



PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Tema:
ABASTECIMIENTO





El futuro
es de todos

Minenergía



Unidad de Planeación Minero Energética

Christian Rafael Jaramillo Herrera

DIRECTOR GENERAL

SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Bogotá D.C - Colombia

Introducción	8
1. Marco normativo	9
1.1 Aseguramiento del abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos	9
1.2 Disponibilidad de petróleo para la refinación	10
1.3 Distribución de combustibles líquidos	10
1.4 Refinador y responsabilidad de abastecimiento	13
1.5 Remuneración del margen Plan de Continuidad	13
1.6 Biocombustibles	14
1.7 Abastecimiento de combustibles en zonas de frontera	15
1.8 Precios de los combustibles	15
1.9 Marco institucional	16
1.9.1 Ministerio de Minas y Energía	17
1.9.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas	17
1.9.3 Unidad de Planeación Minero-Energética	17
1.9.4 Agencia Nacional de Hidrocarburos	18
1.9.5 Entidades Vinculadas	18
2. Entorno del sector de hidrocarburos	18
2.1. Transporte	18
2.2. Refinación	25
2.3. Biocombustibles	30
2.4. La comercialización de combustibles	31
2.5. Coyuntura de la distribución de combustibles – segundo trimestre 2021	34
3. Metodología de Simulación de la Operación del Sistema de Petróleo y Derivados	36
3.1 Componentes de la cadena de suministro	38
3.2 Costos de la cadena de suministro	40
3.3 Restricciones operativas del sistema	41
4. Descripción Operativa del Sistema	44
4.1 Características del Sistema Nacional de Petróleo y Derivados	44
4.1.1 Oferta de crudos	44
4.1.2 Demanda de combustibles derivados	45
4.1.3 Sistema de transporte de petróleo crudo	47
4.1.4 Sistema de transporte de derivados	48
4.1.5 Refinación e importación de petróleo	51
4.1.6 Balance comercial de petróleo crudo	53
4.1.7 Balance comercial de combustibles derivados	54
4.1.8 Indisponibilidad de los elementos	57
4.1.9 Proyección de precios de los combustibles	58
4.2 Potenciales limitaciones de transporte de combustibles líquidos	60
4.2.1 Poliducto Galán - Lizama	63
4.2.2 Poliducto Sebastopol - Puerto Salgar	63
4.2.3 Suministro a Bogotá y centro del país	64
4.2.4 Suministro al Suroccidente del país	66

4.2.5	Suministro al Aeropuerto El Dorado	68
4.2.6	Poliducto Pozos Colorados - Galán	69
4.2.7	Poliducto Cartago - Yumbo	70
4.3	Otras obras propuestas de transporte de combustibles líquidos	70
4.3.1	Suministro a los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo	70
4.3.2	Suministro al Departamento del Cesar	71
4.3.3	Suministro al Departamento del Meta	72
4.3.4	Conexión Costa Atlántica - Interior del país	73
5.	Análisis de Alternativas para Aumento de la Capacidad de Transporte	75
5.1	Poliducto Galán - Lizama	75
5.1.1	Ampliación por mayor capacidad de bombeo	75
5.1.2	Ampliación por creciente uso DRA en el poliducto Galán - Lizama	76
5.2	Poliducto Sebastopol - Puerto Salgar	77
5.3	Traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá.	77
5.4	Poliducto Puerto Salgar - Cartago	80
5.4.1	Ampliación por nuevo poliducto (loop)	80
5.4.2	Ampliación por mayor uso de DRA	81
5.5	Jet ducto - El Dorado	82
5.6	Poliducto Yumbo - Pasto	83
5.6.1	Costos asociados al transporte por poliductos	84
5.6.2	Costos asociados al transporte por carrotanque	85
5.7	Planta de Abasto de gasolina, diésel y GLP en Ayacucho	86
5.7.1	Costos asociados a la remuneración de la nueva capacidad de almacenamiento	86
5.7.2	Costos de transporte actuales de suministro	87
5.8	Planta de Abasto de gasolina, diésel y GLP en Apiay	88
5.8.1	Costos asociados a la remuneración de la nueva capacidad de almacenamiento	88
5.8.2	Comparación de costos de transporte hasta Apiay vía Sutamarchán y vía Mansilla	89
5.9	Conexión Costa Atlántica - interior del país	90
5.9.1	Costos asociados a la remuneración del nuevo poliducto	90
5.9.2	Comparación de costos de transporte por cabotaje y poliducto	91
6.	Priorización de las necesidades y acciones propuestas	92
6.1	Resumen de las obras y acciones propuestas	93
	ANEXO 1: COSTOS INDICATIVOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	95
A1.1	Costos Indicativos de Poliductos	95
A1.2	Costos Indicativos de Sistemas de Bombeo	96
A1.3	Costos Indicativos de Sistema de Almacenamiento	97
	ANEXO 2: RELACIÓN DE UTILIZACIÓN DE DRA (DRAG REDUCING AGENT)	98
	ANEXO 3: COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR CARROTANQUE	99
	ANEXO 4: DEMANDA DE COMBUSTIBLES - TERCER TRIMESTRE DE 2021	100
	REFERENCIAS	100

Listado de tablas

Tabla 1-1 Obligaciones de abastecimiento de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos	11
Tabla 2-1 Características del sistema de oleoductos	23
Tabla 2-2 Plantas Productoras de Alcohol Carburante	30
Tabla 2-3 Plantas Productoras de Biodiesel	31
Tabla 4-1: Parámetros característicos del sistema nacional de transporte de petróleo crudo	48
Tabla 4-2: Parámetros característicos del sistema nacional de transporte de combustibles derivados	50
Tabla 5-1: Costos para la infraestructura del poliducto Galán - Lizama	76
Tabla 5-2: Costos para la infraestructura del poliducto Puerto Salgar - Cartago	81
Tabla 5-3: Costos para la infraestructura del poliducto Puente Aranda - El Dorado	82
Tabla 5-4: Costos para la infraestructura del poliducto Yumbo - Pasto	84
Tabla 5-5: Estimación de tarifa que remuneraría el poliducto Yumbo-Pasto	85
Tabla 5-6: Costos para la infraestructura de la planta de abastecimiento de Ayacucho	86
Tabla 5-7: Comparación de costos para la infraestructura de almacenamiento en Ayacucho y de transporte asociados.	87
Tabla 5-8: Costos para la infraestructura de la planta de abastecimiento de Apiay	88
Tabla 5-9: Estimación de la tarifa para remunerar nueva capacidad de almacenamiento en Apiay	89
Tabla 5-10: Comparación de las tarifas de transporte para suministro de Apiay	90
Tabla 5-11: Características y costos del poliducto Cartagena - El Copey	90
Tabla 5-12: Estimación de la tarifa para remunerar un poliducto Cartagena - El Copey	91
Tabla 6-1. Priorización de problemáticas identificadas.	92
Tabla 6-2. Resumen de servicios propuestos.	93
Tabla 6-3. Resumen de problemáticas identificadas.	94
Tabla Tarifas por rangos (Km) a partir del 10 de noviembre	99

Listado de gráficas

Gráfica 2-1: Puertos marítimos colombianos	20
Gráfica 2-2: Mapa de transporte de oleoductos y poliductos	24
Gráfica 2-3: Oferta de combustibles refinería de Barrancabermeja	29
Gráfica 2-4: Interacciones de la comercialización de combustibles líquidos en Colombia	32
Gráfica 2-5: Consumo de combustibles líquidos en 2020	33
Gráfica 2-6: Evolución del consumo de combustibles líquidos	34
Gráfica 3-1: Cadena de suministro de petróleo y derivados	39
Gráfica 3-2: Flujos de entrada y salida en nodos del sistema	43
Gráfica 4-1: Proyección de producción de crudo según densidad	44
Gráfica 4-2: Proyección de producción de crudo según regiones	45
Gráfica 4-3: Proyección de demanda nacional de combustibles derivados	45
Gráfica 4-4: Tasas de crecimiento de la demanda nacional de combustibles derivados	46

