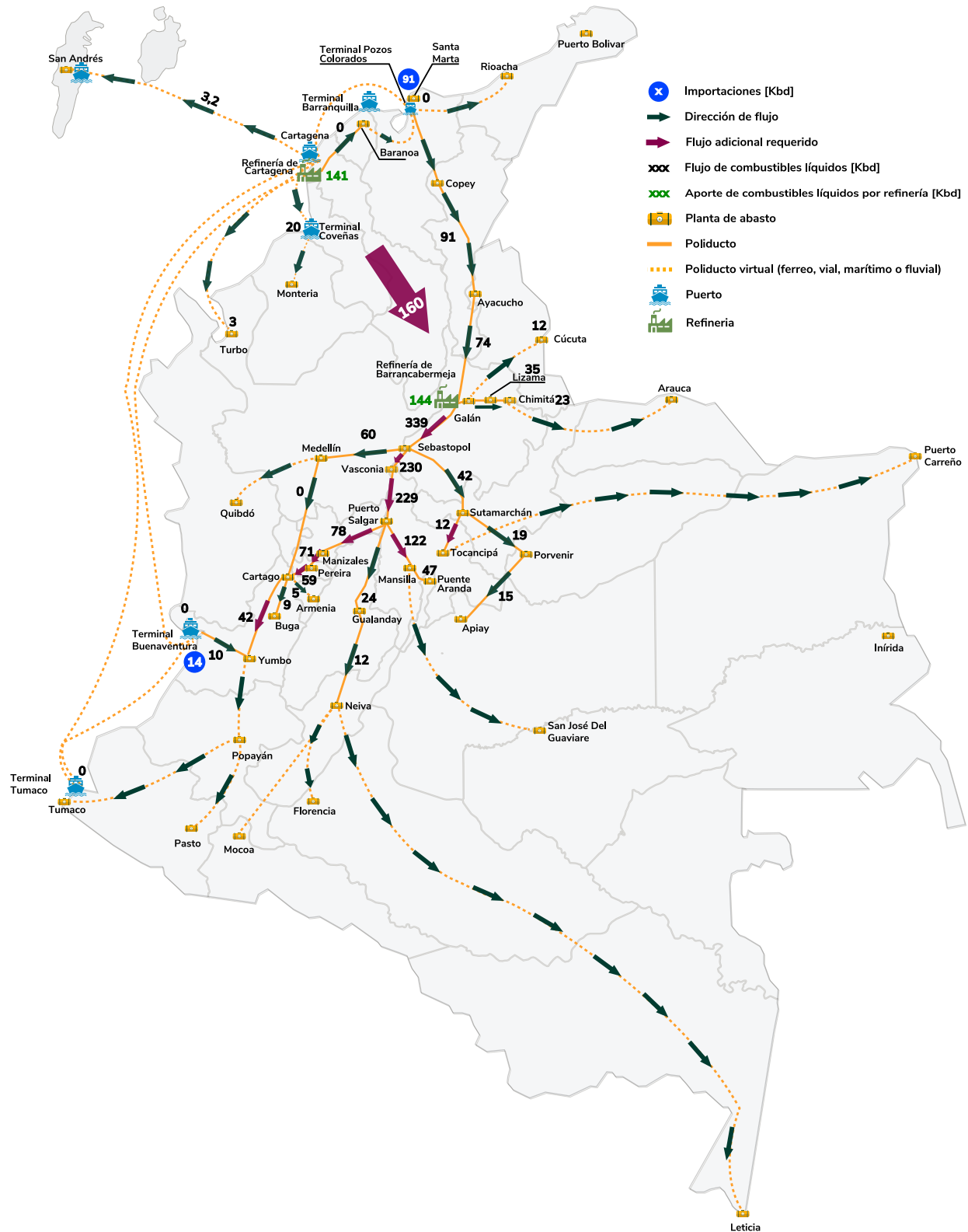
Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-16. Proyección de los flujos de transporte a 2032 – Escenario 4



Fuente: Elaboración UPME

Gráfico 9-17. Proyección de los flujos de transporte a 2040 – Escenario 4



Fuente: Elaboración UPME

Al comparar el flujo proyectado respecto a la capacidad efectiva sin DRA, se pueden identificar que la mayor parte del sistema estaría comprometida operativamente en la actualidad. En la Tabla 9-6 se relacionan los tramos con los períodos en que resultan comprometidos a partir de esta consideración.

Tabla 9-6. Tramos comprometidos – Escenario 4

Tramo	Periodo Flujo Comprometido
Galán - Sebastopol	Actual
Sebastopol - Puerto Salgar	Actual
Puerto Salgar - Manizales	Actual
Manizales - Pereira	Actual
Pereira - Cartago	Actual
Puerto Salgar - Mansilla	Actual
Puente Aranda – El Dorado	Actual

Fuente: Elaboración UPME

Los resultados de la simulación muestran como siete (7) tramos se encuentran con flujo comprometido, igual a los siete (7) tramos para el Escenario 2 a lo largo del horizonte de evaluación. No obstante, todos los tramos de este escenario se encontrarían actualmente comprometidos en el caso de no poder usar el DRA.

9.3 Escenario Recomendado

Tras una evaluación integral de las alternativas, se determinó que el “Escenario 2 – Límites Operativos” constituye la base técnica más idónea para la formulación de recomendaciones, al reflejar con mayor precisión la realidad operativa y las restricciones actuales del sistema de transporte de combustibles líquidos.

- 1. El Rol de los Agentes Reductores de Fricción (DRA):** El análisis incorpora el uso de Agentes Reductores de Fricción (DRA, por sus siglas en inglés) como una variable crítica en la operación actual. En tramos estratégicos como Galán-Sebastopol y Sebastopol-Puerto Salgar, el uso de este agente es hoy necesario para incrementar la capacidad de transporte y evitar la saturación inmediata de los ductos. Sin esta medida operativa, la infraestructura actual no lograría atender la demanda. Para los tramos Sebastopol-Medellín, Yumbo-Buenaventura y Pozos Colorados-Galán, el modelo respeta sus límites de capacidad efectiva nominal.
- 2. Importancia Estratégica del Tramo Pozos Colorados-Galán:** Se hace especial énfasis en la criticidad del tramo Pozos Colorados-Galán, principal arteria para la internación de combustibles importados al interior del país. El análisis evidencia una necesidad perentoria de ampliación de capacidad desde el corto plazo, situación que será detallada en el capítulo siguiente debido a su impacto en la seguridad energética nacional.

3. Criterio de Planeación: Infraestructura Física vs. Medidas Operativas Es fundamental establecer una distinción regulatoria y de planeación: aunque el modelo de proyección de flujos reconoce el uso actual de DRA para postergar la saturación inmediata, la política de abastecimiento y confiabilidad debe fundamentarse en la capacidad física real de los ductos.

El uso de DRA debe concebirse como una herramienta de optimización operativa o de atención a contingencias por parte del transportador, y no como el estándar para garantizar el abastecimiento a largo plazo. En consecuencia, las necesidades de expansión de transporte identificadas en este documento se calculan sobre la capacidad de la infraestructura física (sin DRA), garantizando así la robustez y redundancia del sistema.

Es importante mencionar que el tramo Puente Aranda-El Dorado tiene flujo comprometido actualmente según el modelo, se tiene conocimiento que se está ejecutando el proyecto TAO por parte del transportador y que se debe realizar el abandono del ducto debido a la interferencia con el Regiotram, por estas razones este tramo no será tenido en cuenta en este documento y será objeto de análisis en documentos posteriores.

En la Tabla 9-7 se detallan los tramos analizados, presentando el año de saturación proyectado, las capacidades efectivas contrastadas (con y sin DRA) y los requerimientos netos de capacidad de transporte adicional necesarios para garantizar la continuidad del suministro.

Tabla 9-7. Necesidades de transporte con y sin DRA

Tramo	Periodo Flujo Comprometido	Capacidad Actual KBPD	Necesidad de Transporte 2032 KBPD	Necesidad de Transporte 2040 KBPD	Transporte adicional 2032 KBPD	Transporte adicional 2040 KBPD
Galán - Sebastopol	2032	178 sin DRA	305	339	127	161
		286 con DRA			19	53
Sebastopol – Puerto Salgar	2032	128 sin DRA	177	229	49 sin DRA	101 sin DRA
		185 con DRA			0 con DRA	44 con DRA
Puerto Salgar - Mansilla	Actual	71 sin DRA	101	122	30 sin DRA	51 sin DRA
		84 con DRA			17 con DRA	38 con DRA
Puerto Salgar - Manizales	Actual	23 sin DRA	49	78	26	55
Manizales - Pereira	2028	23 sin DRA	43	71	20	48
Pereira - Cartago	2028	23 sin DRA	36	59	13	36

Ante la inviabilidad técnica del proyecto Puerto Salgar-Cartago por restricciones ambientales (detalladas en el capítulo 9.1), los altos costos que supone construir un ducto entre la costa atlántica y el centro para internar los combustibles, es necesario replantear la estrategia de abastecimiento. Si bien reconocemos que el transporte por ductos es el más eficiente en términos operativos, su construcción implica altas inversiones y complejidades. Por el contrario, el transporte multimodal se presenta como una alternativa viable que aporta redundancia y mejora la confiabilidad del sistema ante fallas.

En consecuencia, este documento define exclusivamente las necesidades de transporte requeridas entre los nodos de demanda. Se deja en manos de los agentes responsables la libertad de proponer la solución técnica y los costos específicos más eficientes para cubrir dichas necesidades, garantizando así el suministro de combustibles líquidos en todo el país.

Para el corredor Puerto Salgar-Manizales-Pereira-Cartago, se asume como un solo tramo, Puerto Salgar-Cartago con una capacidad efectiva de 23 KBPD, ante los inconvenientes de su ampliación, se optimizaría el uso de otros corredores o transportes multimodales, para abastecer hasta el nodo de Cartago y el suroccidente del país, dejando el corredor Puerto Salgar-Cartago para el abastecimiento de los nodos de Manizales, Pereira y parte de Cartago.

Según lo anterior, las necesidades de transporte adicionales recomendadas son las siguientes:

Tabla 9-8. Necesidades de transporte recomendadas

Nodos	Periodo Flujo Comprometido	Transporte adicional 2032 KBPD	Transporte adicional 2040 KBPD
Galán - Sebastopol	2032	127	161
Sebastopol – Puerto Salgar	2032	49	101
Puerto Salgar - Mansilla	Actual	30	51
Puerto Salgar - Cartago	Actual	14	36

Ante la ausencia de un marco regulatorio específico que defina los parámetros de valoración de inversiones en infraestructura de combustibles líquidos, este estudio adopta, bajo un criterio de prudencia y consistencia en la planeación energética, la metodología de Análisis Costo-Beneficio establecida por el Ministerio de Minas y Energía para el sector de Gas Natural. Esta homologación permite evaluar la eficiencia económica de los proyectos y robustecer el proceso de toma de decisiones con estándares ya validados institucionalmente.

La estimación de costos de capital (CAPEX) se fundamenta estrictamente en la expansión de la infraestructura física necesaria para cubrir los déficits de transporte identificados, excluyendo el uso de Agentes Reductores de Fricción (DRA) como solución estructural. Bajo la premisa de que el poliducto es el modo de transporte costo-eficiente predominante, se modeló hidráulicamente cada tramo para dimensionar las necesidades técnicas específicas.

Para el caso crítico de la internación de producto desde la Costa Atlántica hacia el nodo Galán, la valoración base contempla la construcción de un “loop” (ducto paralelo) sobre la infraestructura existente. No obstante, con el fin de garantizar la eficiencia en la asignación de recursos, se realizó un análisis comparativo de costos frente a alternativas de transporte multimodal, incluyendo cabotaje y transporte terrestre (carrotaques). El detalle de este análisis de competitividad modal se encuentra documentado en el Anexo Capítulo 9.

Tabla 9-9. Costos necesidades de transporte recomendadas

Infraestructura	Costo Indicativo CAPEX MM/USD	Nivel de incertidumbre CLASE IV MM/USD 2024	
Galán - Sebastopol	\$ 225	\$ 191	\$ 293
Puerto Salgar - Manizales	\$ 80	\$ 68	\$ 104
Manizales - Pereira	\$ 60	\$ 51	\$ 78
Pereira - Cartago	\$ 13	\$ 11	\$ 17
Puerto Salgar - Mansilla	\$ 789	\$ 671	\$ 1.026
Pozos - Galán	\$ 1.874	\$ 1.593	\$ 2.437
Total	\$ 3.041	\$ 2.585	\$ 3.954

Fuente: Elaboración propia

10. SOLUCIONES ALTERNATIVAS PARA ABASTECIMIENTO Y/O CONFIABILIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

A partir del análisis de abastecimiento presentado en el Capítulo 9, se evidencia como la cadena de abastecimiento nacional requiere de un esquema complementario de suministro de combustibles de carácter nacional e importado, donde prevalece la orientación desde la costa atlántica hacia otras regiones del interior del país; lo anterior, motivado por los excedentes que ofrece la refinación nacional desde Cartagena, o la infraestructura de importación que posibilita la entrada de productos desde la Costa del Golfo de México (Estados Unidos) u otras fuentes sobre el Atlántico, lo que explica el desarrollo de los puertos de Cartagena, Pozos Colorados, Barranquilla, Puerto Bolívar, y Coveñas.

Por otra parte, la importación de combustibles desde el Pacífico ha venido creciendo de manera progresiva, particularmente desde el puerto de Buenaventura y en menor proporción por Tumaco, permitiendo atender particularmente la demanda del suroccidente del país, no sólo para el sector Transporte, sino también para la generación de energía eléctrica en condiciones de mayor intensidad del Fenómeno de El Niño.

Por otro lado, en el Caribe, Pozos Colorados concentra la mayoría de los combustibles que ingresan al país y los productos de la Refinería de Cartagena que deben ser trasladados hacia los centros de consumo en el interior o hacia la misma Refinería de Barrancabermeja, por su conexión existente con el sistema de transporte por poliductos. Sin embargo, el aumento progresivo de la demanda ha llevado al desarrollo de puertos alternativos como Barranquilla por su cercanía al Río Magdalena y en casos particulares Puerto Bolívar (La Guajira) para la operación del Complejo Cerrejón.