Gráfica 4-5: Demanda agregada de combustibles derivados por planta de abasto, periodo 2021-45	46
Gráfica 4-6: Sistema nacional de transporte de petróleo crudo	47
Gráfica 4-7: Sistema nacional de transporte de combustibles líquidos derivados	49
Gráfica 4-8: Producción proyectada de combustibles en Reficar	51
Gráfica 4-9: Producción proyectada de combustibles en la Refinería de Barrancabermeja	51
Gráfica 4-10: Carga proyectada de crudo en Reficar	52
Gráfica 4-11: Carga proyectada de crudo en la Refinería de Barrancabermeja	52
Gráfica 4-12: Proyección de demanda de crudo de las refinerías y excedentes exportables	53
Gráfica 4-13: Proyección de exportaciones e importaciones de crudo, según tipo.	53
Gráfica 4-14: Balance nacional proyectado de gasolina (corriente más extra)	54
Gráfica 4-15: Balance nacional proyectado de diésel (ACPM)	55
Gráfica 4-16: Balance nacional proyectado de Jet Fuel	55
Gráfica 4-17: Balance nacional proyectado de GLP	56
Gráfica 4-18: Balance nacional proyectado de Nafta (diluyente)	56
Gráfica 4-19: Factores de indisponibilidad de los oleoductos	57
Gráfica 4-20: Factores de indisponibilidad de los poliductos	57
Gráfica 4-21: Factores de indisponibilidad de los campos de producción, puertos de importación y refinerías	58
Gráfica 4-22: Proyección de precios del petróleo crudo WTI y de los combustibles derivados.	59
Gráfica 4-23: Proyección de precios promedio de la gasolina corriente en estaciones de servicio de Colombia y sus componentes	59
Gráfica 4-24: Proyección de precios promedio del diésel (ACPM) en estaciones de servicio de Colombia y sus componentes	60
Gráfica 4-25: Expansiones propuestas de infraestructura de transporte de combustibles	61
Gráfica 4-26: Ubicación de soluciones analizadas en la infraestructura de transporte de combustibles líquidos	62
Gráfica 4-27: Proyección de flujo en el poliducto Galán - Lizama	63
Gráfica 4-28: Proyección de flujo en el poliducto Sebastopol - Puerto Salgar	64
Gráfica 4-29: Proyección de flujo en el poliducto Puerto Salgar-Mansilla	65
Gráfica 4-30: Proyección de flujo en el poliducto Sebastopol - Sutamarchán.	65
Gráfica 4-31: Proyección de flujo en el poliducto Sutamarchán - Tocancipá.	66
Gráfica 4-32: Proyección de flujo en el poliducto Puerto Salgar - Manizales	67
Gráfica 4-33: Proyección de flujo en el poliducto Manizales - Pereira.	67
Gráfica 4-34: Proyección de flujo en el poliducto Pereira - Cartago.	68
Gráfica 4-35: Proyección de flujo en el poliducto Puente Aranda - El Dorado.	68
Gráfica 4-36: Proyección de flujo en el poliducto Pozos Colorados - Galán.	69
Gráfica 4-37: Proyección de flujo en el poliducto Cartago - Yumbo.	70
Gráfica 4-38: Proyección de flujo en el poliducto Yumbo - Pasto.	71
Gráfica 4-39: Proyección de la demanda de combustibles en el nodo Ayacucho.	72
Gráfica 4-40: Proyección de flujo en el poliducto Sutamarchán-Apiay (excluyendo Nafta (diluyente)).	73

Gráfica 4-41: Proyección de flujo entre la Refinería de Cartagena y el interior del país	74
Gráfica 4-42: Cabotaje Cartagena-Pozos Colorados actual y conexión Cartagena-Sistema de transporte.	74
Gráfica 5-1: Ubicación propuesta de la nueva capacidad de bombeo en el poliducto Galán - Lizama	75
Gráfica 5-2: Costos relativos al uso de DRA en el poliducto Galán - Lizama	76
Gráfica 5-3: Nuevo flujo proyectado Sebastopol - Puerto Salgar con el traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá (comparar con Gráfica 4-28)	77
Gráfica 5-4: Magnitud del traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá	78
Gráfica 5-5: Proyección de flujo vía poliducto Puerto Salgar - Mansilla con el traslado de demanda propuesto (comparar con Gráfica 4-29)	78
Gráfica 5-6: Proyección de flujo vía poliducto Sebastopol - Sutamarchán con el traslado de demanda propuesto (comparar con Gráfica 4-30)	79
Gráfica 5-7: Proyección de flujo vía poliducto Sutamarchán - Tocancipá con el traslado de demanda propuesto (comparar con Gráfica 4-31)	79
Gráfica 5-8: Infraestructura para ampliación de capacidad de poliducto Puerto Salgar-Cartago	80
Gráfica 5-9: Costos relativos al uso de DRA en el poliducto Puerto Salgar - Cartago	81
Gráfica 5-10. Alternativa Depot Jet A1 Aeropuerto el Dorado	83
Gráfica 5-11: Ubicación potencial de la nueva capacidad de bombeo en el poliducto Yumbo - Pasto	83
Gráfica A 1: Costos indicativos de inversión en poliductos	95
Gráfica A 2: Costos indicativos de operación y mantenimiento en poliductos	95
Gráfica A 3: Costos indicativos de inversión en sistemas de bombeo	96
Gráfica A 4: Costos indicativos de operación y mantenimiento en sistemas de bombeo	96
Gráfica A 5: Costos indicativos de inversión en sistemas de almacenamiento	97
Gráfica A 6: Costos indicativos de operación y mantenimiento en sistemas de almacenamiento	97
Gráfica A 7: Capacidad Transporte	98
Gráfica A 8: Compras de gasolinas (corriente + extra) - Serie mensual 2017-2021 (bpd)	100
Gráfica A 9: Compras de diésel (ACPM) - Serie mensual 2017-2021 (bpd)	101
Gráfica A 10: Compras de Jet A1 - Serie mensual 2017-2021 (bpd)	102

Garantizar el acceso de la sociedad colombiana a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, es parte de los objetivos de la política energética, con un modelo energético sostenible, que minimice su vulnerabilidad ante cambios en las condiciones del entorno social e interactúe de manera eficiente con recursos como el agua, el aire, el suelo y el clima. El creciente uso de las energías renovables, el descenso en los costos de las tecnologías, el mayor consumo de electricidad como fuente de energía final, el aumento de la producción y consumo del gas natural y GNL en el ámbito mundial y las mejoras en la eficiencia energética, son parte de las acciones que están aliviando la presión sobre el calentamiento global y sus efectos, en un contexto de crecimiento sostenido de la demanda energética en el planeta.

Los procesos de transformación incluyen cambios en las políticas internas y externas para la sostenibilidad técnica y económica, en los hábitos y tecnologías usadas por la sociedad. Estos procesos requieren tiempos de asimilación e inversiones. En este contexto, es improbable renunciar totalmente al uso de hidrocarburos como fuente de energía antes de la mitad del siglo XXI y el petróleo sigue teniendo un papel importante en la economía colombiana. Una interrupción repentina de su desarrollo pondría en riesgo servicios indispensables en el corto y mediano plazo e implicaría un desequilibrio de las finanzas nacionales dado el aporte de los ingresos fiscales.

Por tratarse de un servicio público, y en aras de garantizar el suministro de los combustibles líquidos que habilitan las actividades económicas públicas y privadas, es necesario que exista una orientación explícita para que las decisiones de inversión tomadas por los agentes conduzcan hacia la optimización del sistema de abastecimiento.

El análisis aquí presentado contiene los fundamentos para la planeación y desarrollo del abastecimiento de los segmentos del Upstream y Downstream del sector de hidrocarburos e identifica las necesidades que permitan garantizar el abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos en los próximos 10 años. El análisis de confiabilidad de los dos segmentos antes mencionados será tratado de manera independiente en un nuevo análisis.

Una primera versión de este documento fue elaborada durante las etapas iniciales de la pandemia generada por el COVID-19. Dicho análisis ha sido actualizado con información adicional disponible a la fecha, incluyendo algunas consideraciones derivadas de los eventos recientes asociados con el paro nacional que se ha llevado a cabo durante el segundo trimestre de 2021. Adicionalmente, en el Anexo 4 se encuentran los datos más recientes de consumo de gasolinas, diésel y jet.

A la fecha no es posible prever con certeza los efectos de mediano y largo plazo en el mercado de combustibles líquidos como consecuencia de la pandemia, pero la información disponible más reciente evidencia el choque observado en 2020. Este documento contiene un análisis de largo plazo y, por tanto, pese a los cambios ocasionados por COVID-19 en el corto plazo, mantiene su vigencia y tanto los supuestos como el esquema de operación continúan

siendo válidos en la medida en que se reactiven de las actividades. Con respecto a los riesgos de desabastecimiento a lo largo de la cadena que se identificaron durante el reciente paro, los nuevos datos han corroborado la necesidad de inversiones en algunos puntos de la cadena, pero más que nada han permitido identificar fragilidades que requieren un análisis y una intervención puntual.

1. Marco normativo

A continuación, se hace un breve recuento de la normatividad aplicable al subsector de combustibles líquidos, con el fin de contextualizar el proceso de la planeación estratégica centralizada objeto del presente documento.

La Constitución Política, en los artículos 332, 333, 334, 360 y 365, establece: (i) la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables; (ii) la libertad para el desarrollo de la actividad económica y la iniciativa privada; (iii) la responsabilidad del Estado con respecto a la dirección general de la economía, con el fin de mejorar la calidad de vida de los ciudadanos; (iv) la facultad del Estado para intervenir en la explotación de los recursos naturales no renovables; (v) el deber del Estado de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos, incluso cuando sean prestados por privados.

1.1 Aseguramiento del abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos

Para el subsector de combustibles líquidos, el Código de Petróleos (Dec. 1056/1953) estableció la normatividad inicial sobre la utilidad, la forma de explotación, los contratos, las regalías y los impuestos sobre el petróleo, la propiedad, el transporte, la refinación y la distribución, las exenciones y el agotamiento de los recursos, entre otros, a cargo del Ministerio de Minas y Petróleos, hoy, Ministerio de Minas y Energía (en adelante, MME). Elementos como la priorización del abastecimiento nacional por parte de la refinación, surgen de esta norma y continúan vigentes a la fecha.

El Decreto-Ley 1760 de 2003 creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante, ANH), asignándole funciones de aseguramiento del abastecimiento de hidrocarburos, así como la fijación de volúmenes y precios del petróleo para la refinación interna, responsabilidad que comparte con el MME según el Decreto-Ley 444 de 1967. El Decreto 1617 de 2013 ratificó la responsabilidad del abastecimiento de hidrocarburos en cabeza del MME.

El Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 (Ley 1753 de 2015) dio la responsabilidad del Gobierno Nacional de garantizar la disponibilidad y el suministro de combustibles líquidos al mercado nacional de manera continua y eficiente con producto nacional e importado. Además, el Gobierno debe garantizar el funcionamiento normal de las actividades de la cadena de distribución, desde la refinación hasta la distribución, dada su condición de servicio público. Más recientemente, en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, se plantea la

necesidad de que la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante UPME) realice un análisis de las necesidades de infraestructura adicional o complementaria que permita incorporar recursos continentales, costa afuera e importación desde diferentes puntos de abastecimiento, hasta llegar a la demanda. Adicionalmente, las Bases mencionan la necesidad de coordinación eficiente de la operación entre los agentes de la cadena, la potencial conformación de consejos de operación y de un gestor de mercado, todo con el objetivo de promover la competencia en el sector. Plantea también la modernización de los procesos de refinación para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad de los combustibles, incrementando la producción nacional y permitiendo la importación por medio del desarrollo de nueva infraestructura. Finalmente, hace explícita la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento que garanticen la disponibilidad de productos a los centros de consumo.

Con estos elementos en consideración y teniendo en cuenta los lineamientos del MME, la UPME es la entidad encargada de realizar el balance de oferta y demanda de combustibles líquidos con un horizonte de 10 años y de identificar las necesidades de la cadena para garantizar el suministro de productos en la prestación del servicio, a través el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos. El MME, a su vez, es el encargado de adoptar dichos planes con el fin de orientar las decisiones estratégicas de los agentes de la cadena para asegurar dicho abastecimiento.

1.2 Disponibilidad de petróleo para la refinación

La Ley 697 de 2001 declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. Su reglamentación (Dec. 3683/2003) estableció además que el petróleo crudo y sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno solo puede ser usado para la refinación (excepto el crudo con calidad menor a 14 grados API, dado su contenido de azufre).

1.3 Distribución de combustibles líquidos

La Ley 38 de 1987 define la distribución de petróleo y sus derivados como un servicio público. Posteriormente, la Ley 26 de 1989 otorga la facultad al Gobierno para determinar los aspectos relacionados con dicha distribución, tales como horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad y relaciones contractuales.

La Ley 39 de 1987 definió inicialmente los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos. La Ley 812 de 2003 la modificó, determinando que los agentes son: el Refinador, el Importador, el Almacenador, el Distribuidor Mayorista, el Transportador, el Distribuidor Minorista y el Gran Consumidor. De forma complementaria, el Decreto 1073 de 2015 en la Sección 2 estableció las obligaciones y el régimen sancionatorio de los agentes de la cadena, con énfasis en mantener una prestación regular del servicio o garantizar un suministro regular y estable de los combustibles. La siguiente tabla contiene las obligaciones de abastecimiento vigentes.

Tabla 1-1 Obligaciones de abastecimiento de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos

Agente	Obligaciones	Comprador
Refinador	Mantener una prestación regular del servicio	Refinador Distribuidor mayorista Distribuidor minorista EDS de aviación Distribuidor minorista EDS marítima Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
Importador	Entregar a sus clientes los certificados de calidad y cantidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo importados. Mantener por el término de 6 meses, a disposición del Ministerio de Minas y Energía las muestras de los combustibles importados, con sus respectivos certificados	Refinador Distribuidor mayorista Distribuidor minorista EDS de aviación Distribuidor minorista EDS marítima Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
Almacenador	Mantener una prestación regular del servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo	Refinador Importador Distribuidor mayorista Distribuidor minorista EDS de aviación Distribuidor minorista EDS marítima Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
Distribuidor Mayorista	Garantizar suministro regularmente y estable de combustibles con las personas con las que tenga un contrato o acuerdo comercial, salvo interrupción justificada del suministro. Disponer en todo momento de una capacidad de almacenamiento mínima correspondiente al 30%	Distribuidor Mayorista Distribuidor Minorista Gran Consumidor Prohibido vender a agentes con los que no tenga contrato Prohibido vender a distribuidores minoristas con EDS automotriz y fluvial que no tengan exhibida su marca comercial.

de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea.

Distribuidor Minorista	Garantizar un suministro de carácter regular y estable a los consumidores finales con los que mantenga una relación mercantil vinculante, sea cual fuere la forma de la misma, salvo interrupción justificada del suministro	EDS de Aviación: aviación EDS Marítima: buques o naves EDS Automotriz: vehículos automotores Comercializador Industrial: Consumidor final < 20,000 gal/mes y gran consumidor sin instalación:
Transportador	Transportador por poliducto: Reglamento de transporte Transporte Terrestre: Decreto 1609 de 2002	Todos
Gran Consumidor	Abastecerse solamente de los agentes autorizados por MinMinas.	Prohibido vender los combustibles que adquiera.
Productor de Alcohol Carburante	No existe restricción para exportar alcoholes carburantes en la medida en que se garantice el abastecimiento interno de los mismos. Mantener una capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para cubrir la demanda durante un tiempo mínimo de 10 días hábiles.	Distribuidor mayorista
Productor de Biodiesel	No existe restricción para exportar biodiesel en la medida en que se garantice la demanda interna del mismo. Mantener una capacidad de almacenamiento e inventario equivalente a 10 días de producción.	Mezcladores autorizados Refinador y Distribuidor Mayorista

A la fecha, esta normatividad se encuentra compilada en el Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del sector.

1.4 Refinador y responsabilidad de abastecimiento

La Resolución MME 180966 de 2006 estableció la prioridad del abastecimiento nacional para quienes desarrollen la actividad de refinación en el territorio colombiano. La remuneración de los refinados, además, se determinó como el costo de oportunidad, medido como la paridad de exportación de estos con referencia al mercado de la costa del golfo de los Estados Unidos de América. Con la privatización de una parte de Ecopetrol y la aparición de REFICAR, los subsidios son desembolsos reales de caja pagados por el Estado a los refinadores, con cargo al presupuesto nacional.

La Ley 1151 (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010) creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles - FEPC, según el cual *“se podrán financiar, con cargo a los recursos del Presupuesto General de la Nación, los subsidios a la gasolina motor y combustibles diésel”*, como medida transitoria hasta la implementación de un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales de los combustibles. La reforma tributaria implementada por la Ley 1819 de 2016 creó la *“Contribución Parafiscal al Combustible”* para financiar el FEPC.

Más recientemente, el CONPES 3943 de 2018 sobre Política para el Mejoramiento de la Calidad del Aire, exigió cambios en los estándares de emisiones, lo que incide directamente en los procesos de refinación del crudo y los precios de los combustibles. Además, la Ley 1972 de 2019 determinó que el contenido de azufre del diésel debería estar en un rango de 10-15 partes por millón (ppm) desde el primero de enero de 2023 y de 10 ppm desde el 1 de diciembre de 2025. En cumplimiento de lo adoptado por el MME y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se expidió la Resolución 40103 de 2021 con el fin de actualizar los requisitos de calidad de las gasolinas básicas, oxigenadas con etanol, del diésel (ACPM), del biocombustible mezclado con diésel fósil y de sus mezclas.

1.5 Remuneración del margen Plan de Continuidad

Al convertirse Ecopetrol en una sociedad de economía mixta regida exclusivamente por el derecho privado, se determinó la necesidad (Ley 1118 de 2006) de que las inversiones que ejecute la empresa sean remuneradas de manera explícita. Desde 2010, las estructuras de precios incluyen el ítem denominado *“Margen Plan de Continuidad”* con el fin de remunerar las inversiones al sistema de transporte en el trayecto Pozos Colorados - Galán y parte del montaje del poliducto Masilla - Tocancipá.

Desde 2012, Cenit, Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS, como filial de Ecopetrol, consolidó todos los activos de transporte de Ecopetrol, incluidos los poliductos y las participaciones accionarias en Oensa, Oleoducto de los Llanos, Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de Colombia. A partir de 2013 (Res. MME 90229) Cenit es el beneficiario de dicho margen. Los poliductos, de acuerdo con la Ley 681 de 2001, son de acceso abierto, lo que implica que

su dueño u operador deben garantizar el acceso de terceros al sistema, bajo el principio de no discriminación. En abril del año 2021 el pago del margen de continuidad finalizó su recaudo.

1.6 Biocombustibles

La Ley 693 de 2001 estableció la política para el uso del alcohol como carburante y creó estímulos para su producción, comercialización y consumo, como componente de mezcla para las gasolinas en condición de oxigenante y con uso obligatorio en centro urbanos mayores a 500 mil habitantes. La Ley 788 de 2002 incluyó al alcohol carburante como compuesto exento de la sobretasa y del impuesto global a la gasolina y la Ley 863 de 2003 ratificó su exención del IVA. Además, la Ley 1111 de 2006, el Decreto 383 de 2007 y sus modificaciones y la Ley 1715 de 2014 definieron exenciones del impuesto de renta de inversiones en activos fijos productivos en proyectos agroindustriales, estímulos tributarios para desarrollo de zonas francas para proyectos en materia de biocombustibles e incentivos tributarios para las inversiones en proyectos en fuentes no convencionales de energía.

De manera similar a los refinados, la Resolución MME 181069 de 2005, estableció los requisitos y obligaciones de los productores de alcohol carburante.

Con respecto al biodiesel, la Ley 939 de 2004, impulsó el programa de mezclas, declarando exenta la renta líquida generada por el aprovechamiento de nuevos cultivos de tardío rendimiento en palma de aceite, cacao, caucho, cítricos, y frutales por un término de diez años contados a partir del inicio de la producción. Definió los biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel, como el combustible que cumple con las definiciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente, destinado a ser sustituto parcial o total del ACPM (diésel fósil) utilizado en motores y determina la exención del impuesto a las ventas y del impuesto global para mezclas con ACPM. Además, dio incentivos tributarios a cultivos de tardío rendimiento incluyendo la palma de aceite, materia prima para producción de biodiesel y estableció exenciones a los impuestos IVA y Global para el biodiesel de producción nacional, pero no incluyó la exención de la sobretasa. El Decreto 2629 de 2007 estableció la obligatoriedad de la mezcla en un 10%.