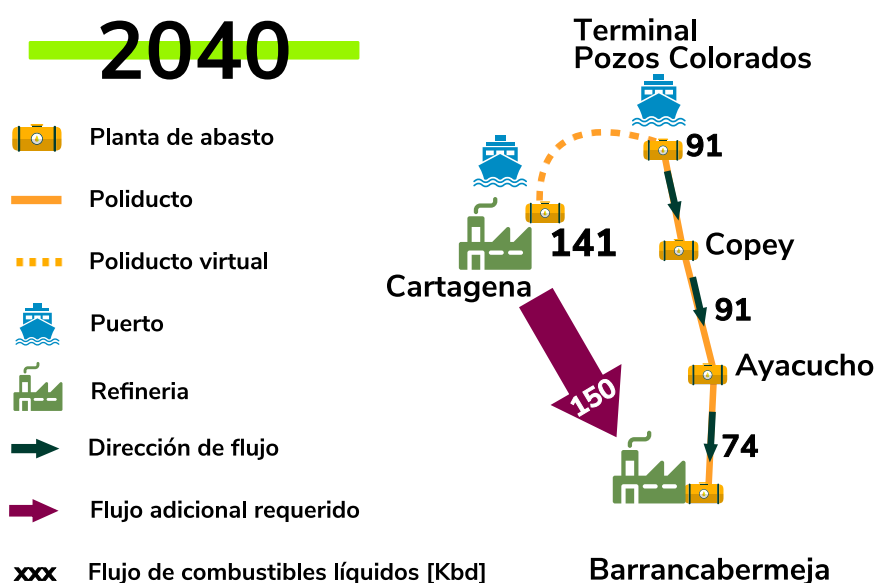
No obstante, una mayor concentración de las importaciones de combustibles líquidos a través del tramo de Pozos Colorados – Galán, representa retos y riesgos para la continuidad de abastecimiento, así como limitaciones a mediano y largo plazo respecto a la capacidad existente, particularmente el suministro de la demanda esperada de Jet y su restricción de flujo con DRA. Adicionalmente, resulta necesario para brindar una mayor confiabilidad en el servicio evaluar los riesgos de agrupar todo el flujo creciente del sistema en un único segmento de transporte.

Como se explicó anteriormente, atender la demanda del interior del país requiere de fuentes de suministro adicionales a la Refinería de Barrancabermeja, ya sea a partir de productos obtenidos de la Refinería de Cartagena o de importaciones, la mayoría provenientes de la costa Caribe de acuerdo con los resultados de la simulación realizada. En ese sentido, se evidencia la necesidad de establecer alternativas técnicas y logísticas, a través de medios complementarios al tramo del poliducto Pozos Colorados – Galán.

Cabe resaltar, que, aunque dentro del horizonte de análisis se identifica un volumen de nafta utilizado para movilizar el crudo pesado desde Pozos Colorados, este producto no se incluye en estas necesidades por no tratarse de un combustible destinado a atender la demanda nacional del servicio público en cuestión. En tal sentido, se plantea que este tramo transportará hasta máximo su capacidad efectiva sin DRA alrededor de 91 KBPD de producto sin Nafta para el interior del país, dando espacio para que el excedente en términos de capacidad de transporte representado por su capacidad efectiva con DRA de hasta 155 KBPD sea usada para transportar este diluyente, lo que equivaldría alrededor de 64 KBPD.

De acuerdo con el análisis de abastecimiento, se puede evidenciar que, para el año 2040, adicional al flujo de 91 KBPD que puede ser transportado desde Pozos Colorados es necesario contar con una alternativa que permita transportar hasta 150 KBPD; este flujo corresponde a la necesidad estimada en el Escenario 2 para el año 2040 de 160 KBPD, descontando el flujo de Nafta máximo en el horizonte que es de 10 KBPD. Ahora bien, el flujo planteado a continuación no considera un puerto de suministro en específico, en cuanto es de conocimiento la variedad de infraestructura portuaria para importación de combustibles líquidos disponible a la fecha que permitiría diversificar las fuentes de suministro y dar mayor confiabilidad al sistema. En la siguiente gráfica se presentan los resultados globales de los flujos de abastecimiento para el Escenario 2.

Gráfico 10-1. Flujo de Abastecimiento proyectado a 2040 entre la Costa Atlántica y el Interior



Fuente: Elaboración UPME

Estos resultados sustentan la necesidad de plantear soluciones logísticas alternativas para llevar los combustibles hacia el interior del país de forma continua. Sin embargo, la implementación de modalidades alternativas de transporte debe considerar diversos factores a nivel técnico, logístico, comercial, y particularmente normativo y regulatorio, aunado a un sistema de gestión en tiempo real que permita tener un mapeo del flujo, su origen y destino de los productos que se transporten.

En consideración de lo anterior, para suplir el potencial incremento en las necesidades de importación de combustibles líquidos, teniendo como premisa el abastecimiento continuo y eficiente, las características restrictivas y cercanía a los centros de consumo, a continuación, se presentan una serie de alternativas identificadas para diversificar el transporte de hidrocarburos hacia el interior del país.

10.1. Transporte Terrestre

Este mecanismo de transporte adelantado mediante el uso de carrotanques ha sido empleado históricamente como la alternativa más común, cuando el crudo o los combustibles líquidos presentan restricciones o limitaciones de capacidad a través de los ductos existentes. El uso de carrotanques en el segmento de upstream se requiere para movilizar el crudo en campos aisla-

dos que no cuentan con una conexión directa al sistema de transporte nacional o por limitaciones operativas particulares en alguno de los tramos, hacia los sitios de acopio. Entre sus rutas más frecuentes se encuentra la movilización de los excedentes desde los Llanos orientales hasta Vasconia, donde eventualmente pueden ser descargados y bombeados por los sistemas disponibles, ya sea con destino a la Refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto de Coveñas para exportación.

En el caso de combustibles líquidos, se emplea convencionalmente a lo largo de la cadena de suministro, desde las zonas de cargue en puertos o plantas de abasto, como alternativa para el cumplimiento de los contratos de operación logística de entrega de producto fósil en diferentes puntos del país en condiciones de contingencia; así también, como medio de suministro desde las plantas de producción de biocombustibles hacia las plantas abasto para su mezcla. Asimismo, contribuye con el traslado de producto entre plantas de abasto interconectadas, y en ubicaciones de zona de frontera, y finalmente, tiene un papel fundamental en la distribución hacia el agente minorista.

No obstante, esta alternativa de transporte tiene limitaciones como consecuencia de las alteraciones de orden público o afectaciones físicas sobre las vías de acceso; un claro ejemplo, es el abastecimiento del suroccidente hacia los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, donde los bloqueos en diferentes tramos afectan continuamente la entrega de los productos desde las Plantas de Yumbo hasta estaciones de servicio, haciendo necesaria la implementación de fuentes alternativas de abastecimiento.

10.2. Transporte Fluvial

En la actualidad existe una alternativa de transporte de hidrocarburos, tanto de crudo como de combustibles líquidos, que según información suministrada por los mismos operadores permite conectar la industria del interior del país con los puertos oceánicos, a través del Río Magdalena.

Es un servicio logístico que se ha desarrollado naturalmente a partir de las condiciones de mercado existentes, con el aumento en la demanda en el interior de combustibles líquidos, y la exigencia en términos de calidad de crudo liviano para la Refinería de Barrancabermeja, alternativa que podría contribuir constantemente a las necesidades de abastecimiento en el país.

El aprovechamiento de este tipo de sistemas modales alternativos existentes permite optimizar los tiempos y costos de construcción, mitigando la generación de impactos sociales y ambientales que conlleva una infraestructura nueva de transporte de hidrocarburos.

10.3. Transporte Férreo

Esta alternativa, según información suministrada por los actuales operadores permite el aprovechamiento del corredor férreo que conecta el Caribe con el interior del país para el abastecimiento de combustibles líquidos y crudo, y su cercanía con diferentes estaciones del sistema de transporte por poliductos. Adicionalmente, habilitaría alternativas para diversificar las fuentes de distribución para la región norte del país y la atención de zonas no interconectadas con la red de poliductos.

Esta modalidad de transporte, como alternativa multimodal en el abastecimiento de combustibles líquidos podría ser una oportunidad para contribuir con la confiabilidad del sistema, Al igual que con el transporte fluvial, el aprovechamiento de este tipo de sistemas modales alternativos existentes permite optimizar los tiempos y costos de construcción, mitigando la generación de impactos sociales y ambientales que conlleva una infraestructura nueva de transporte de hidrocarburos.

La implementación del transporte férreo no solo permitiría el transporte de carga líquida de hidrocarburos a través de ferro-tanques, además potenciaría el transporte pasajero o de cargas de material seco. Lo anterior, daría como resultado en términos ambientales, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; y para la parte social, un impulso a las zonas con desarrollo agrícola respecto a su conectividad con el mercado nacional e internacional.

10.4. Reconversión de Infraestructura de Transporte de Crudo

Esta alternativa busca la reconversión de infraestructura tipo oleoductos a poliductos, los cuales según información suministrada por los operadores permitiría el aprovechamiento de infraestructura existente que presenta una disminución en el flujo transportado de crudo, como oportunidad de diversificar e incrementar las capacidades disponibles para transporte de refinados hacia el interior del país.

En este sentido, el uso de infraestructura existente de hidrocarburos no solo contribuiría con el abastecimiento y la confiabilidad de sistema, sino también aportaría una disminución en los tiempos de desarrollo y puesta en operación, y el aprovechamiento de licencias ambientales y derechos de vía existentes para transporte de hidrocarburos, siempre y cuando exista una competencia tarifaria eficiente para la demanda respecto a otros ductos del sistema.

Ahora bien, su implementación posibilita la proyección de desarrollo de alternativas al almacenamiento e importación de combustibles líquidos, potencializando y robusteciendo el actual sistema en la habilitación de un nuevo corredor.

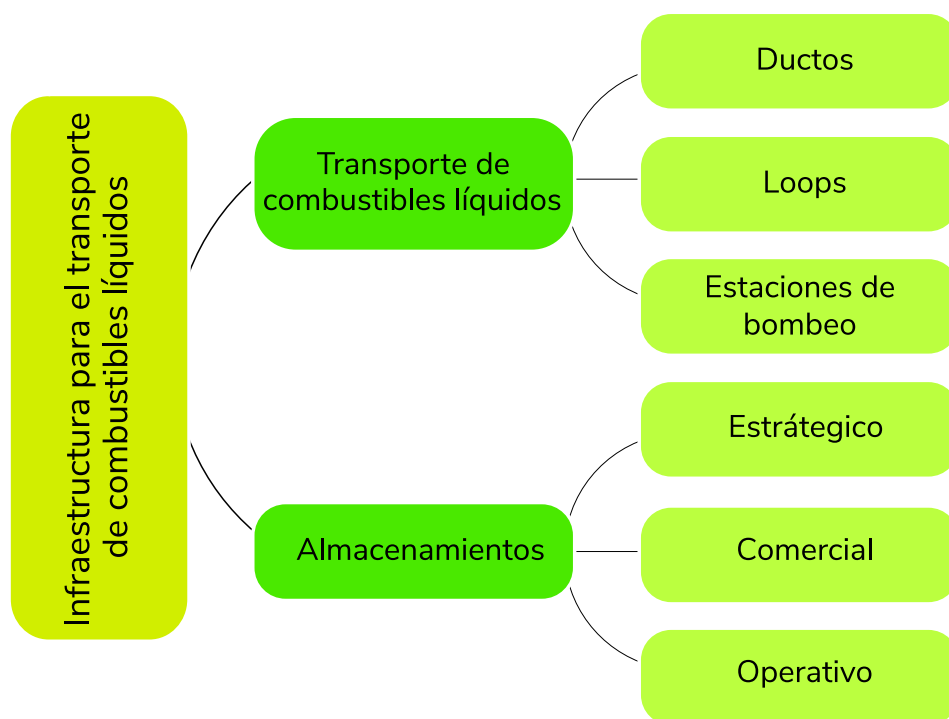
11. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO

11.1. Metodología de estimación de Costos

A continuación, se presenta la metodología empleada para la estimación de los costos indicativos que se generarían debido a la construcción y operación de la nueva infraestructura requerida para el transporte y almacenamiento de combustibles líquidos, la cual es un insumo informativo para definir la viabilidad económica de los proyectos planteados en este documento, en el numeral 13.1.

Como referencia, se parte del estudio de consultoría contratado por la UPME⁶⁹ que desarrolla la metodología de costos indicativos de inversión de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) para infraestructura de importación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia según el Gráfico 11-1 a continuación:

Gráfico 11-1. Infraestructura de hidrocarburos sujeta a la metodología de costeo



Fuente: Elaboración UPME

El análisis considerado se alinea con 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, para lo cual se considera una estimación clase

69 Contrato CO1.PCCNTR. 6633428, desarrollado por 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.

cuatro⁷⁰ con una ingeniería conceptual de nivel de definición de proyectos entre el 1% y el 15% con unos rangos de precisión de -30% al -15% (límite inferior) al 30% al 50% (límite superior).

Los métodos considerados corresponden a estimación con factores, estimación con parámetros, asimilación, modelos de costos y estimación detallada, como se muestra en el Gráfico a continuación.

Gráfico 11-2. Métodos de estimación



Fuente: Elaboración UPME

11.1.1. Transporte de combustibles líquidos – Ductos -Estaciones de bombeo y Loops.

El costo de construir y operar un sistema de ductos para el transporte de combustibles líquidos se descompone en dos elementos principales: los ductos y las estaciones de bombeo, las cuales son necesarias para mover los refinados a través de los primeros.

En particular, se toma como punto de referencia una base de datos robusta reconocida a nivel internacional con información detallada sobre los costos de construcción bajo diversas condiciones, extraída del estudio desarrollado por la UPME anteriormente citado en esta sección.