A diferencia del programa de etanol, en el caso del biodiesel no se expidió un reglamento técnico completo, sino un reglamento para el registro de productores o importadores de biodiesel, sin incluir toda la cadena. Esto está contenido principalmente en la Resolución 182142 del 27 de diciembre de 2007 y en resoluciones posteriores que han ido ajustando el programa de implementación.

Similar al etanol, el biodiesel tiene como prioridad abastecer el mercado interno como requisito para poder exportar el producto, vendiendo en primer lugar a los agentes autorizados (refinadores y distribuidores mayoristas de combustibles) y manteniendo una capacidad de

almacenamiento e inventario suficiente para atender la demanda.

Actualmente el refinador entrega a los distribuidores mayoristas mezclas B2 y los distribuidores mayoristas son los encargados de agregar la cantidad adicional de biodiesel que se requiera para entregar el combustible con un 12% de biodiesel. Las mezclas B2 se transportan por los poliductos de Cenit desde las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena respectivamente hasta las plantas de abastecimiento.

La cadena de distribución real incluye a los productores de etanol y biodiesel, como agentes adicionales a los establecidos por la Ley 812 de 2003. Aunque la producción de biocombustibles no es considerada como servicio público, el nivel de mezcla sí lo es, lo cual genera que ante un incumplimiento en el porcentaje de mezcla por falta de disponibilidad en el suministro del componente bio, se presente afectaciones en el suministro y distribución de combustibles líquidos.

1.7 Abastecimiento de combustibles en zonas de frontera

El régimen especial de las Zonas de Frontera (Ley 681 de 2001), diseñado con el objeto de enfrentar el contrabando y la ilegalidad de en la distribución de combustibles, tuvo inicialmente como responsable a Ecopetrol. Al privatizarse parcialmente y cambiar de naturaleza, se modificaron elementos de dicho régimen: la Ley 1430 de 2010 otorgó la responsabilidad del abastecimiento en estas zonas el MME y determinó que los productos estarán exentos del impuesto global, IVA y arancel.

1.8 Precios de los combustibles

El Decreto 2119 de 1992 otorga la facultad al MME de fijar los precios de los derivados del petróleo, del gas natural en refinería o en planta y los de distribución al por mayor, función de fue ratificada en el Decreto 07 de 2001.

Los precios de los combustibles estuvieron definidos inicialmente en función de objetivos de estabilidad de precios en la economía. Luego se dio paso a un esquema de mercado para favorecer una dinámica de eficiencia en la asignación de los recursos. Como un primer paso para la liberación de los precios, el MME modificó la anterior Resolución 32512 de 1993 y excluyó la gasolina extra y bencina industrial del régimen de control de precios, a través de la Resolución 80278 de febrero de 1996. Después estableció una nueva estructura y metodología para la fijación de los precios de la gasolina corriente motor y del ACPM, mediante las Resoluciones 8-2438 y 8-2439 de diciembre 1998, respectivamente.

La nueva metodología vinculó el ingreso al productor de gasolina y ACPM a precios internacionales de combustibles similares, bajo el esquema de paridad de importación, y se liberaron márgenes minoristas y precios de venta al público. Esta nueva metodología buscaba remune-

rar el costo de importar combustibles hasta el interior del país (refinería de Barrancabermeja), para incentivar la entrada de nuevos competidores al mercado de combustibles en el país. Posteriormente, la Ley 681 de 2001 estableció que el precio de venta al distribuidor mayorista es el resultado de sumar el ingreso al productor, los cargos por concepto de transporte a través del sistema de poliductos y el IVA. Esta Ley ató el ingreso al productor del Jet en Colombia al índice Platt's US Gulf Coast Wb (Low) de las cotizaciones del índice Jet 54 USGC. Luego, la Ley 1450 de 2011 señaló que la fórmula para determinar los componentes de la estructura de precios del combustible de aviación Jet, se hará efectiva cuando el Gobierno Nacional asigne las funciones a un ente regulador que determine los precios combustibles líquidos, biocombustibles y gas natural vehicular. También estableció que la estructura de los precios de este energético sea publicada por el refinador los días martes.

La Ley 1955 de 2019 en su Artículo 35 señaló que la metodología de cálculo del valor del ingreso al productor de los combustibles líquidos y biocombustibles, así como las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de toda la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución de estos productos serán definidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad delegada. Igualmente determinó que los subsidios, los incentivos tributarios y las compensaciones de transporte podrán concederse y repartirse de manera general, focalizada o directa al consumidor final mediante el uso de nuevas tecnologías, según lo establezca la Ley. A través de la Resolución 40193 el MME y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, delegaron la función a la CREG de establecer las metodologías para la determinación de las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de toda la cadena de combustibles líquidos, con excepción del ingreso al productor.

En el caso de los biocombustibles, su porcentaje dentro de la mezcla de combustibles líquidos deberá ser regulado por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Minas y Energía. El artículo 295 de la misma Ley determinó que los subsidios para los combustibles líquidos y biocombustibles serán revisados para que se garantice un precio competitivo y la mejor señal de consumo, sostenibilidad fiscal y la pertinencia de su ajuste gradual, sin que exista confluencia. Así mismo, se hará una revisión al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles -FEPC a fin de establecer una metodología que posibilite una estructura con sostenibilidad fiscal a largo plazo.

1.9 Marco institucional

El modelo institucional del sector de hidrocarburos considera instituciones especializadas y organismos con potestades de Ley para ejercer funciones de vigilancia, reglamentación, intervención, inspección, fiscalización y realización de planes, programas y proyectos en la materia, que permitan el cumplimiento de marcos legislativos y fines esenciales del Estado.

1.9.1 Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio de Minas y Energía es el órgano rector del sector que formula y adopta políticas, planes generales, programas y proyectos del sector, además de fijar los criterios para el planeamiento, de conformidad con la ley. Tiene la responsabilidad de administrar los recursos naturales no renovables (convencional y no convencional), asegurando la mejor y mayor utilización; la orientación en su uso y la regulación de estos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección del medio ambiente.

Las atribuciones antes señaladas fueron establecidas por el Decreto 381 de 2012, el cual fue modificado parcialmente por los Decretos 1617 de 2013 y 2881 de 2013 en lo correspondiente al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

1.9.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG creada mediante la Ley 142 de 1994, tiene como función "(...) regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad..." según lo señalado en el Artículo 73 de dicha Ley.

En relación con el sector de combustibles líquidos tiene la responsabilidad de expedir la regulación económica para las actividades de la cadena, en los términos y condiciones señalados en la Ley, pues el Gobierno Nacional reasignó varias funciones del Ministerio de Minas y Energía a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante el Artículo 3° del Decreto 4130 de 2011 y en concordancia con el Artículo 35 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2018). Además, el Decreto 1260 de 2013 detalló las funciones para el sector de combustibles líquidos, que se refieren directa o indirectamente al aseguramiento en la distribución de estos combustibles.

1.9.3 Unidad de Planeación Minero-Energética

Creada por la ley 143 de 1994, tiene como objetivo "...planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos..." Además, participa en la formulación de política pública en materia de minas y energías; coordina la información sectorial entre todos los agentes a fin de cumplir los logros y objetivos en la materia.

El Gobierno Nacional modificó la estructura de la Unidad de Planeación Minero-Energética

UPME, con la expedición del Decreto 1258 de 2013. El Artículo 4 de este decreto detalla sus funciones la mayoría de las cuales se refieren de manera general al sector minero energético del país. Sin embargo, en su Artículo 14 establece funciones entre las cuales se encuentra “elaborar los planes indicativos de abastecimiento de hidrocarburos con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y proponer estrategias para satisfacer los requerimientos de la población”.

1.9.4 Agencia Nacional de Hidrocarburos

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía se creó mediante el Decreto 1760 de 2003. En 2011, a través del Decreto 4137 se reestructura su naturaleza jurídica y se convierte en Agencia Estatal del sector descentralizado ratificada en el Decreto 714 de 2012, con el propósito de responder a las nuevas condiciones del mercado y a las necesidades y potencialidades del país. En estas normas se establece que su objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de dichos recursos y contribuir a la seguridad energética nacional.

Posteriormente el Decreto 1617 de 2013 señaló que la responsabilidad del abastecimiento es una Política de Estado la cual en el caso colombiano está en cabeza del Ministerio de Minas y Energía como órgano rector de la política energética nacional.

1.9.5 Entidades Vinculadas

Las instituciones vinculadas esencialmente desarrollan funciones administrativas, como la prestación de servicios públicos o la realización de actividades industriales o comerciales con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio. Estas instituciones se enfrentan con particulares en el mercado del sector minero energético y tienen competencias que han sido trasladadas por el ordenamiento jurídico.

Los organismos vinculados apoyan a la administración pública en la realización de las funciones y actividades administrativas, comerciales e industriales necesarias para el cumplimiento de los objetivos del sector.

2. Entorno del sector de hidrocarburos

2.1. Transporte

Por la posición geográfica de Colombia, la infraestructura portuaria dispone de terminales para el movimiento de hidrocarburos en los puertos marítimos de Tumaco, Buenaventura en el Pacífico, Coveñas, Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Puerto Bolívar y San Andrés en el Caribe. De estos, Tumaco y Coveñas se consolidaron como especialistas en el embarque de

crudo y para recibo de productos refinados desde el exterior. La Gráfica 2 1 muestra los principales puertos colombianos.

Los puertos sobre el Caribe cuentan con gran conectividad permitiendo vínculos con el resto del mundo, con conexión directa a regiones exportadoras de derivados del petróleo, biocombustibles y crudo. Coveñas es el principal puerto de movimiento de hidrocarburos en Colombia, en tanto el terminal petrolero de Cartagena básicamente realiza operaciones de cargue y descargue de productos refinados y en menor proporción de crudos. El terminal de Pozos Colorados en Santa Marta recibe del mercado internacional combustibles líquidos y naftas que luego son transportados vía poliducto y carrotanque al interior del país, mientras que por Puerto Bolívar en Guajira se reciben productos refinados para la operación del Complejo Cerrejón.

Sobre el Pacífico está el puerto de Buenaventura, que maneja el mayor volumen de carga del país, de cara al mercado asiático y equidistante de las principales rutas marítimas actuales. Dispone de un terminal para el recibo de productos refinados que atienden parte de la demanda del sur occidente colombiano. En Tumaco está un segundo puerto sobre el Pacífico destinado a la exportación de crudo y que también contiene instalaciones para el recibo de productos derivados.

Específicamente, el Ministerio de Transporte, en conjunto con Cormagdalena, planteó la necesidad recuperar la navegabilidad del río Magdalena, a fin de potenciar la intermodalidad en la red logística, posibilitar la reducción de costos y tiempos de transporte de mercancías, principalmente. Dicha recuperación debe superar las restricciones físicas, como la reducción del calado, las altas tasas de sedimentación, la fluctuación de los niveles y las orillas inestables en algunas secciones que generan disminución de la sección hidráulica efectiva.

El sistema fluvial colombiano comprende los subsistemas del río Magdalena, el río Orinoco y en los ríos Amazonas, Putumayo y Caquetá. Para el transporte de hidrocarburos, el subsistema de mayor importancia es el río Magdalena que ha servido como medio de tránsito para la entrada y salida de crudo y productos refinados entre Barrancabermeja y Cartagena, vía canal del Dique, lo mismo que en Barranquilla sobre Bocas de Ceniza. Históricamente, en la parte baja del río, entre Barranquilla y Gamarra, ha sido posible la navegación durante todo el año, aún en épocas de sequía, para navíos de cinco pies de tamaño o menos.

La variabilidad en el régimen de lluvias, ocasionada por eventos como el fenómeno de El Niño, se es la principal dificultad de la oferta hídrica, reduciendo el nivel del río y limitando la navegabilidad entre Barrancabermeja y Gamarra. Para resolver las dificultades asociadas con el desempeño del río Magdalena, el Gobierno Nacional está trabajando en una APP (Asociación Público-Privada), que espera que hacia 2025 el río esté en capacidad de mantener su navegabilidad entre Puerto Salgar y Barranquilla, permitiendo un flujo confiable para el transporte de crudo y los derivados del petróleo. Esto es de utilidad en el mercado local y desde los mercados internacionales hasta el interior del país, proporcionando flexibilidad logística para atender los requerimientos de las refinerías y de la demanda por parte de los usuarios del servicio.

Luego de la modernización de infraestructura para el uso de los sistemas fluviales distintos al Magdalena, algunas regiones del oriente colombiano reciben combustibles por este modo de transporte, como es el caso de Amazonas, Vichada y Guainía.

Transporte Férreo: fue un modo representativo para la movilización de carga y hoy básicamente transporta productos provenientes del desarrollo minero. La red existente está compuesta de una línea que une a Bogotá con Santa Marta y dos ramales pequeños que llegan a Boyacá. Una segunda línea que une las ciudades de Buenaventura con Cali y una tercera entre Puerto Bolívar y Cerrejón que evacua el carbón producido en este último complejo minero y cuyo uso es exclusivo.

Actualmente, por el sistema ferroviario no se transportan hidrocarburos, pero con obras de rehabilitación en la infraestructura existente previstas en el corto plazo, se espera mejorar y conectar nuevas localidades y así facilitar el transporte multimodal y posibilitar su uso como medio para la movilización de crudo y de algunos productos refinados particularmente diluyentes desde el Caribe hacia interior del país. Adicionalmente, la reactivación del corredor férreo más grande del país permite suponer que el transporte de mercancías podrá mejorar en

eficiencia y costos en un periodo breve, con lo cual los hidrocarburos que entran y salen del país podrían contar con nuevas opciones para su movimiento y presuntamente aumentando la competitividad del país.

Transporte Terrestre: es la actividad de logística de mayor uso y es el único que puede entregar mercancía directamente a su punto de destino en la mayoría de los casos. Este modo de transporte tiene la capacidad de adaptarse con facilidad a los cambios en las operaciones, facilitando la posibilidad de soluciones alternativas según la situación presentada. Para distancias cortas y por su simplicidad operativa y flexibilidad es uno de los más usados; también en algunas ocasiones es usado debido a las limitaciones de los sistemas de transporte por poliducto. Sus costos pueden incrementarse en la medida en que las condiciones de las vías se deterioran. Dados los niveles de emisión de las flotas, actualmente es uno de los modos más contaminantes y moviliza combustibles entre grandes centros de acopio y los mercados vía estaciones de servicio, donde se entrega el producto a usuario final. Su uso es común para transporte de crudo y refinados cuando los volúmenes son pequeños y no es factible otro modo de transporte, ya sea por razones técnicas, financieras, ambientales u orográficas. Su desarrollo implica el cumplimiento de una normatividad especial por tratarse del movimiento de mercancías peligrosas y en especial cuando el tránsito se hace al interior de las ciudades.

Teniendo en cuenta que en Colombia muchos de los campos productores de petróleo no están conectados por ducto con los nodos de almacenamiento, su desplazamiento hacia centros de refinación, exportación o nodo de agregación se realiza por modo terrestre. Por este medio también se desplaza diluyente desde Cartagena hacia interior del país y entre los distintos terminales de transporte por ducto cuando su capacidad lo permite. Así mismo, el transporte de los combustibles entre las plantas de abastecimiento y las estaciones de servicio o grandes consumidores se realiza principalmente vía camiones tanque.

Transporte por Ductos o Tuberías: Es un modo de transporte especializado para la conducción de gases y líquidos a grandes distancias, dada su alta confiabilidad, baja influencia a las condiciones ambientales, posibilidad de transportar de manera segura, rápida, económica, simultánea e ininterrumpida altos volúmenes de productos refinados con distintas características fisicoquímicas sin que se contaminen.

Este modo de transporte ofrece relativa seguridad en el traslado y manipulación de productos como los hidrocarburos, que son catalogados como sustancias peligrosas, las cuales exigen condiciones y operaciones particulares durante el desplazamiento.

Por ser un sistema de flujo continuo con propulsión estacionaria, tiene un bajo consumo de energía que permite costos bajos de operación elemento importante en el movimiento de económico e industrial y es una solución efectiva a las preocupaciones actuales para mejorar la eficiencia energética. Sin embargo, los costos de inversión son altos y requieren de unos

volúmenes mínimos relativamente altos de demanda para que su construcción sea viable. En Colombia el transporte de crudo, gas y derivados de petróleo por tubería se ha realizado tradicionalmente desde campos de producción hasta centros de transformación, puertos de exportación o a grandes centros de consumo, recorriendo pequeñas y grandes distancias. Teniendo en cuenta la conformación actual de la red de cada uno de los tipos de ductos. Por tratarse del medio tradicionalmente empleado como solución para el transporte de hidrocarburos, se presenta el análisis de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.

Tabla 2-1 Características del sistema de oleoductos

Oleoducto	Diámetro Pulgadas	Longitud km	Estación Inicial	Estación Final	Capacidad Nominal kBPD
Oleoducto Coveñas - Cartagena	18	123	Coveñas	Cartagena	139
Oleoducto Galán - Ayacucho 18"	18	185.93	Galán	Ayacucho	80
Oleoducto Galán - Ayacucho 14"	14	188,69	Galán	Ayacucho	45
Oleoducto Ayacucho - Coveñas 16"	12/16	280.52	Ayacucho	Coveñas	67
Oleoducto Ayacucho - Galán 8"	8	190.54	Ayacucho	Casa Bombas	20
Segmento Caño Limón - Banadía	18	78.46	Caño Limón	Banadía	250
Segmento Banadía - Ayacucho	18 / 20 / 24	392.64	Banadía	Ayacucho	220
Segmento Ayacucho - Coveñas	24	299.46	Ayacucho	Coveñas	220
Oleoducto Vasconia - GRB	12 / 20	171.56	Vasconia	Casa Bombas	195
Oleoducto Yaguara - Tenay	8	68.22	Yaguará	Tenay	22
Apiay - Monterrey 20" / 30"	20 / 30	120	Apiay	Monterrey	316
Oleoducto Monterrey - Altos de Porvenir	20	7.50	Monterrey	Altos del Porvenir	455
Monterrey - Porvenir 12"	12"	4.16			70.0
Descargadero CTK'S					
Monterrey - Araguaney a Bicentenario	14 / 12	100.95	Monterrey	Araguaney	59
Santiago - El Porvenir 10"	10	78.20	Santiago	El Porvenir	27
Oleoducto Orito - Tumaco	10 / 14 / 18	306.93	Orito	Tumaco	50
Oleoducto San Miguel - Orito	12	71.67	San Miguel	Orito	30
Oleoducto Churuyaco - Orito	6 / 5 / 8	17.79	Churuyaco	Orito	8.0
Oleoducto Mansoya - Orito	6"	73.42	Mansoyá	Orito	22.0

Fuente: CENIT

La Tabla 2 1, presenta la descripción del sistema de oleoductos. Aunque la red nacional de oleoductos es mayor a la contenida en esta tabla, su simplificación fue necesaria para efectos del análisis, teniendo en cuenta que los segmentos aquí reseñados se conectan con los centros de acopio del crudo y los demás sistemas corresponden a líneas de transferencia del esquema operativo de los campos de producción. En todo caso, para efectos de transporte se incluyó la totalidad de la oferta nacional de crudo.