La metodología propuesta incluye el análisis de un amplio rango de variables, desde características físicas del ducto (tamaño, longitud, espesor) hasta factores externos como la ubicación geográfica, condiciones del terreno, aspectos socioambientales, entre otros.

A partir de la técnica de modelado se estima una función en donde se aplican factores de ajuste basados en estudios especializados para adaptar los costos base a las condiciones específicas de Colombia. Para cada componente (ductos y estaciones), se desarrolla una función matemática que relaciona el costo con las variables relevantes.

70 De acuerdo con la recomendación No. 17R-97 de la AACE, la estimación de costos se clasifica en diferentes categorías que proporcionan un marco de referencia para entender y comparar diferentes tipos de estimaciones de costos, permitiendo seleccionar la metodología más adecuada para cada etapa del ciclo de vida de un proyecto. En esta línea se definen cinco categorías, denominadas Clase 1, 2, 3, 4 y 5. Una estimación de Clase 5 se basa en el nivel más bajo de definición del proyecto y una estimación de Clase 1 es la más cercana a la definición y madurez completa del proyecto. La estimación clase 4 a la que hace referencia estas estimaciones es un diseño conceptual, con un nivel de detalle ligeramente mayor que la Clase 5. Se utiliza para refinar la estimación conceptual y tomar decisiones preliminares dentro de la planeación minero-energética

El modelo general propuesto para estimar el costo de transporte de combustibles líquidos por ductos se basa en las siguientes ecuaciones:

$$CTd(d, l) = Cd(d, l) * l * Fi$$

$$Cd(d, l) = \alpha(d) * l^b * Fe(d) * Fi$$

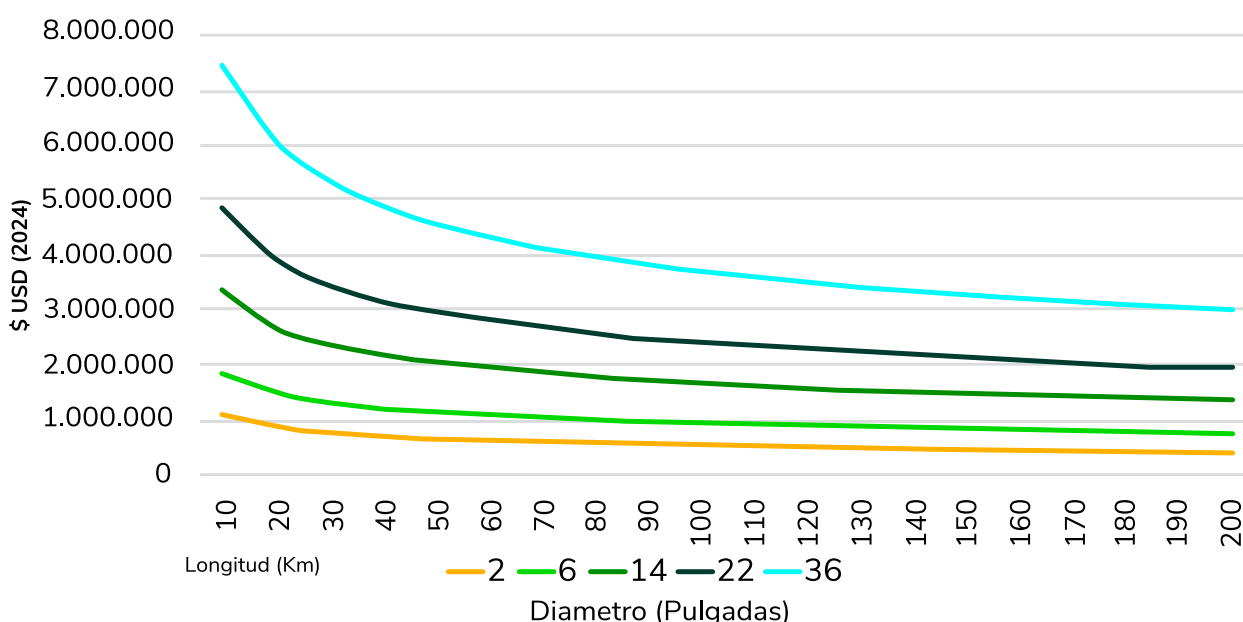
$$Fe(d) = m * d + C$$

Donde:

- **Costo Total del Ducto (CTd):** Este costo depende del diámetro (d) y la longitud (l) del ducto. Se calcula multiplicando el costo unitario por kilómetro (Cd) por la longitud total y aplicando factores de ajuste (Fi) relacionados con las características específicas del proyecto.
- **Costo Unitario del Ducto (Cd):** Se calcula a partir de un costo unitario base para un ducto de 20 pulgadas (Fcu) y un factor de ajuste por diámetro (Fe). Además, se considera una función de economía de escala, donde el costo unitario disminuye a medida que aumenta la longitud del ducto.
- **Factores de Ajuste (Fi):** Estos factores se utilizan para ajustar el costo base en función de variables como el uso del suelo, la topografía, la humedad del suelo, el tipo de terreno, la región, los costos de transporte e infraestructura, y los aspectos sociales y ambientales.

El Gráfico 11-3 a continuación presenta la correlación obtenida para diferentes diámetros de tubería, donde se estima un costo en dólares de diciembre 2024 según una longitud en kilómetros que va desde 10 km hasta 200 km. Se consideran diámetros desde 2 hasta 36 pulgadas⁷¹ con costos estimados desde \$400 mil USD hasta 7 millones USD.

Gráfico 11-3. Relación de costo de ductos para combustibles líquidos



Fuente: Elaboración UPME a partir de resultados de UNIÓN TEMPORAL CQM & DIA

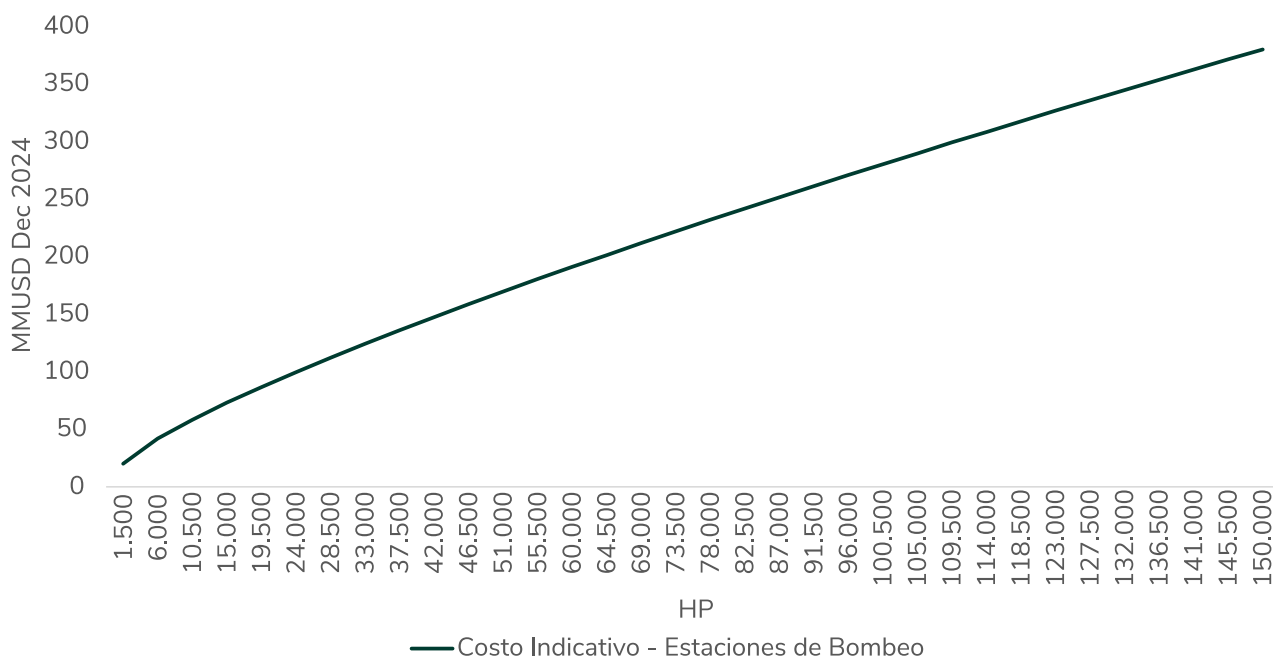
⁷¹ Se estiman diámetros de: 2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 30 y 36 los cuales se incluyen en el anexo de este capítulo.

11.1.2. Almacenamientos

Para calcular los costos asociados a infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos se utiliza la metodología de estimación de factores relacionando la capacidad de almacenamiento del tanque expresada en barriles.

Así, se presenta el costo indicativo en función del volumen (USD/BBL) con valores que oscilan entre 1 y 50 MUSD. La estimación de este costo no presenta diferenciación en relación con el almacenamiento estratégico, operativo y/o comercial. La diferencia respecto al almacenamiento estratégico radica en el valor asociado al combustible almacenado para su llenado, el cual se constituye en un valor a considerar en el CAPEX. La valoración del producto almacenado se efectúa con los precios de los combustibles en el momento de la entrada en operación del tanque.

Gráfico 11-4. Relación de costo de almacenamientos para combustibles líquidos



Fuente: Elaboración UPME a partir de resultados de UNIÓN TEMPORAL CQM & DIA

11.2. Costos de Racionamiento

El costo de racionamiento se entiende como el valor económico promedio que la sociedad atribuye a la pérdida de bienestar generada por una limitación total o parcial en el acceso a un servicio. Esta pérdida se produce cuando los consumidores deben reducir su consumo por debajo del nivel considerado óptimo según sus necesidades y las condiciones tarifarias vigentes.

La estimación del costo económico asociado a un racionamiento requiere identificar el costo de interrupción correspondiente a cada sector de consumo en cada escenario posible, con el fin de determinar el esquema que permita alcanzar el nivel de ahorro energético deseado al menor costo posible. En este sentido, el costo total de racionamiento se obtiene como la suma de los costos de interrupción particulares. Su cálculo implica, por tanto, estimar el valor que los diferentes usuarios asignan al recurso, de acuerdo con el bienestar que obtienen de su uso y las consecuencias derivadas de su eventual indisponibilidad.

En el caso de los combustibles líquidos, si bien no existe una metodología formalmente establecida para su cuantificación, como ocurre en el sector gas natural o eléctrico, desde una perspectiva teórica este costo es considerablemente alto debido a la naturaleza esencial y transversal que tienen la gasolina, el diésel y el Jet dentro del funcionamiento de la economía y la sociedad. En otras palabras, los combustibles líquidos son el eje del sistema de movilidad del país, permiten la circulación de personas, bienes y servicios, y constituyen un insumo insustituible en el corto plazo para la mayoría de las actividades productivas, logísticas y de prestación de servicios públicos⁷². En este sentido, el costo de racionamiento de este energético puede entenderse como el conjunto de impactos económicos, sociales y operativos asociados a la imposibilidad de atender la demanda en forma oportuna y suficiente.

A diferencia de otros energéticos, donde la estructura de consumo se encuentra sectorizada y pueden existir esquemas contractuales de suministro firme o interrumpible, en los combustibles líquidos el consumo está profundamente integrado a la totalidad de las cadenas económicas y sociales. Una disrupción en el suministro no afectaría a un conjunto específico de usuarios, sino que tendría efectos sistémicos e inmediatos sobre la movilidad urbana e intermunicipal, la distribución de alimentos, la logística del comercio, la operación del transporte público, la prestación de servicios de salud y seguridad, y en general sobre el normal funcionamiento del aparato productivo y de la Nación. Esto implica que el costo de la no prestación del servicio trasciende de la pérdida directa de producto o ingresos y se convierte en una pérdida de bienestar colectivo y estabilidad económica.

La magnitud teórica de este costo también se explica por la limitada posibilidad de sustitución de los combustibles líquidos. Los motores de combustión interna, la maquinaria agrícola e industrial, la flota de transporte terrestre y aéreo, así como los sistemas de generación eléctrica aislados, dependen estructuralmente del uso de combustibles líquidos, por lo que no existen sustitutos inmediatos que permitan mantener la continuidad operativa ante una interrupción de suministro. En consecuencia, un evento de racionamiento se traduciría en la paralización parcial o total de actividades esenciales, pérdidas en productividad, deterioro de inventarios, incremento de costos logísticos y presiones inflacionarias derivadas de la afectación en el transporte de bienes y personas⁷³.

Ahora bien, desde una perspectiva macroeconómica, el costo de racionamiento considera el efecto multiplicador que tendría una disrupción sobre las cadenas de valor: una falla en el suministro de diésel, por ejemplo, puede interrumpir la producción industrial y agrícola, el transporte de alimentos a los centros urbanos y la distribución de combustibles a otras regiones, generando un círculo de escasez con consecuencias económicas exponenciales, considerando que más del 80 % del transporte de carga y cerca del 90 % del transporte de pasajeros en Colombia depende directamente de los combustibles líquidos⁷⁴.

72 Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (2023). Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2023–2038. Bogotá, D.C.: UPME

73 Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL. (2020). Seguridad energética y resiliencia de los sistemas de suministro en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile: CEPAL.

74 Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2022). Encuesta Nacional de Transporte de Carga por Carretera (ENTCC). Bogotá, D.C.: DANE. & Ministerio de Transporte. (2023). Informe Nacional de Movilidad y Transporte 2022–2023. Bogotá, D.C.: MinTransporte.

Además, la interrupción del abastecimiento compromete la capacidad de respuesta ante emergencias y situaciones críticas. La movilidad de ambulancias, vehículos de rescate, equipos de bomberos y fuerzas de seguridad depende del acceso continuo a combustibles líquidos. En regiones no interconectadas o con baja infraestructura energética, estos combustibles son frecuentemente la única fuente disponible para la generación eléctrica o el bombeo de agua, de modo que su desabastecimiento tiene efectos directos sobre la calidad de vida y la seguridad humana. En tales escenarios, el costo de racionamiento adquiere una dimensión social y territorial, vinculada al bienestar y a la protección de la población.

Por otra parte, los episodios de desabastecimiento también conllevan costos reputacionales e institucionales. La pérdida de confianza en la confiabilidad del sistema de abastecimiento puede afectar las decisiones de inversión en los segmentos de transporte, refinación o almacenamiento, y aumentar la percepción de riesgo en el mercado de combustibles. Asimismo, los ajustes operativos necesarios para atender una emergencia, como la reconfiguración de rutas logísticas o la importación extraordinaria de combustibles, implican costos adicionales para el Estado y los agentes del mercado.

En resumen, aunque el costo de racionamiento en combustibles líquidos no se exprese de manera numérica, su dimensión teórica es elevada y justifica la necesidad de fortalecer los mecanismos de planeación, diversificación e inversión que garanticen la continuidad y confiabilidad del suministro. Reconocer este costo implica entender que la interrupción del servicio no solo representa una pérdida económica, sino también una afectación directa al desarrollo productivo, la seguridad energética y la estabilidad social del país. Por ello, la política pública y la planeación sectorial deben incorporar la minimización del riesgo de desabastecimiento como un principio fundamental, orientando la expansión de infraestructura y la gestión de almacenamientos estratégicos a la prevención de escenarios de racionamiento, cuyo costo potencial para la sociedad sería incalculablemente alto.

En atención a las características y particularidades actuales del mercado de los combustibles líquidos, 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 los combustibles líquidos en cuestión, cuyos resultados se esperan incluir en una próxima versión del PIACL de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de la entidad.

12. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

El suministro continuo de energéticos asequibles resulta de vital importancia para el desarrollo económico y social de la población, para garantizar el funcionamiento y la prestación de los servicios públicos y para fomentar la inversión y la competitividad de las diferentes regiones del país.

En ese sentido, el suministro de combustibles líquidos en Colombia ha experimentado condiciones relativamente estables a pesar de los desafíos dados por los comportamientos observados en las capacidades de producción y refinación de hidrocarburos, los cambios derivados de la política de precios particularmente para gasolina motor, y la infraestructura de transporte existente, entre otros factores, la cual no sólo comprende la red de ductos, sino el conjunto de opciones multimodales, que permiten mantener la confiabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta que la confiabilidad en el contexto de este análisis, se define como *“la capacidad para mantener el abastecimiento de combustibles líquidos (gasolinas, diésel, Jet A1) y GLP al mercado nacional, aún bajo eventos, fallas o contingencias que se puedan presentar a lo largo de las cadenas de producción / importación – transporte - almacenamiento y distribución”*⁷⁵, eventos o fallas que incluyen la ocurrencia de fenómenos naturales (avalanchas, deslizamientos, inundaciones, terremotos) o de acciones de tipo social (paros, bloqueos, atentados, hurtos, etc.), que, entre otros, generan interrupción o restricciones al abastecimiento de combustibles líquidos, la misma puede entenderse como esquemas de abastecimiento especial que garantiza el suministro en forma ininterrumpida a los usuarios del servicio, cuando se está ante presencia de fallas.

En ese orden de ideas, el análisis adelantado a nivel de confiabilidad busca proporcionar una solución estructural y robusta para que el abastecimiento de combustibles líquidos esté garantizado a lo largo del horizonte de planeación, entendiendo la dinámica del sistema para explorar sus propias soluciones, por lo tanto, este se centrará principalmente en la evaluación del valor esperado de la demanda no abastecida (VEDNA) en función del flujo comprometido para cada nodo del sistema en condiciones de falla, así como la definición de los volúmenes en firme y los costos asociados a las obras de infraestructura.

12.1. Definición de Criterios Confiabilidad

El MME en el marco de sus funciones en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, ha expedido diferentes normativas en las cuales delega a la UPME el cumplimiento de diversas tareas asociadas a la planeación de sector y de la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del suministro de estos energéticos, la cual se puede consultar en el Capítulo 1 del presente documento.

Con el objetivo de contar con insumos técnicos suficientes para actualizar los planes respectivos del subsector y la estructuración de la metodología de evaluación de los procesos de selección de inversionistas para el desarrollo de la infraestructura adoptada, la UPME contrató el estudio

⁷⁵ Delvasto y Echeverría Asociados Consultores y Consejeros En Gas y Energía Ltda. Definición de criterios de confiabilidad en el subsector de combustibles líquidos y GLP. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Contrato_CO1-PCCNTR-5334106_Criterios_confiabilidad.zip

de consultoría “Definición de criterios de confiabilidad en el subsector de combustibles líquidos y GLP⁷⁶” en 2023, el cual fue desarrollado por la firma DELVASTO & ECHEVERRÍA.

De acuerdo al indicado estudio, los factores que impactan la confiabilidad son aquellos parámetros que inciden o pueden incidir o afectar positiva o negativamente la confiabilidad en el abastecimiento de los combustibles. De esta forma, se constituyen como criterios de confiabilidad “aquellos estándares que se deben establecer para que, siendo cumplidos garanticen la confiabilidad del abastecimiento”, encontrándose a través de dicho estudio, un listado consolidado alrededor de veintiún (21) criterios de confiabilidad, clasificados como criterios para proyectos de almacenamiento estratégico, otros para proyectos de importación, y otros criterios que integran los dos tipos de proyectos denominados “integrales”. En línea con lo anterior, 6 de los 21 criterios fueron clasificados como criterios calificables, cuatro de tipo técnico y dos de tipo económico, y los quince (15) restantes como criterios habilitantes, elementos que permitirán a la UPME evaluar las propuestas de los potenciales inversionistas interesados en el desarrollo de dicha infraestructura.

Por otra parte, el presente análisis parte de la asociación de regiones y nodos planteadas a nivel de almacenamiento estratégico establecida en estudios previos (ver Tabla 12-1), e incorpora cambios particulares en función de optimizar el movimiento de productos hacia y desde las ubicaciones de los almacenamientos estratégicos en dirección a los principales centros de consumo, asociados éstos a los nodos de demanda del modelo de simulación que se tienen para representar cada región.

Tabla 12-1. Distribución regional empleada para evaluar condiciones de confiabilidad en combustibles líquidos

Región	Departamentos
Centro	Bogotá D.C.
	Cundinamarca
	Boyacá
	Meta
	Casanare
	Guaviare
	Arauca
	Vichada
	Guainía
	Vaupés
Costa Atlántica	Atlántico
	La Guajira
	Magdalena
	Córdoba
	Sucre
	Antioquia (Norte)
	Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

76 Delvasto y Echeverría Asociados Consultores y Consejeros En Gas y Energía Ltda. Definición de criterios de confiabilidad en el subsector de combustibles líquidos y GLP. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Contrato_CO1-PCCNTR-5334106_Criterios_confiabilidad.zip

Región	Departamentos
CQR	Valle del Cauca (Norte)
	Risaralda
	Quindío
	Caldas
Magdalena Medio	Santander (Occidente)
	Antioquia (Oriente)
	Cundinamarca (Occidente)
Nordeste o Nororiente	Cesar
	Santander
	Norte de Santander
Noroeste o Noroccidente	Antioquia
	Chocó
Suroeste o Suroccidente	Valle del Cauca
	Cauca
	Nariño
Tolima – Huila o Sur	Huila
	Tolima
	Caquetá
	Putumayo
	Amazonas

Fuente: Elaboración UPME

Cada una de las regiones descritas se encuentran compuestas por nodos de demanda, establecidos a partir de la agrupación de las principales plantas de abasto existentes en el país, tanto físicas como virtuales. Esta agrupación de nodos fue definida considerando criterios de distancia geográfica y agrupaciones logísticas del sistema actual de abastecimiento; como es el caso de la región Centro, que agrupa el nodo de Puerto Carreño que, pese a que geográficamente se encuentra distante, logísticamente suele ser abastecido desde las plantas de Apiay o de Mansilla.

A partir de los nodos de demanda, la consultoría recomendó incorporar dos definiciones a la denominación nodal actual, teniendo como referencia lo mencionado en el artículo 2.2.1.1.2.2.8.3 del Decreto 1073 de 2015 en cuanto a la “Identificación de las ubicaciones de los almacenamientos estratégicos (...) ii) la cercanía a los centros de consumo, en especial aquellos lugares más expuestos a presentar algún tipo de alteración que pueda generar riesgos en el abastecimiento continuo (...)”.

Por lo anterior, se entiende como Nodo Estratégico, aquella zona de ubicación de los almacenamientos estratégicos donde se puede optimizar el movimiento de productos hacia los nodos de demanda que se tienen para cada región; y como Nodo Estratégico Especial, los nodos ubicados en zonas apartadas de difícil acceso, que presentan alta vulnerabilidad para el abastecimiento con producto nacional y que requieren logísticas especiales y tiempos de entrega muy largos.

La Tabla 12-2 presenta la distribución de nodos de referencia, identificando en ella los Nodos Estratégicos (en negrilla) propuestos para cada región y los Nodos Estratégicos Especiales (en azul).

Tabla 12-2. Identificación de nodos estratégicos y nodos estratégicos especiales por región

Región	Nodos (Plantas de Abasto)	Denominación Almacenamiento Estratégico
Centro	El Dorado	AE El Dorado
	Tocancipá	AE01
	Mansilla	AE02
	Apiay	AE03
	Aguazul	
	San José de Guaviare	
	Arauca	
	Puerto Carreño	
Costa Atlántica	Baranoa	AE04
	Riohacha	
	Santa Marta	
	Cartagena	AE05
	Montería	
	Coveñas	
	Turbo	
	San Andrés	
CQR	Cartago	AE06
	Pereira	
	Armenia	
	Manizales	
Magdalena Medio	Galán	AE07
	Sebastopol	
	Puerto Salgar	
Nordeste o Nororiente	Ayacucho	AE08
	Cúcuta	
	Lizama	
	Chimita	

Región	Nodos (Plantas de Abasto)	Denominación Almacenamiento Estratégico
Noroeste o Noroccidente	Medellín	AE09
	Quibdó	
Suroeste o Suroccidente	Yumbo	AE10
	Buga	
	Buenaventura	
	Popayán	
	Tumaco	
	Chachagüi	
Tolima – Huila o Sur	Neiva	AE11
	Gualanday	
	Florencia	
	Mocoa	
	Leticia	

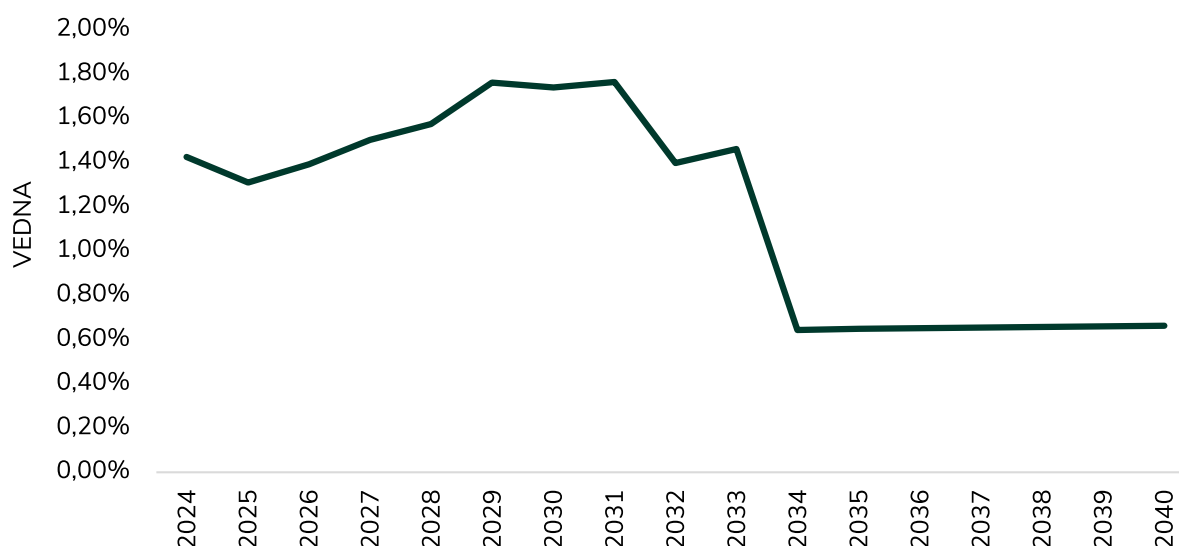
Fuente: Elaboración UPME con datos D&E

De acuerdo con lo anterior, se identificaron doce (12) nodos estratégicos y seis (6) nodos estratégicos especiales, para un total de 18 posibles ubicaciones para almacenamientos estratégicos.

12.2. Valor Esperado de la Demanda no Abastecida – VEDNA

Este indicador determina el valor de la demanda total de combustibles líquidos que se dejaría de atender en los nodos de demanda, debido a las fallas probabilísticas en cada uno de los elementos del sistema. Su magnitud cambia en el tiempo a medida que cambia la demanda de combustibles líquidos, la oferta de petróleo requerido para su producción o la entrada de nueva infraestructura de suministro y transporte proyectada. El Gráfico 12-1 evidencia el comportamiento agregado de este valor en función de la demanda nacional para el horizonte de análisis a 2040 con base en el Escenario de simulación 2 descrito previamente en el Capítulo 9 y tomado como principal referencia para el presente análisis.

Gráfico 12-1. Valor esperado de demanda no abastecida Nacional



Fuente: Elaboración UPME

Lo anterior evidencia, que el VEDNA del sistema en el inicio del horizonte mantiene una tendencia creciente hasta máximos del orden de 1,8% de la demanda nacional para los años 2029 y 2031; no obstante, una vez entran en operación las obras de infraestructura de abastecimiento proyectadas hacia el 2032 para el escenario 2, el VEDNA tiende a disminuir hasta lograr valores del 0,65% de la demanda nacional.

En consecuencia, se identifica que su comportamiento depende de dinámicas adicionales a la demanda, y requiere de una logística especial, que responda a las particularidades del suministro en las regiones. En este sentido, se plantea como solución de confiabilidad contar con volúmenes en firme mediante almacenamientos estratégicos para atención de la demanda local en caso de ocurrencia de fallas en el sistema de suministro y transporte.