Gráfica 2-2 Mapa de transporte de oleoductos y poliductos



Fuente: CENIT

El desarrollo de la infraestructura de transporte de crudo sigue la lógica normal entre hallazgos, requerimientos de las refinerías actuales y la disponibilidad de excedentes para el mercado de exportación. La red nacional de oleoductos tiene como punto de convergencia la estación de Vasconia, en el centro del país, donde existe la posibilidad de desviar el producto hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto Coveñas para su exportación.

Los oleoductos se clasifican en: i) tuberías de recolección localizadas en campos de producción y conducen el crudo a puntos de almacenamiento para operaciones de medición, fiscalización y bombeo a oleoductos principales y ii) tuberías de transporte que llevan el crudo desde sitios de acopio a centros de refinación o puertos de exportación, denominados de oleoductos troncales. También existen las llamadas líneas de transferencia o líneas de recolección, que transportan el crudo dentro del campo de producción, entre boca de pozo y las instalaciones de tratamiento o de fiscalización.

Para transportar los derivados del petróleo, el país cuenta con una extensa red para el abastecimiento de los principales centros de consumo, que incluye ductos para gasolinas, ACPM, GLP y Nafta.

En el transporte de refinados, las redes mueven simultáneamente dos o más productos diferentes, con separación física entre los diferentes productos los cuales se transportan bajo la modalidad de “baches”. En la actualidad la separación entre productos se efectúa con la denominada cuña, cuyas calidades son compatibles con los productos adyacentes, lo que permite distribuir dicha cuña en los tanques de recibo de los productos. Si por alguna razón ocurre mezcla de productos generando interfaz en las instalaciones de recibo, este frente de contaminación se direcciona hacia tanques dedicados para su manejo y se segrega, mezclándose con aquellos productos que, dadas sus especificaciones, pueden asimilarlo sin riesgo de alterar su calidad.

El sistema de poliductos en Colombia casi en su totalidad es propiedad de la empresa Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, subsidiaria de ECOPETROL S.A, y consiste en una red radial conectada desde la estación de Pozos Colorados, con varias estaciones finales, como Buenaventura, Neiva y Puente Aranda. Solo una línea es de terceros y moviliza productos refinados entre Medellín y Rionegro.

2.2. Refinación

En la actualidad, Colombia dispone de dos grandes refinerías propiedad de ECOPETROL S.A y refinerías pequeñas en distintas localizaciones del país, que para efectos de esta evaluación no son consideradas por cuanto los productos obtenidos no cumplen en su mayoría especificaciones de calidad para su uso en el transporte. El compromiso de la refinación nacional de petróleo es el suministro de combustibles líquidos que requiere la sociedad para su desarrollo, en el marco de una política en materia de preservación del medio ambiente y una mayor eficiencia económica.



Refinería de Barrancabermeja:

Localizada en el interior del país, es la de mayor capacidad de transformación de crudo y petroquímica, cuenta con un volumen de carga nominal de 250,000 barriles día (kBPD), constituyéndose en la principal fuente de producción interna de combustibles líquidos, abasteciendo cerca del 59.6% de la demanda nacional. Está configurada para procesar crudos livianos y ligeros con un nivel de conversión medio, es decir, que la actual tecnología permite una transformación del crudo en productos livianos cercana al 76%.

Esta condición genera una restricción para el procesamiento de crudos pesados (los de mayor producción en el país), por lo que no es posible obtener la máxima cantidad de combustible y de otros productos de mayor valor agregado, que tienen una cotización por encima del precio de referencia del barril de crudo. Se estima que el 20% de los productos refinados son pesados, en tanto que una mayor conversión permitiría reducirlos a un nivel de entre el 3% y el 5%.

La ausencia de una unidad de conversión profunda para procesar y eliminar fondos del barril, así como la falta de unidades de proceso especializadas que utilicen como materia prima los fondos, unido al hecho de que la disponibilidad de crudos de origen nacional que alimentan las refinerías es principalmente petróleo pesado (cuya composición es compleja), no es factible un aprovechamiento eficiente de la capacidad de carga de la refinería, afectando con ello su economía con márgenes reducidos por menor producción de compuestos de alto valor. Hoy este complejo produce el 60.3% de la gasolina requerida 57.8% del diésel y 64% de la demanda nacional de Jet, así como el 70% de los productos petroquímicos, supliendo parcialmente las necesidades de combustibles en el interior del país. Para balancear esta demanda es necesaria la internación de productos desde Cartagena y la importación del producto faltante. En los últimos años se han invertido recursos para la modernización de algunas plantas ya obsoletas, permitiendo incrementar la capacidad de tratamiento y la calidad de los productos obtenidos, haciendo posible la producción de compuestos con las especificaciones de calidad exigidas por las autoridades. Este mejoramiento permite que de cada barril de crudo procesado, se transforme en gasolina el 32.4%, en ACPM 32.9%, en Jet o combustible para aviación el 9.9% y en otros productos entre los cuales se encuentra el combustóleo el 24.8%. Durante el año 2019, el desempeño de este complejo de refinación mejoró al incrementar el rendimiento de los destilados medios por mejoras operativas, y el margen de refinación disminuyó en un 10.1% con respecto a 2018, debido a un mayor costo de los crudos cargados a la refinería. De acuerdo con información de Ecopetrol S.A., los rendimientos típicos a mediados de 2021 de la refinería son 1% para GLP, 24% para gasolinas, 9% para Jet y 29% para diésel.

También se presentó una disminución de la carga promedio a la refinería frente a 2018, procesando 218.6 mil barriles por día, consecuencia directa de la menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios, que permitió mejorar el rendimiento volumétrico. Durante 2020 ante la caída de la demanda a causa de las restricciones a la movilidad, la refinería trabajó en sus mínimos operativos, incluso por debajo de 218 kbpd.



Refinería de Cartagena:

Esta refinería es la segunda de Colombia en términos de capacidad, disponiendo de infraestructura y facilidades portuarias para el cargue y descargue de productos que entran o salen del país. Luego de su ampliación y actualización tecnológica aumentó su capacidad de procesamiento de 80 a 165 mil barriles día y una configuración superior al 95.

REFICAR permite el procesamiento de crudos pesados con alto contenido de azufre y la obtención de mayor cantidad de fracciones livianas a partir del mismo crudo, consecuente con la evolución mundial del mercado de crudo cada vez más pesados, mientras que la demanda se mueve hacia el uso de combustibles con menos fracciones contaminantes, acorde con las exigencias internacionales en esta materia.

Con respecto a la calidad de los combustibles, la Resolución 40103 de 2021 estableció como límites máximos del contenido de azufre 50 ppm para la gasolina y 20 ppm para el ACPM, y una senda de reducción a 10 ppm para 2030. Igualmente se genera un mayor margen al pasar de 6 a 20 dólares por barril. La entrada en funcionamiento permitió reducir las necesidades de importación de gasolina y ACPM y generó un mejoramiento de la balanza comercial por la exportación de otros productos que vienen apalancando la economía nacional.

La refinería de Cartagena procesó en promedio 155 mil BPD durante 2019, alcanzando la máxima carga en el periodo de operación de este nuevo complejo, lo que posibilitó un factor de utilización superior al 94%, contribuyendo a mejorar la oferta nacional de combustibles. El margen de refinación disminuyó en un 16.3% con respecto a 2018, principalmente por un mayor costo de los crudos cargados a la refinería, pese al incremento en la proporción de crudos nacionales en la carga. Durante el primer semestre de 2021 la carga fue de aproximadamente 150 mil BPD y como rendimientos típicos se tiene 1% de GLP, 19% de gasolina, 7% de Jet y un 52% para diésel.



Otras Plantas:

Las refinerías de Apiay, Orito e Hidrocasanare son pequeños complejos de procesamiento y refinan en total 15.3 kBPD, produciendo asfalto, ACPM, GLP, nafta y destilados medios. Las dos primeras plantas son de propiedad de ECOPETROL S.A y la tercera de un grupo inversionista y posee menor cantidad de procesos que las dos primeras.

Actualmente, la capacidad nacional de producción de derivados excede en volumen a la demanda en algunos productos. Sin embargo, a nivel de productos se requiere la importación de gasolina de alto octanaje (para mezclas con el propósito de abastecer la demanda y mejoramiento de la calidad para cumplir con la normatividad colombiana), de ACPM¹ y Jet. Solo así es posible satisfacer la demanda de combustibles y sus especificaciones de calidad.