Con base en lo anterior, y tomando como referencia el año 2031 donde el VEDNA alcanza su valor máximo a lo largo del horizonte de evaluación y por ende, la demanda de este año, se plantean tres (3) escenarios de evaluación, los cuales buscan comparar el flujo comprometido por tramo y región, bajo las siguientes consideraciones del sistema:

- (A) Sin almacenamientos estratégicos;
- (B) Con almacenamientos estratégicos a partir de la distribución nodal estratégica y estratégica especial
- (C) Con almacenamientos estratégicos en todos los nodos de demanda.

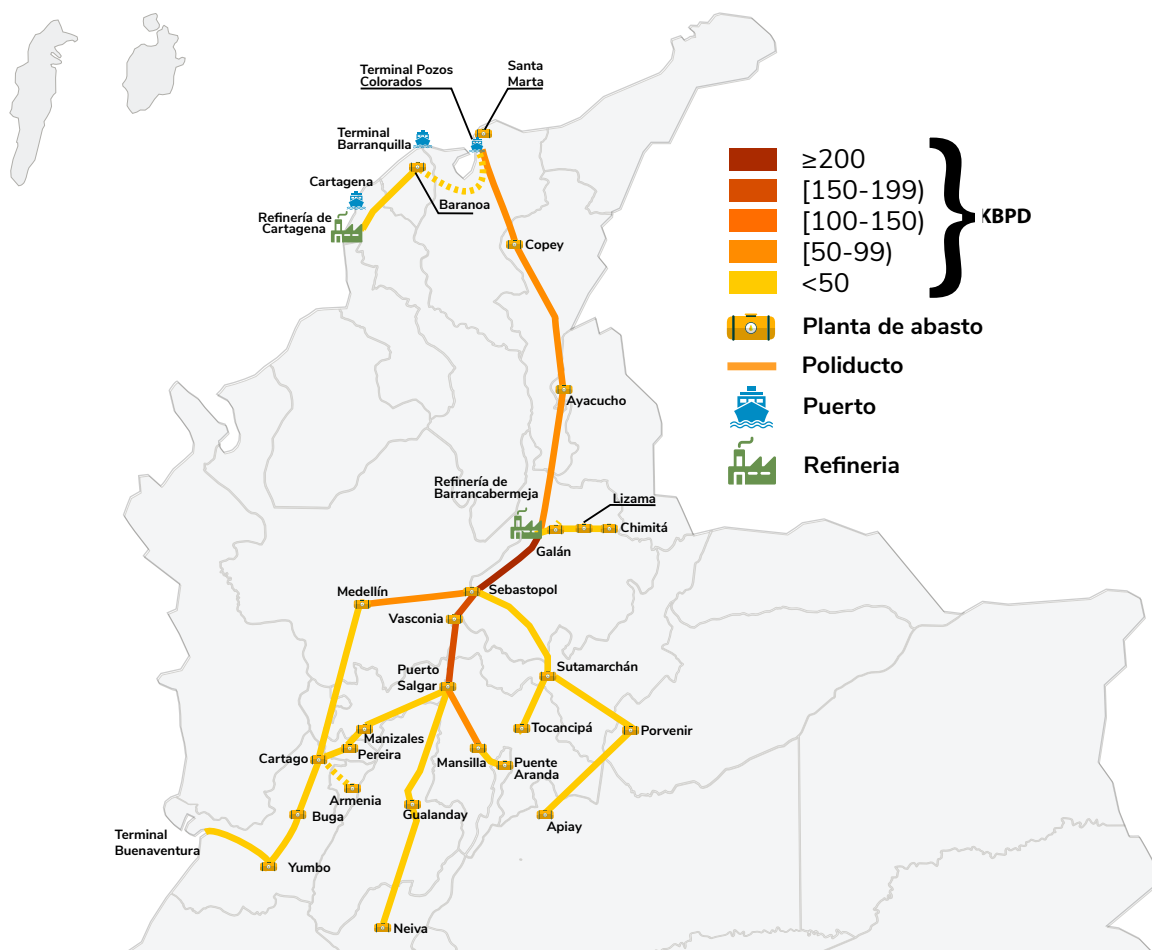
12.2.1. Escenario A - Flujo comprometido sin Almacenamientos Estratégicos

El Gráfico 12-2 muestra el flujo nacional que se comprometería en caso de interrupciones por cada uno de los tramos del sistema, representados mediante un mapa de calor en una escala de 0 a 260.9 KBPD siendo este último el flujo comprometido máximo de los escenarios planteados.

Este escenario permite diagnosticar los tramos y nodos más vulnerables del sistema actual de abastecimiento, teniendo en cuenta que a la fecha no existen los almacenamientos estratégicos; siendo Galán – Sebastopol el tramo con riesgo más alto en cuanto se constituye como la columna vertebral del transporte de productos líquidos derivados del petróleo hacia el interior del país, seguido del tramo Sebastopol – Puerto Salgar con un riesgo medio-alto característico por derivar el flujo hacia Sur, el suroccidente y el centro del país.

Finalmente, en un riesgo medio – bajo se encuentran los tramos Pozos Colorados – Galán y Puerto Salgar – Mansilla, siendo el primero la principal entrada por ductos de refinados hacia el interior del país, y el segundo el que habilita el suministro a la demanda de Bogotá y alrededores.

Gráfico 12-2. Flujo comprometido del sistema nacional sin almacenamientos estratégicos – Escenario A de confiabilidad



Fuente: Elaboración UPME

Los niveles de vulnerabilidad observados exigen el planteamiento de alternativas de solución para respaldar el abastecimiento local al interior de las diferentes regiones de consumo del país, aspectos que se evalúan a continuación mediante la estimación de volúmenes mínimos necesarios para abastecer el sistema, según el análisis probabilístico de fallas proyectado, así como la estimación de los costos indicativos asociados a la infraestructura requerida, desarrollada mediante la metodología definida en el Anexo 6. Costos Indicativos PIACL 2025-2040.

Para este proceso, el volumen estimado en cada nodo se toma de la siguiente ecuación

$$V = (365.25 \text{ días}) \cdot VEDNA \quad (1)$$

Aquí el VEDNA se obtiene por simulación como consecuencia de las interrupciones que sufre el sistema. A esta ecuación se le establece una cota inferior de referencia por analogía para cada nodo, a partir de la capacidad de almacenamiento comercial definida en el Decreto 1073 de 2015 para todo distribuidor mayorista, el cual establece que se debe contar con una capacidad mínima correspondiente al 30% del volumen mensual de despachos para cada tipo de combustible líquido derivado del petróleo, esta cota inferior se asume como la capacidad mínima que debe tener cada almacenamiento estratégico, aclarando que es un símil a la regulación y que estas capacidades que refiere el decreto mencionado, no se tienen en cuenta dentro de la confiabilidad como inventario existente, de esta forma el se actualiza a:

$$VEDNA^* = \max(VEDNA, 0.025D) \quad (2)$$

Siendo D la demanda de cada nodo. Por otra parte, también se integra una cota superior para evitar el sobredimensionamiento de estas unidades considerando las necesidades operativas asociadas a la rotación de combustible almacenado, la cual se estima en máximo 30 días, de manera homogénea para todos los nodos del sistema. De esta forma se tiene:

$$VEDNA^{**} = \min\left(VEDNA^*, \frac{30}{365.25} D\right) \quad (3)$$

Y el cálculo de volumen anteriormente dado por la ecuación (1) se actualiza a:

$$V = (365.25 \text{ días}) \cdot VEDNA^{**} \quad (4)$$

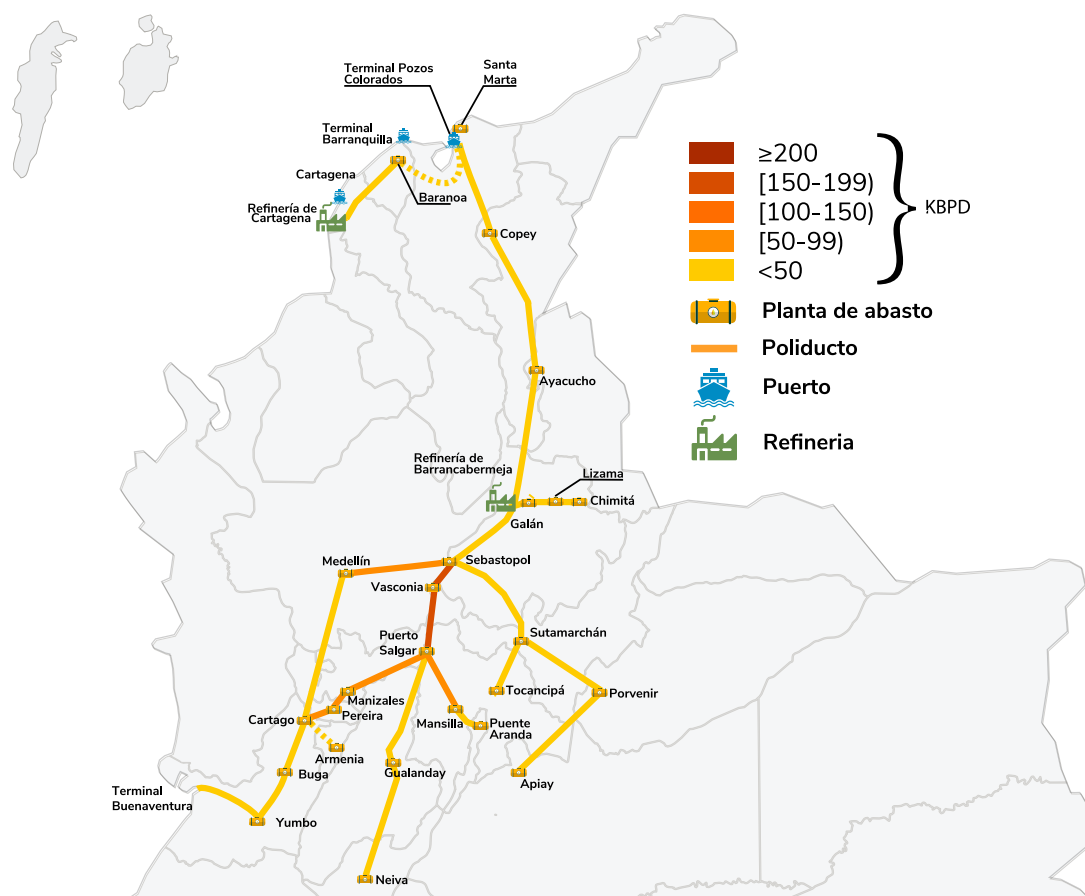
Finalmente se realizan las agregaciones correspondientes al modelo de concentraciones establecido para los escenarios propuestos.

Este procedimiento posibilita de manera razonable no estresar el sistema en cuanto a restricciones operativas y comerciales que puedan derivarse de la necesidad de rotar el combustible almacenado en los nodos de almacenamiento estratégico, así como establecer límites en función de la demanda proyectada en cada nodo para reducir la probabilidad de subestimar y sobreestimar el dimensionamiento de los volúmenes requeridos en atención a la ubicación específica de cada nodo a lo largo de la cadena de suministro de combustible líquidos. A continuación, se presentan los flujos comprometidos, los volúmenes de almacenamiento y los días de firmeza estimados para dos escenarios de evaluación diferentes, el primero aplicado a nodos seleccionados como estratégicos y estratégicos especiales del sistema, y el segundo a todos los nodos de demanda definidos en el modelo.

12.2.2. Escenario B - Flujo comprometido con almacenamiento estratégico en las regiones por nodo estratégico y nodo estratégico especial

Teniendo en cuenta la distribución nodal propuesta, el Gráfico 12-3 presenta el flujo comprometido en los elementos del sistema agregando almacenamiento estratégico en cada nodo estratégico y nodo estratégico especial. Al contar con una distribución a lo largo del territorio nacional, se evidencia una reducción en los riesgos de desabastecimiento en caso de falla para todo el sistema.

Gráfico 12-3. Flujo comprometido del sistema nacional con almacenamiento estratégico en nodo estratégico y nodo estratégico especial – Escenario B de confiabilidad



Fuente: Elaboración UPME

Con base en lo anterior, la Tabla 12-3 presenta los volúmenes en firme obtenidos para cada región y nodo propuesto, por cada uno de los combustibles analizados.

Tabla 12-3. Volúmenes de almacenamiento estratégico para el Escenario B (KB)

Región	Nodo	ACPM	GM	Jet	Total	Días en Firme
Centro	El Dorado	0	0	310	310	9
	Tocancipá	43	49	0	92	5
	Mansilla	317	342	2	661	12
	Apiay	35	37	4	76	4
	Arauca	14	17	1	31	12
	Puerto Carreño	6	5	1	11	30

Región	Nodo	ACPM	GM	Jet	Total	Días en Firme
Costa Atlántica	Baranoa	59	76	32	166	5
	Cartagena	196	135	38	369	9
	Turbo	10	13	0	23	9
	San Andrés	20	6	11	37	15
CQR	Cartago	66	105	4	174	7
Magdalena Medio	Sebastopol	244	185	6	435	27
Nororiente	Ayacucho	127	118	12	258	7
Noroccidente	Medellín	149	214	63	426	9
Suroccidente	Yumbo	341	386	18	745	17
	Chachagüi	30	13	1	43	17
Sur	Neiva	135	212	2	350	16
	Leticia	6	11	5	22	30
TOTAL		1798	1922	511	4232	

Fuente: Elaboración UPME

Lo anterior, permite evidenciar que el volumen en firme agregado a nivel nacional estimado para combustibles líquidos en este escenario es de 4.232 KB, distribuido aproximadamente en un 43% para el ACPM, un 45% de Gasolina Motor, y el 12% restante a JET.

Con lo expuesto anteriormente, la Tabla 12-4 presenta los resultados a nivel indicativo de la estimación de costos para el desarrollo de este tipo de infraestructura, compuesta principalmente por tanques de almacenamiento, sin considerar el costo asociado a los combustibles para su llenado inicial.

Tabla 12-4. Costo estimado de infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario B

Nueva Infraestructura	Costos de Inversión (MUSD)
Tanque de almacenamiento GM	400,36
Tanque de almacenamiento ACPM	396,81
Tanque de almacenamiento JET	229,91
Total	1.027,09

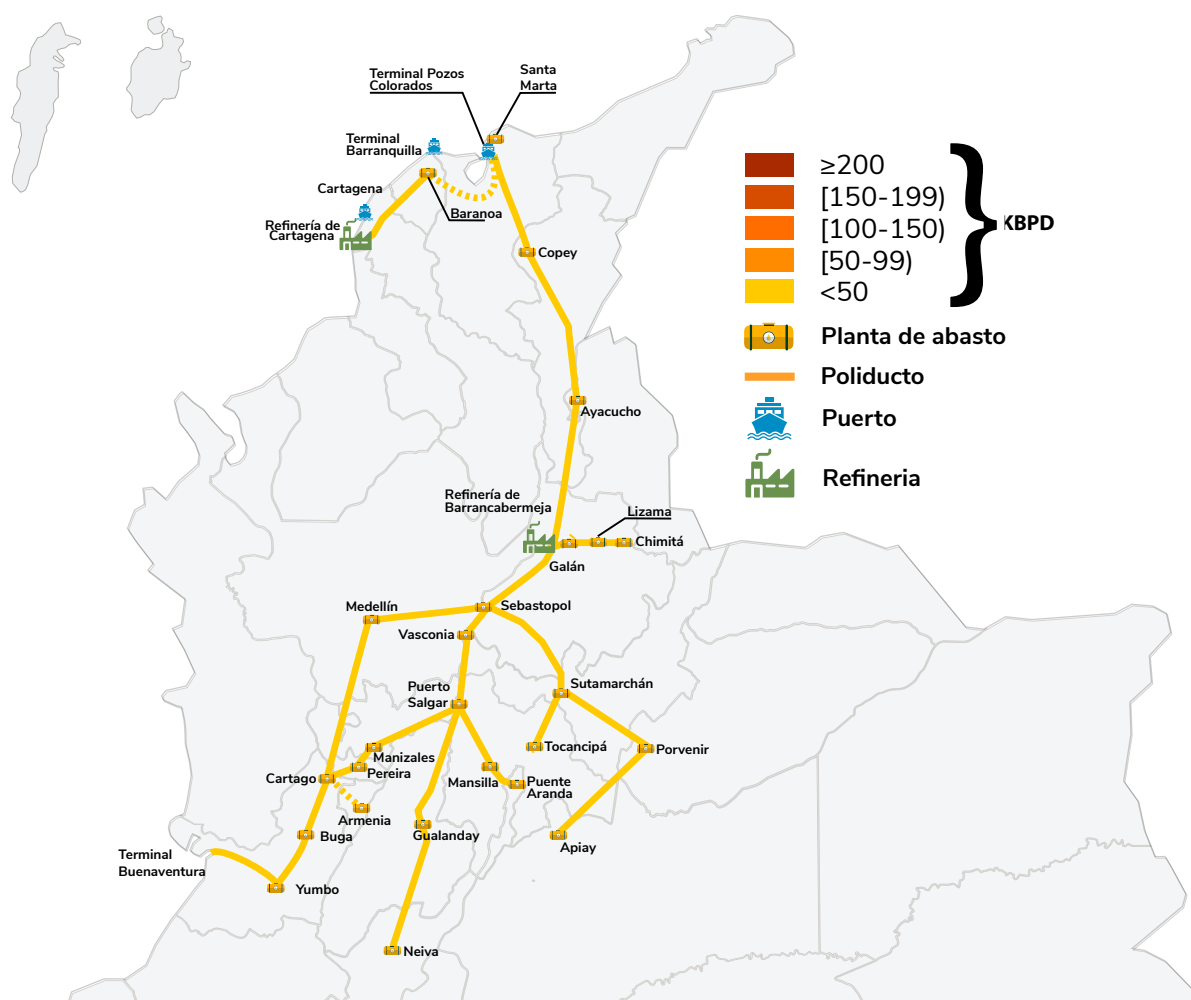
Fuente: Elaboración UPME

12.2.3. Escenario C – Flujo comprometido con almacenamiento estratégico en todos los nodos de demanda.

En este caso de análisis cada uno de los nodos con volumen asignado a nivel de demanda contaría con una infraestructura de almacenamiento estratégico. En el Gráfico 12-4 se muestra la distribución de los flujos comprometidos aplicando este esquema de almacenamientos estratégicos, mientras en la Tabla 12-5 se presentan los volúmenes requeridos por cada combustible en cada nodo del sistema. Comparado con el escenario A, los flujos comprometidos en condiciones de falla para cada tramo del sistema se encuentran en riesgo bajo.

Por otro lado, comparado con el escenario B, los flujos se encuentran en el mismo orden de magnitud, sin considerar la eficiencia de su aplicación desde el punto de vista logístico del sistema.

Gráfico 12-4. Flujo comprometido del sistema nacional distribuido en todos los nodos de demanda – Escenario C de confiabilidad.



Fuente: Elaboración UPME

Tabla 12-5. Volúmenes de almacenamiento estratégico – Escenario C (KB)

Región	Nodo	ACPM	GM	JP	Total	Días de Firmeza
Centro	El Dorado	0	0	310	310	9
	Tocancipá	88	88	0	176	9
	Mansilla	238	283	0	520	9
	Apiay	35	37	4	76	9
	Aguazul	56	33	1	90	12
	San José del Guaviare	9	12	1	21	18
	Arauca	14	17	1	31	12
	Puerto Carreño	6	5	1	11	30
Costa Atlántica	Baranoa	59	76	32	166	9
	Riohacha	14	47	3	64	13
	Santa Marta	29	27	9	66	9
	Cartagena	125	56	34	214	8
	Montería	58	48	3	109	9
	Coveñas	14	31	0	45	9
	Turbo	10	13	0	23	9
	San Andrés	20	6	11	37	15
CQR	Cartago	13	13	1	27	9
	Pereira	18	37	2	57	9
	Armenia	12	25	1	38	10
	Manizales	23	30	0	53	9
Magdalena Medio	Galán	22	11	0	33	5
	Sebastopol	38	16	2	55	9
	Puerto Salgar	26	7	0	33	9
Nororient	Ayacucho	84	43	0	128	9
	Cúcuta	43	38	2	84	9
	Chimitá	71	73	3	146	9
Noroccidente	Medellín	149	214	63	426	9
	Quibdó	15	14	1	30	12
Suroccidente	Yumbo	85	135	16	236	9
	Buga	45	25	0	69	10
	Buenaventura	18	9	0	28	9
	Popayán	40	71	0	112	20
	Pasto	115	106	1	222	24
	Tumaco	30	13	1	43	17

Región	Nodo	ACPM	GM	JP	Total	Días de Firmeza
Sur	Neiva	45	71	1	117	24
	Gualanday	48	51	1	99	10
	Florencia	42	90	1	133	30
	Mocoa	38	39	1	78	29
	Leticia	6	11	5	22	30
TOTAL		1.798	1.922	511	4.232	

Fuente: Elaboración UPME

En términos de volumen en firme, se estimaron las mismas cantidades agregadas por cada combustible de referencia, siendo de 1.798 KB de ACPM, 1.922 KB de Gasolina Motor y 511 KB de Jet, para un total de 4.232 KB como resultado para satisfacer las necesidades de la demanda en condiciones de falla.

En cuanto a la estimación de los costos de infraestructura para atender estos requerimientos, en la Tabla 12-6 se presentan los valores agregados a nivel nacional por tipo de combustible, mostrando alrededor de un 80% de costo adicional sobre los valores estimados en Escenario B, en el que se plantean almacenamientos estratégicos solo para nodos estratégicos y nodos estratégicos especiales.

Tabla 12-6. Costo estimado infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario C

Nueva Infraestructura	Costos de Inversión (MUSD)
Tanque de almacenamiento GM	762,71
Tanque de almacenamiento ACPM	760,84
Tanque de almacenamiento JET	330,76
Total	1854,30

Fuente: Elaboración UPME

No obstante, la diferencia radica en términos de economía a escala, mientras el Escenario C ubica en cada nodo de consumo un almacenamiento estratégico, el Escenario B optimiza y agrupa la logística asignando nodos estratégicos para atender los nodos de demanda de una región,

Cabe resaltar, que la implementación de las alternativas de confiabilidad está condicionada a un proceso abierto y competitivo, en términos de evaluar la Infraestructura Existente⁷⁷ e Infraestructura Existente con Necesidad de Obra⁷⁸, así también, el responsable de estructurar un proyecto debe considerar los medios por los cuales se realizaría para el llenado inicial y periódico de los tanques a lo largo del sistema de acuerdo con la rotación que se establezca.

⁷⁷ Infraestructura que, al momento de presentarse a la convocatoria o al mecanismo de asignación que haga sus veces, ha prestado servicios de almacenamiento comercial, operativo o estratégico de petróleo, sus derivados y sus mezclas con biocombustibles. (Artículo 2.2.1.1.2.2.8.2, Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1310 de 2024).

⁷⁸ Infraestructura Existente que, al momento de presentarse a la convocatoria o al mecanismo de asignación que haga sus veces, requiere ampliaciones o adecuaciones para cumplir con las condiciones establecidas en el mecanismo. (Artículo 2.2.1.1.2.2.8.2, Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1310 de 2024).

13. BENEFICIARIOS

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 el cual aborda el “Desarrollo e implementación del plan de continuidad en materia de combustibles líquidos derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles y el plan de expansión de la red de poliductos” al respecto, en su párrafo estableció que la UPME debía identificar los beneficiarios de cada proyecto.

Ahora bien, para la UPME es importante contar con criterios claros que permitan identificar cuándo un usuario es beneficiario, es decir (percibe un beneficio) de la implementación de una obra de infraestructura para garantizar 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”, indicó que:

“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 beneficien 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 reducción de precios, 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: directos, que son aquellos que utilizan de forma continua la infraestructura o como consecuencia de una contingencia; e indirectos, que son aquellos que perciben un beneficio colateral por la mera existencia de la infraestructura.

Ahora bien, en el caso del sistema de combustibles líquidos, es posible identificar a los beneficiarios de los proyectos orientados a mejorar la confiabilidad y reducir la vulnerabilidad ante eventos de desabastecimiento, considerando la estructura institucional y económica que regula este mercado en Colombia. Tal como se desarrolla en el Documento Proyección de Precios de los Energéticos 2024-2050⁷⁹, los combustibles gasolina motor y ACPM-diésel están sujetos al mecanismo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), cuyos lineamientos se encuentran definidos en las Resoluciones MME 180522 del 2010 y 40736 de 2015 y cuya operación técnica está a cargo de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en su rol de Secretaría Técnica del Fondo.

Conforme a este marco regulatorio, en situaciones de contingencia, entendidas como aquellas en las que se presentan restricciones insalvables en la oferta, logística o suministro que impiden abastecer normalmente la demanda de combustibles, el FEPC opera como un mecanismo de estabilización y compensación. En estas condiciones, los costos adicionales asociados a garantizar el abastecimiento (por ejemplo, envío de producto por rutas alternas, uso de modos de transporte

⁷⁹ Documento publicado en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>

extraordinarios, operación de puertos no habituales, contratación de infraestructura temporal o incremento en costos logísticos urgentes) no son trasladados al consumidor final mediante la estructura de precios regulada. En su lugar, dichos sobre costos son cubiertos por el Fondo, evitando incrementos abruptos o localizados en los precios al usuario final.

Sin embargo, el FEPC, aunque actúe como un amortiguador financiero sectorial, es financiado en última instancia por la Nación. Esto implica que su operación depende de recursos fiscales provenientes de diversas fuentes: presupuesto general de la Nación, recaudo de impuestos, regalías, utilidades de empresas públicas o mixtas, e incluso mecanismos de financiamiento como la emisión de Títulos de Tesorería (TES). En consecuencia, la atención de contingencias mediante el FEPC puede ser entendido como un costo colectivo, asumido indirectamente por todos los colombianos a través de su contribución al sostenimiento del Estado y del presupuesto nacional.

Bajo esta perspectiva, las recomendaciones orientadas a incrementar la confiabilidad del sistema de distribución de combustibles líquidos tienen un beneficio que trasciende a los operadores logísticos y agentes del mercado. En realidad, los beneficiarios directos y finales son todos los consumidores de combustibles en el país, incluyendo hogares, empresas, cadenas productivas, transporte público y carga, entre otros.

Lo anterior considerando que cada proyecto que reduce la probabilidad o el impacto de una contingencia disminuye la necesidad de que el FEPC cubra sobre costos extraordinarios. Esto se traduce en una menor presión fiscal sobre la Nación, en un uso más eficiente de los recursos públicos, y en una menor exposición del país a riesgos de desfinanciamiento del Fondo. En otras palabras, fortalecer la confiabilidad del sistema genera un beneficio económico agregado, dado que disminuye los costos fiscales de atender contingencias y mejora la sostenibilidad del mecanismo de estabilización.

Es así como, desde un enfoque técnico, económico y regulatorio, se concluye que los beneficiarios de los proyectos destinados a mejorar la confiabilidad del sistema de combustibles líquidos son todos los consumidores nacionales, en tanto estos proyectos contribuyen a:

1. prestación del servicio de forma constante aún en situaciones de contingencia;
2. reducir la frecuencia e intensidad de eventos que demanden intervención del FEPC; y
3. minimizar los requerimientos de financiamiento estatal asociados a emergencias logísticas en el suministro de combustibles.

Ahora bien, en contraste con el tratamiento de beneficiarios bajo escenarios de contingencia cubiertos por el FEPC, en el caso de proyectos de infraestructura orientados a garantizar el abastecimiento normal de combustibles líquidos, la identificación de beneficiarios responde a una lógica distinta, directamente asociada a la funcionalidad física y operativa de la obra. En condiciones de abastecimiento normal, es decir, sin restricciones de oferta, sin desbalances logísticos y con operación plena del sistema, la infraestructura cumple el propósito fundamental de asegurar que los volúmenes de combustibles lleguen de manera continua, oportuna y eficiente a los puntos de consumo.