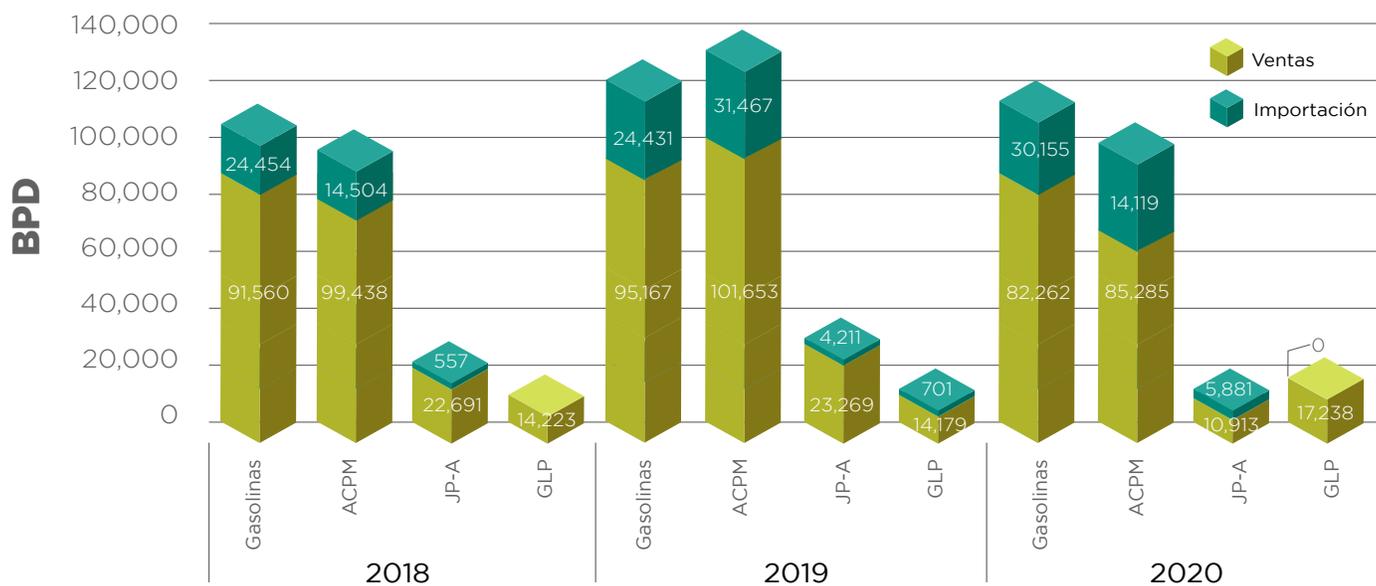
Durante 2019 se presentó un incremento en la producción de derivados frente a lo ocurrido en 2018, como consecuencia de la operación de la refinería de Cartagena, elevando la producción de gasolinas, ACPM y Jet. También la refinería de Barrancabermeja incrementó su producción, ante la optimización de las operaciones asociadas a refinados de mayor valor agregado. Durante 2020 la producción disminuyó en respuesta a la caída de la demanda por efectos de la pandemia, y durante lo corrido de 2021 la producción se ha ido recuperando incluso a niveles por encima de 2019.

La demanda de derivados de petróleo, particularmente de ACPM, aumentó en el país durante el año 2019 frente a lo ocurrido en 2018. Entre otros factores, esto se debió al resultado de la actividad económica, lo que exigió la importación de este producto para atender la demanda nacional, pues la oferta nacional es insuficiente para mantener el equilibrio. D 2020 la demanda de combustibles se vio reducida por efectos de la pandemia, el consumo de diésel disminuyó un 17% con respecto a 2019, la gasolina corriente un 14% y el jet, que fue el mas afectado, disminuyó un 55%. Durante el 2021 la demanda se ha recuperado incluso por niveles por encima del consumo del 2019 para el caso de la gasolina, el jet todavía no se recupera totalmente ya que se encuentra en un 22% por debajo del 2019 (Detalles en Anexo 4).

Teniendo en cuenta el bajo grado de aprovechamiento de las fracciones pesadas en la refinería de Barrancabermeja y la falta de plantas especializadas, existe cierto grado de restricción para producir combustibles que cumplan estándares ambientales que se adapten a las expectativas de mercado previstas a medio y largo plazo. En consecuencia, hoy requieren mezclas con producto importado para cubrir faltantes y adecuarse a la normatividad establecida en materia ambiental, lo que también significa menor rentabilidad en la operación de la refinería. La Gráfica 2 3 registra las ventas de los principales refinados procedentes de la refinería de Barrancabermeja y las cantidades importadas de dichos productos para cubrir la demanda asociada con esta refinería.

¹Para la atención de la demanda nacional, en el país se importa y exporta diésel por razones técnicas y económicas

Gráfica 2-3 Oferta de combustibles refinería de Barrancabermeja



Fuente: ECOPETROL S.A

El desempeño indica menores requerimientos de ACPM (diésel) importado frente a gasolina, debido a la necesidad de entregar al país gasolina en especificaciones de calidad, lo cual exige adquirir en el mercado externo este combustible con bajo contenido de azufre para que, al mezclarlo con el producto nacional, disminuya su proporción y se alcancen las 300 ppm que dicta la norma. El caso del Jet, los volúmenes importados vienen en ascenso, en tanto que en GLP la situación es particular, por el aporte de este producto de los campos de producción petrolera.

En 2019, si bien las necesidades de importar combustibles se mantuvieron, los volúmenes fueron menores en el caso de ACPM en razón al mejoramiento de la operación de la refinería de Cartagena, que permitió un mayor suministro. En el caso de gasolina, JP-A y otros compuestos petroquímicos requeridos para el normal funcionamiento de la industria manufacturera, no ocurrió similar situación. Las ventas nacionales crecieron por cuenta de mayor eficiencia de las operaciones en este complejo de refinación.

Para 2020, las condiciones de oferta mantuvieron la misma estructura, a pesar de la disminución en los niveles como consecuencia de la pandemia. Por tratarse de un año con un comportamiento atípico en la mayoría de los meses, para efectos del análisis de mediano y largo plazo se espera contar con mayor información sobre la recuperación de condiciones de normalidad para poder determinar si hay efectos de largo plazo derivados de este periodo. En el caso de la refinería de Cartagena la producción de gasolina y ACPM creció, mientras que el Jet y el GLP, que también aumentaron, mantuvieron una menor proporción entre 2018 y 2019. Las ventas incluyen las exportaciones realizadas, independientemente de que su destino sea el mercado nacional o el mercado externo. Aún con los resultados en la oferta de la refinería de Cartagena, no fue suficiente y el país requirió de importaciones, de ACPM, gasoli-

na y Jet. Durante el año 2020, la producción de diésel disminuyó un 10% con respecto al 2019, las gasolinas un 23% y el jet un 13%.

2.3. Biocombustibles

A continuación, se presenta un resumen de la oferta de biocombustibles en Colombia.

Oferta de Etanol:

La oferta actual de alcohol carburante proviene de siete plantas de procesamiento cuya materia prima es caña de azúcar; suman una capacidad nominal de 12,410 barriles-día que equivalen a 1.65.000 litros por día. La Tabla 2 registra el aporte de cada una de las plantas existentes. Por razones técnicas, climáticas, entre otras, la operación de las plantas no ha superado el 60% de su capacidad, con lo cual, la oferta es inferior a la capacidad instalada.

Tabla 2-2 Plantas Productoras de Alcohol Carburante

Capacidad Instalada

Ingenio	Molienda Caña de Azúcar (Ton/día)	Producción Etanol l/día	Estación Producción Etanol BPD
Incauca (Cauca)	14,000	350,000	2,205
Riopaila-Castilla (Valle del Cauca)	9,333	400,000	2,520
Risaralda (Risaralda)	5,000	100,000	630
Providencia (Valle del Cauca)	7,000	300,000	1,890
Mayagüez (Valle del Cauca)	5,833	250,000	1,575
Manuelita (Valle del Cauca)	5,833	250,000	1,575

Fuente: Federación de Biocombustibles

La mayoría de las plantas se ubican en el Valle del Cauca y Cauca y contribuyen con el 70% de la oferta nacional, mientras que el restante 30% provee la planta localizada en el Departamento del de Risaralda. Según información de SICOM, durante el 2019 se consumieron 11,744 barriles día de etanol, volumen superior un 19.2% frente a 2018 manteniendo una mezcla 90-10.

Desde el 2016, se importó alcohol carburante proveniente principalmente de la producción a partir de maíz en los Estados Unidos, que representan cerca del 20% de la oferta nacional. Dichas importaciones han sido necesarias debido al comportamiento cíclico de los cultivos de caña de azúcar, los cuales por razón de estacionalidad no permiten mantener un suministro continuo, aunque la oferta nacional ha aumentado gradualmente.



Oferta de Biodiesel

Con corte a 2020 la capacidad de producción de biodiesel de palma en el país es de 13,000 barriles por día, que equivalen a cerca de 858,000 toneladas por año, distribuida en 11 plantas ubicadas en la Costa Atlántica y centro del país. La producción total de biodiesel ha permitido suministrar una mezcla (90-10) en casi todo el territorio nacional y de acuerdo con la información de SICOM el consumo durante 2018 fue de 10,631 barriles día, un incremento importante con respecto a 2017. Es de anotar que el ACPM importado para el sector industrial (minería) no se mezcla con biodiesel, esto solo aplica desde 2020.