En este sentido, los beneficiarios directos corresponden a aquellos consumidores que reciben el producto gracias a la existencia, ampliación o modernización de la infraestructura analizada.

A diferencia de la atención de contingencias, donde los beneficios son colectivos dado que la financiación proviene de recursos de la Nación a través del FEPC, en proyectos de abastecimiento normal los beneficiarios se pueden delimitar operativamente, puesto que la infraestructura actúa como un elemento habilitador del flujo regular del producto hacia puntos específicos de consumo.

De esta manera, cualquier intervención que incremente la capacidad de transporte, mejore la continuidad operativa o reduzca cuellos de botella en la red de combustibles líquidos se traduce en un beneficio directo y tangible para las zonas de consumo conectadas a la obra.

14. RECOMENDACIONES

Partiendo del análisis presentado a lo largo del documento y reconociendo que la prestación eficiente y continua del servicio público asociado a los combustibles líquidos es un mandato constitucional (artículo 365 de la Constitución Política), la UPME formula las siguientes recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía con base en los criterios establecidos en la normativa vigente y en los retos identificados para el abastecimiento y la confiabilidad del sistema. Lineamientos como el Decreto 1281 de 2020, que define el rol del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) así como disposiciones como el Decreto 1310 de 2024 sobre almacenamientos estratégicos, orientan el marco bajo el cual deben evaluarse las necesidades de infraestructura. A partir de este marco regulatorio y del análisis técnico desarrollado por la UPME, se presentan a continuación las recomendaciones orientadas a fortalecer la seguridad energética de este sector y velar por la expansión oportuna, eficiente y sostenible de la infraestructura necesaria para el país.

14.1. Proyectos y servicios elegibles recomendados por el PIACL 2025-2040 para ser adoptados por el MME.

Tabla 14-1 – Necesidades de transporte recomendadas

Proyecto Recomendado	Capacidad	FPO sugerida	Beneficiarios	Acciones En función de resultados del Escenario Recomendado
Necesidad de transporte adicional entre Galán y Sebastopol	No inferior a 161 KBPD	127 KBPD - 2032 161 KBPD - 2040	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
Necesidad de transporte adicional entre Sebastopol y Puerto Salgar	No inferior a 101 KBPD	49 KBPD - 2032 101 KBPD - 2040	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
Necesidad de transporte adicional entre Puerto Salgar y Mansilla	No inferior a 51 KBPD	30 KBPD - 2032 51 KBPD - 2040	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
Necesidad de transporte adicional entre Puerto Salgar y Cartago	No inferior a 55 KBPD	26 KBPD - 2032 55 KBPD - 2040	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
Necesidad de transporte adicional entre la Costa Atlántica y Galán	No inferior a 150 KBPD	107 KBPD- 2032 150 KBPD- 2040	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	

Tabla 14-2 – Necesidades de Almacenamientos Estratégicos recomendadas

Proyecto Recomendado	Capacidad	FPO sugerida	Beneficiarios	Acciones En función de resultados del Escenario Recomendado
Almacenamiento Estratégico Nodo El Dorado	Gasolina 0 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de JET a nivel nacional	
	ACPM 0 KB			
	Jet 310 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Toncancipá	Gasolina 49 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor y ACPM-Diésel a nivel nacional	
	ACPM 43 KB			
	Jet 0 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Mansilla	Gasolina 342 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 317 KB			
	Jet 2 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Apiay	Gasolina 37 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 35 KB			
	Jet 4 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Arauca	Gasolina 17 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 14 KB			
	Jet 1 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Puerto Carreño	Gasolina 5 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 6 KB			
	Jet 1 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Baranoa	Gasolina 76 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 59 KB			
	Jet 32 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Cartagena	Gasolina 135 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 196 KB			
	Jet 38 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Turbo	Gasolina 13 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor y ACPM-Diésel a nivel nacional	
	ACPM 10 KB			
	Jet 0 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo San Andrés	Gasolina 6 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 20 KB			
	Jet 11 KB			

Proyecto Recomendado	Capacidad	FPO sugerida	Beneficiarios	Acciones En función de resultados del Escenario Recomendado
Almacenamiento Estratégico Nodo Cartago	Gasolina 105 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 66 KB			
	Jet 4 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Sebastopol	Gasolina 185 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 244 KB			
	Jet 6 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Ayacucho	Gasolina 118 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 127 KB			
	Jet 12 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Medellín	Gasolina 214 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 149 KB			
	Jet 63 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Yumbo	Gasolina 386 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 341 KB			
	Jet 18 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Pasto	Gasolina 13 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 30 KB			
	Jet 1 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Neiva	Gasolina 212 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 135 KB			
	Jet 2 KB			
Almacenamiento Estratégico Nodo Leticia	Gasolina 11 KB	A la mayor brevedad posible	Consumidores de Gasolina Motor, ACPM-Diésel y JET a nivel nacional	
	ACPM 6 KB			
	Jet 5 KB			

14.2. Consideraciones adicionales

Adicional a las recomendaciones asociadas a los proyectos de infraestructura, y considerando los hallazgos y reflexiones derivadas del análisis presentado a lo largo del documento, se ponen a disposición del Ministerio de Minas y Energía una serie de propuestas orientadas a continuar fortaleciendo la organización, la transparencia y la eficiencia del abastecimiento de combustibles líquidos en el país. Estas recomendaciones buscan complementar los esfuerzos institucionales ya

existentes, contribuyendo a una visión integral que permita anticipar desafíos, promover mejores prácticas y asegurar que el sistema de suministro opere de manera confiable y acorde con las necesidades del territorio y de los diferentes actores del sector.

Bajo esta premisa, se recomienda:

- Expedir la regulación correspondiente a los lineamientos definidos para la UPME como entidad planeadora, de manera que se establezcan criterios, metodologías y obligaciones claras para la elaboración y actualización del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos en sus futuras versiones.
- Formalizar e implementar de manera continua y permanente el Comité de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, con el fin de asegurar un espacio institucionalizado de seguimiento, coordinación y toma de decisiones que favorezca un abastecimiento organizado, transparente y articulado entre los agentes del sector y las entidades competentes.
- Consolidar y poner en operación el Gestor de la Operación de Combustibles Líquidos, avanzando en su marco regulatorio y funciones. Este Gestor cumpliría un rol centralizando información, facilitando la coordinación entre agentes, promoviendo transparencia operativa y apoyando la eficiencia del sistema logístico y comercial.
- Avanzar en la expedición de los actos administrativos necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución 40193 de 2021, particularmente en lo relacionado con la actualización y definición metodológica de los rubros asociados al transporte de combustibles líquidos. Este aspecto resulta relevante en aquellas regiones donde, conforme a la regulación vigente, dichos rubros son determinados por el agente distribuidor mayorista bajo condiciones de mercado, lo cual puede dar lugar a diferencias territoriales en los precios finales que se trasladan de manera desigual a los consumidores, especialmente en zonas periféricas o con limitaciones de acceso a la infraestructura de transporte. En este marco, y a partir del análisis desarrollado, se considera pertinente explorar y analizar posibles mecanismos de compensación o redistribución que, respetando el marco normativo vigente y las señales económicas del mercado, permitan atender y comprender las disparidades territoriales en los precios al consumidor final, en coherencia con los principios constitucionales de igualdad, equidad, solidaridad y función social del Estado, sin que ello implique, la adopción de un esquema específico ni la imposición de cargas adicionales injustificadas a los agentes del sistema.

15. CONCLUSIONES

1. Se observa una disminución de aproximadamente un 10,8% en las reservas probables y aproximadamente 12,5% en las reservas posibles respecto al último año, con un agregado total para las reservas 3P (probadas, probables y posibles) de 3.092 millones de barriles siendo un 3,86% inferior respecto al año 2023.
2. Resultado de los análisis de oferta se evidencia que el crudo predominante dentro de las proyecciones corresponde con el crudo pesado de acuerdo con los perfiles de calidad basados en la gravedad API, lo que genera nuevos desafíos para el sistema de transporte. Estos desafíos incluyen la refinación, debido a las especificaciones de carga de las refinerías; el precio de venta al productor, debido a las penalizaciones por la calidad del crudo; y la logística para las empresas transportadoras, debido al aumento en el uso de diluyentes y a la necesidad de adaptar la infraestructura de transporte.
3. El volumen disponible de crudos livianos e intermedios se destina principalmente hacia la carga de refinerías, mientras que de los crudos pesados aproximadamente solo el 20% del agregado total tendrá este uso. En este sentido, el crudo más demandado por las refinerías actuales será el crudo intermedio en lo referente a disponibilidad y precio de mercado, con una necesidad de importación creciente desde la fecha, junto a una proporción de crudos pesados hacia 2040, siendo este último el único con excedentes para exportación en los próximos 10 años.
4. El consumo de combustibles líquidos en Colombia ha experimentado un crecimiento constante a lo largo de los años, con un promedio anual interrumpido únicamente por la pandemia de COVID-19 en 2020. Sin embargo, el período 2021-2022 marcó una recuperación en la senda de crecimiento. En específico, la gasolina motor corriente aumentó un 5,5% anual entre 2009 y 2022, y el ACPM tuvo un aumento anual del 2,7% entre 2009 y 2023.

Por su lado, el Jet Fuel experimentó un crecimiento sostenido del 6,1% anual entre 2000 y 2023, impulsado principalmente por el aumento de rutas y pasajeros. A pesar de una desaceleración en el ritmo de crecimiento del consumo real entre los años 2023 y 2024, que, a pesar de su variabilidad, la demanda mensual fue superior a la del 2022, estando 102% por encima del promedio.

5. El crecimiento anual promedio de la demanda de combustibles líquidos se proyecta entre el 1,2% y el 1,3% de acuerdo con los resultados del modelo presentado en el capítulo 4.2.
6. El análisis histórico y proyectado del balance muestra que la demanda de ACPM se ha cubierto casi en su totalidad con fuentes nacionales. Sin embargo, a medida que se avanza en el horizonte de análisis se estima que serán necesarias incluir cantidades importadas para la cobertura de la demanda, llegando a 43 KBPD en 2040. Por otro lado, la gasolina motor continúa con la necesidad de importación y se estima que estos valores alcanzarán el 66,8% en 2040. Esta situación se ve agravada por la normativa nacional, que exige la mezcla con gasolina de alta calidad.
7. En cuanto al Jet Fuel, en el corto plazo la oferta nacional es suficiente para abastecer la demanda. Sin embargo, dado el crecimiento esperado de este sector de consumo es necesario complementar el suministro nacional con cantidades importadas, alcanzando para el 2040 un total del 37% de la demanda nacional.

- 8.** Los resultados del modelo de simulación muestran que es necesario un esquema complementario para el suministro de producto nacional e importado, priorizando el transporte desde la costa atlántica hacia el interior del país. Esto se debe a los excedentes de la refinación nacional en Cartagena y a la infraestructura de importación en la Costa del Golfo de México (Estados Unidos) y otras fuentes en el Atlántico, que impulsan el desarrollo de los puertos de Cartagena, Pozos Colorados, Barranquilla, Puerto Bolívar y Coveñas.
- 9.** Los resultados también indican que la importación de combustibles por el Pacífico ha aumentado gradualmente, principalmente a través del puerto de Buenaventura y, en menor medida, por Tumaco. Esto ha permitido satisfacer la demanda del suroccidente del país, no solo para el sector transporte, sino también para la generación de energía eléctrica, especialmente durante los periodos de mayor intensidad del Fenómeno de El Niño.
- 10.** El análisis de abastecimiento muestra que para el año 2040, se necesitará una capacidad de transporte adicional de hasta 150 KBD, desde Pozos Colorados, que, en la actualidad parte de esta capacidad está siendo transportada mediante modos alternativos. Este aumento de capacidad, además del incremento en la demanda proyectada, es consecuencia de la concentración de las cantidades de importación de combustibles líquidos en la región caribe.

Los análisis conllevan a que la ampliación de la capacidad del poliducto Pozos Colorados – Galán puede tener retos importantes en materia de licenciamiento ambiental y acercamiento con las comunidades a lo largo de las diferentes regiones que abarca este poliducto. Por lo anterior, es necesario establecer alternativas técnicas y logísticas que complementen el tramo, para satisfacer la demanda del interior con el fin de garantizar la continuidad del suministro en el mediano y largo plazo.

- 11.** Considerando el posible aumento de las necesidades de importación de combustibles líquidos, lo cual impactaría principalmente el trayecto Pozos Colorados – Galán, considerando los retos e implicaciones que se podrían derivar de la ampliación de este poliducto y teniendo en cuenta la premisa de un abastecimiento continuo y eficiente, dentro del documento se evalúan diferentes alternativas para diversificar el transporte y la entrada de producto hacia el interior del país, así:

- i. Transporte terrestre: Esta alternativa tiene limitaciones debido a posibles alteraciones del orden público y daños físicos en las vías de acceso.
- ii. Transporte fluvial: El uso de sistemas modales alternativos existentes optimiza los tiempos y costos de construcción, y reduce el impacto social y ambiental de construir nueva infraestructura de transporte de hidrocarburos.
- iii. Transporte férreo: Esta opción permitiría el transporte de hidrocarburos líquidos mediante ferro-tanques y fomentaría el transporte de pasajeros y carga seca. Esto resultaría en una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y mejoraría la conectividad de las zonas agrícolas con los mercados nacionales e internacionales.
- iv. Reconversión del transporte de crudo: Su implementación facilita el desarrollo de alternativas al almacenamiento e importación de combustibles líquidos, fortaleciendo el sistema actual y creando un nuevo corredor.

- 12.** El análisis de confiabilidad evalúa el valor esperado de la demanda no abastecida (VEDNA) en función del flujo comprometido para cada nodo del sistema en condiciones de falla, así como la definición de los volúmenes en firme y los costos asociados a las obras de infraestructura

con el objetivo de proporcionar una solución estructural y robusta para que el abastecimiento de combustibles líquidos esté garantizado a lo largo del horizonte de planeación, entendiendo la dinámica del sistema para explorar sus propias soluciones.

De esta manera, el VEDNA del sistema muestra una tendencia creciente al inicio del horizonte, alcanzando valores máximos cercanos al 1,8% de la demanda nacional en los años 2029 y 2031. Sin embargo, con la entrada en operación de las obras de infraestructura de abastecimiento previstas para el año 2032, el VEDNA disminuye hasta llegar a valores cercanos al 0,65% de la demanda nacional. No obstante, actualmente se evidencian retrasos en la entrada de las obras adoptadas lo que podría generar un impacto significativo en la demanda.

- 13.** Como resultado de la consultoría adelantada por la UPME para la identificación de criterios técnicos para la actualización del plan, se identificaron veintiún (21) criterios de confiabilidad, clasificados como criterios para proyectos de almacenamiento estratégico, otros para proyectos de importación-internación, y otros criterios que integran los dos tipos de proyectos denominados “integrales”.

El análisis de confiabilidad, basado en la asociación de regiones y nodos a nivel de almacenamiento estratégico, incorpora cambios específicos para optimizar el flujo de productos hacia y desde los almacenamientos estratégicos. Este análisis se centra en los principales centros de consumo, identificando 12 nodos estratégicos y 6 nodos estratégicos especiales. De esta forma, se determinan 18 ubicaciones potenciales para el almacenamiento estratégico, teniendo en cuenta los nodos de demanda del modelo de simulación que representan cada región.

- 14.** El análisis de los tramos y nodos más vulnerables del sistema actual de abastecimiento, que no cuenta con almacenamientos estratégicos, revela que el tramo Galán – Sebastopol presenta el mayor riesgo. Este tramo es esencial para el transporte de productos líquidos derivados del petróleo hacia el interior del país. Le sigue en nivel de riesgo el tramo Sebastopol – Puerto Salgar, clasificado con un riesgo medio-alto, ya que distribuye el flujo hacia el Sur, el suroccidente y el centro del país. Finalmente, los tramos Pozos Colorados – Galán y Puerto Salgar – Mansilla presentan un riesgo medio – bajo. El primero es la principal entrada por ductos de refinados hacia el interior del país, mientras que el segundo habilita el suministro a la demanda de Bogotá y sus alrededores.

- 15.** Los resultados del análisis realizado a nivel de balance y modelamiento de la infraestructura de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos permiten prever en el mediano y largo plazo la necesidad de incorporar cantidades crecientes de productos desde fuentes adicionales a las nacionales. En tal sentido, resulta necesario para la seguridad energética del subsector definir mecanismos de política pública que favorezcan la diversificación de las alternativas de suministro y de los agentes participantes en la cadena de valor, especialmente cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta o situaciones de grave emergencia no transitorias que puedan afectar el normal abastecimiento de la demanda y la confiabilidad del subsector.

- 16.** Como solución de confiabilidad se plantea contar con volúmenes en firme mediante almacenamientos estratégicos para atención de la demanda local en caso de ocurrencia de fallas en el sistema de suministro y transporte.

- 17.** Las alternativas de solución para respaldar el abastecimiento local al interior de las diferentes regiones de consumo del país se evalúan mediante la estimación de volúmenes mínimos necesarios para abastecer el sistema. Este análisis se basa en un estudio probabilístico de fallas proyectadas y en la estimación de los costos indicativos asociados a la infraestructura requerida, desarrollada mediante la metodología presentada. Este procedimiento posibilita de manera razonable no estresar el sistema en cuanto a restricciones operativas y comerciales

que puedan derivarse de la necesidad de rotar el combustible almacenado en los nodos de almacenamiento estratégico. También busca establecer límites basados en la demanda proyectada en cada nodo, a fin de reducir la probabilidad de errores (subestimar y sobreestimar) en el dimensionamiento de los volúmenes requeridos, considerando la ubicación específica de cada nodo en la cadena de suministro de combustible líquido. Como resultado de la aplicación del procedimiento, la principal diferencia de los escenarios de confiabilidad radica en economía de escala, mientras el Escenario C ubica en cada nodo de consumo un almacenamiento estratégico, el Escenario B optimiza y agrupa la logística asignando nodos estratégicos para atender los nodos de demanda de una región.

- 18.** El dimensionamiento de la infraestructura necesaria para garantizar el abastecimiento continuo de combustibles líquidos a nivel regional y nacional en presencia de condiciones de falla del sistema (tanto de suministro como de transporte) se realiza mediante la ubicación de almacenamientos estratégicos en nodos específicos. El enfoque metodológico aplicado a través del modelo desarrollado por la UPME permite optimizar la relación beneficio/costo del proceso respecto a las condiciones actuales del sistema y la construcción de infraestructura en cada uno de los centros de consumo, evitando su sobredimensionamiento y asegurando a su vez condiciones mínimas para alcanzar la confiabilidad requerida, integrando criterios particulares como la logística de internación y rotación periódica de los productos almacenados.
- 19.** En este documento, los beneficiarios se identifican con base en los beneficios que proporciona la infraestructura. Se clasifican en dos grupos: directos, quienes usan la infraestructura continuamente o en caso de contingencia; e indirectos, quienes se benefician de forma colateral simplemente por la existencia de la infraestructura. Sin embargo, es fundamental definir claramente las obras y coordinar con otras entidades para identificar correctamente a estos beneficiarios y garantizar un impacto adecuado.
- 20.** Para la ejecución de una planeación efectiva en el subsector de combustibles líquidos se requiere de un acceso permanente a información clara, precisa y actualizada sobre las diferentes variables que afectan los procesos de análisis, evaluación y toma de decisiones, para garantizar el abastecimiento continuo y confiable de los diferentes sectores de consumo. En tal sentido, se evidencia la necesidad de fortalecer la estructuración y seguimiento de las actividades y operaciones asociadas a la cadena de combustibles líquidos a nivel nacional, así como de optimizar el uso de infraestructura asociada al suministro, transporte, distribución y comercialización, por lo cual se recomienda la creación de un Gestor de la Operación de la Cadena de Combustibles Líquidos encargado de administrar la información operativa y comercial de la cadena, monitorear en tiempo real el desarrollo del mercado y actuar bajo los principios de neutralidad, transparencia, objetividad e independencia, considerando como referentes lo desarrollado para los subsectores de gas natural y energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2024). Informe de Reservas y Recursos 2023. Disponible para consulta en: https://www.anh.gov.co/documents/24758/Informe_de_Reservas_y_Recursos_2023.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2025). Informe de Reservas y Recursos 2024. Disponible para consulta en: https://www.anh.gov.co/documents/27289/Informe_de_Recursos_y_Reservas_IRR_2024.pdf

ANH. Acuerdo 011 de 2008, Acuerdo 003 de 2018, Resolución 077 de 2019 y sus modificaciones, por medio de los cuales se adopta y actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país.

ANH, Mayo de 2025. Reservas 1P por cuenca sedimentaria IRR 2024. Disponible para consulta en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.anh.gov.co/documents/27285/Reservas_1P_por_Cuenca_Sedimentaria_IRR_2024.pdf

Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL. (2020). Seguridad energética y resiliencia de los sistemas de suministro en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile: CEPAL.

Decreto Ley 1056 de 1953. Disponible para consulta en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=75114>

Delvasto y Echeverría Asociados Consultores y Consejeros En Gas y Energía Ltda. Definición de criterios de confiabilidad en el subsector de combustibles líquidos y GLP. Disponible para consulta en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Contrato_CO1-PCCNTR-5334106_Criterios_confiabilidad.zip

Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2022). Encuesta Nacional de Transporte de Carga por Carretera (ENTCC). Bogotá, D.C.: DANE. & Ministerio de Transporte. (2023). Informe Nacional de Movilidad y Transporte 2022–2023. Bogotá, D.C.: MinTransporte.

DIAN, 2024. Resolución 7 de 2024. Disponible para consulta en: https://normograma.dian.gov.co/dian/compilacion/docs/resolucion_dian_0007_2024.htm

Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy 2024. Disponible para consulta en: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>

EIA, 2025. Annual Energy Outlook. Disponible para consulta en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/2025/AEO2025-narrative.pdf>

European Union Aviation Safety Agency. (2025, January 14). Overview of aviation sector – environmental efficiency. Disponible para consulta en: <https://www.easa.europa.eu/en/domains/environment/eaer/overview-aviation-sector>

Forbes. (2024, septiembre). OPEP dominará el 52% del mercado petrolero global en 2050, según nuevas proyecciones. Forbes México. Disponible para consulta en: <https://forbes.com.mx/opec-dominara-el-52-del-mercado-petrolero-global-en-2050-segun-nuevas-proyecciones/>

Global DataBase. Global Top Five Upcoming Oil Refineries. Disponible para consulta en: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/global-top-five-upcoming-oil-refineries/?cf-view>

IEA (2023), Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris. Disponible para consulta en: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, License: CC BY 4.0

International Energy Agency. (2010). Transport Energy Efficiency (IEA Energy Papers No. 2010/09). OECD Publishing & International Energy Agency. (2020). Energy Efficiency 2020

Latin America and the Caribbean product markets short-term outlook October 2024. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-latin-america-and-the-caribbean-product-markets-short-term-outlook-october-2024-150312013/>

S&P Global. (2025). Crude Oil Marketwire.

OPEP, 2025. World Oil Outlook (WOO) – WOO 2025. Disponible para consulta en: <https://publications.opec.org/woo/chapter/142/2640>

UPME, 2025. Balance Energético Colombiano, BECO. Disponible para consulta en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefndmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_Balance_Energetico_Colombiano_2022%E2%80%932023.pdf

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

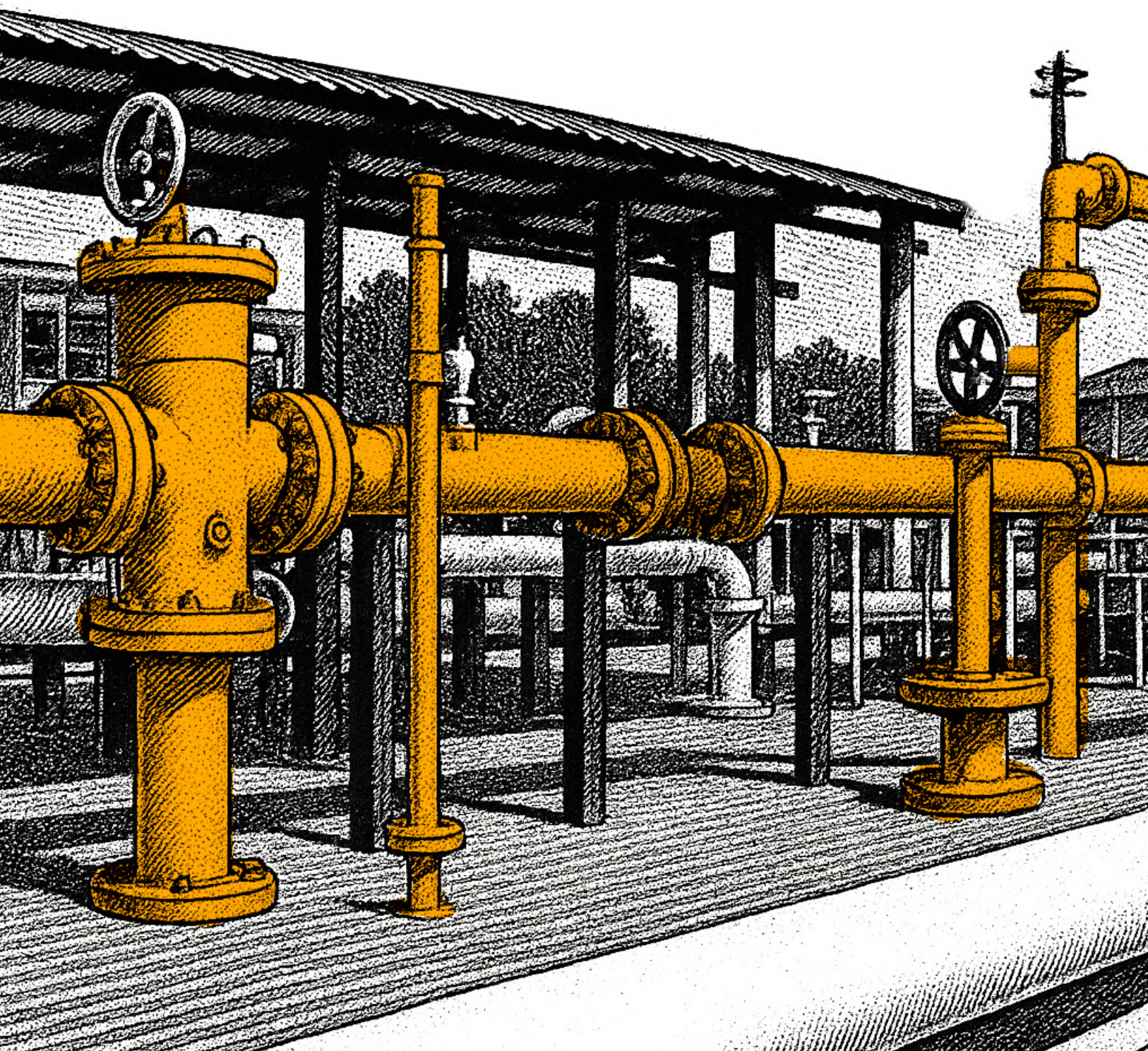
UPME (2021) , Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2021. Tema: Abastecimiento. Disponible para consulta en: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf

UPME, 2025. Proyección de la demanda de Combustibles líquidos y GLP 2024-2040. Disponible para consulta en: https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

Wood Mackenzie. (2024). Macro Oils Short-Term Outlook: October 2024 & Macro Oils Strategic Planning Outlook 2024.

Wood Mackenzie. (2024). Oil Refining in The Energy Transition: Key Questions Answered. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/news/opinion/oil-refining-in-the-energy-transition-key-questions-answered/>

Wood Mackenzie. (2024). Latin America and the Caribbean Product Markets Short-Term Outlook October 2024. Disponible para consulta en: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-latin-america-and-the-caribbean-product-markets-short-term-outlook-october-2024-150312013/>



Unidad de Planeación
Minero Energética

© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9

BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601

UPME.GOV.CO