Tabla 2-3 Plantas Productoras de Biodiesel

Planta	Capacidad Instalada	
	Ton/ año	BBL/día
Biocombustibles Sostenibles del Caribe, Santa Marta	140,000	2,123
Oleoflores, Codazzi	70,000	1,062
Romil de la Costa, Barranquilla	0	0
Biodiesel de la Costa, Galapa	0	0
Odín Energy, Santa Marta	35,000	531
Oriental, Facatativá	216,000	3,276
Ecodiesel Colombia S.A., Barrancabermeja	130,000	1,972
Aceites Manuelita, San Carlos de Guaroa	115,200	1,747
La Paz, San Carlos de Guaroa	70,000	1,062
ALPO, Barrancabermeja	12,000	182
BioCosta, Santa Marta	70,000	1,062

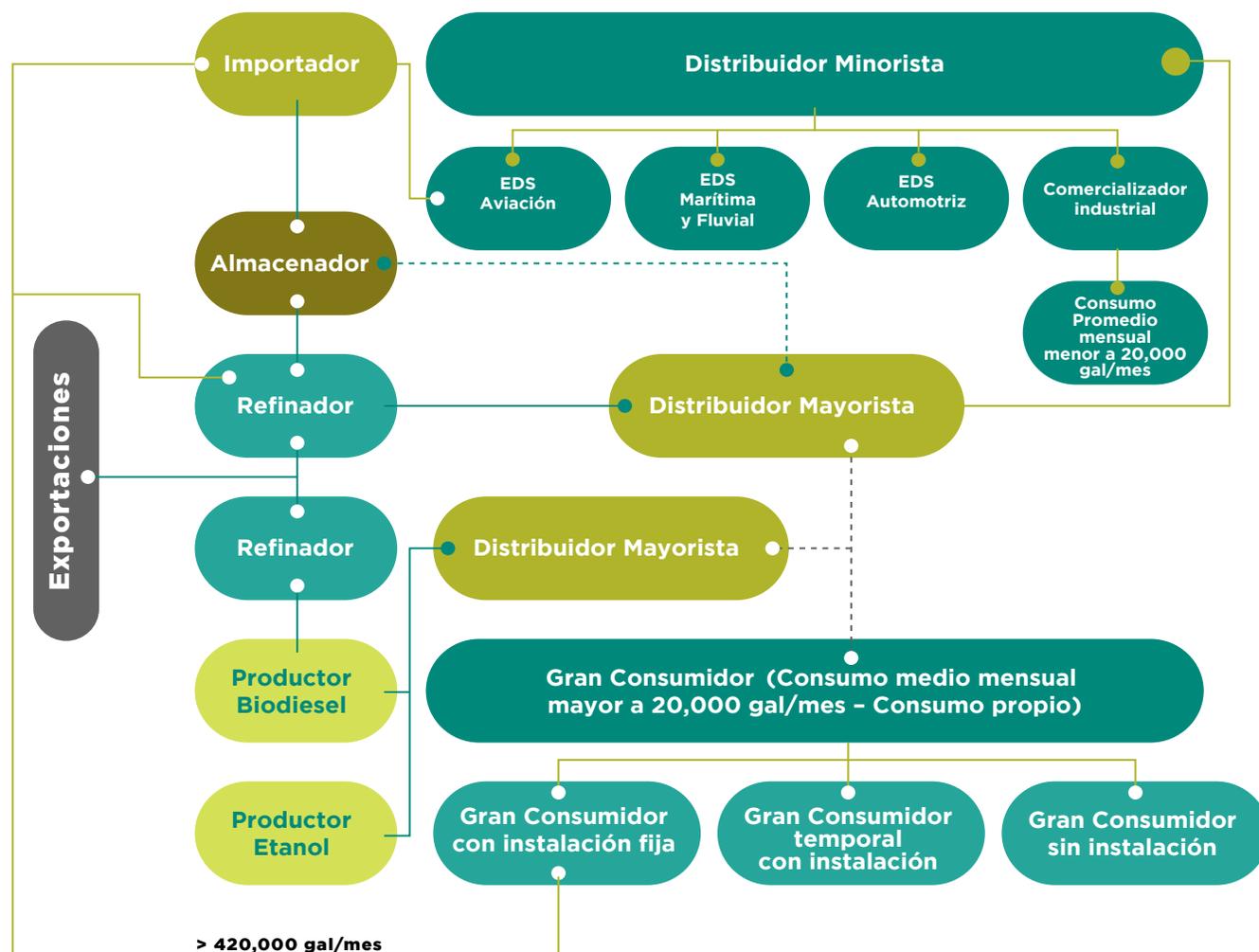
Fuente: Federación de Biocombustibles 2021.

2.4. La comercialización de combustibles

La siguiente imagen presenta de manera esquemática el modelo operativo de la cadena de comercialización de combustibles líquidos en Colombia, donde se ilustran las interrelaciones existentes entre cada uno de los agentes que la conforman. Tal interacción entre agentes está establecida en la normatividad. Los consumidores finales no se constituyen en un agente de la cadena, pero son los receptores de los servicios y solo pueden adquirir los combustibles a los distribuidores minoristas vía estación de servicio hasta ciertos volúmenes, con lo cual la regulación determina cómo se deben realizar las transacciones del mercado de combustibles. La dinámica de comercialización de combustibles indica que durante 2020 el ACPM más el

biodiésel y las gasolinas con sus respectivas mezclas fueron las fuentes de mayor consumo y en conjunto sumaron algo más del 85% del total. Esto conserva la participación relativa de los últimos tres años, donde el ACPM ha representado el 43% y las gasolinas el 40%; en el caso del Jet, que alcanzó el 5.76%, hubo una disminución con respecto a 2019 debido a las restricciones de transporte aéreo durante la crisis sanitaria. En total se demandaron 265,795 barriles por día de productos refinados, representando un disminución de 18% con respecto a 2019.

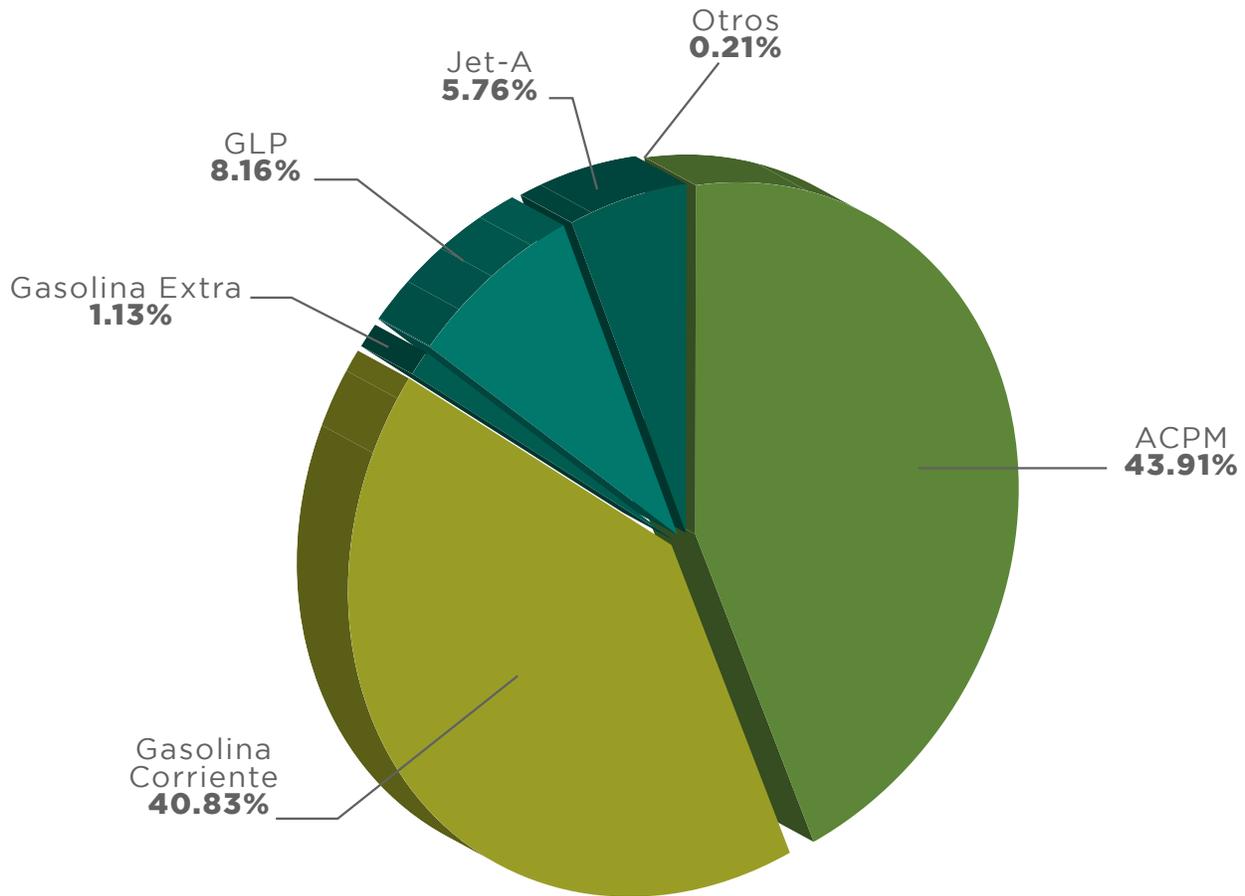
Gráfica 2-4 Interacciones de la comercialización de combustibles líquidos en Colombia



Fuente: UPME.

El ACPM incluye tanto el combustible para uso final en el transporte terrestre como los volúmenes consumidos de diésel marino (transporte marítimo o fluvial) y electrocombustible (fuente para generación de electricidad en las Zonas No interconectadas), mientras que el volumen total de gasolina hace referencia a la corriente y la extra, La Gráfica 2 5, registra la participación de consumo por tipo de producto, alcanzada durante el año 2020, la gasolina y el ACPM incluyen la mezcla con biocombustibles y los volúmenes importados.

Gráfica 2-5 Consumo de combustibles líquidos en 2020



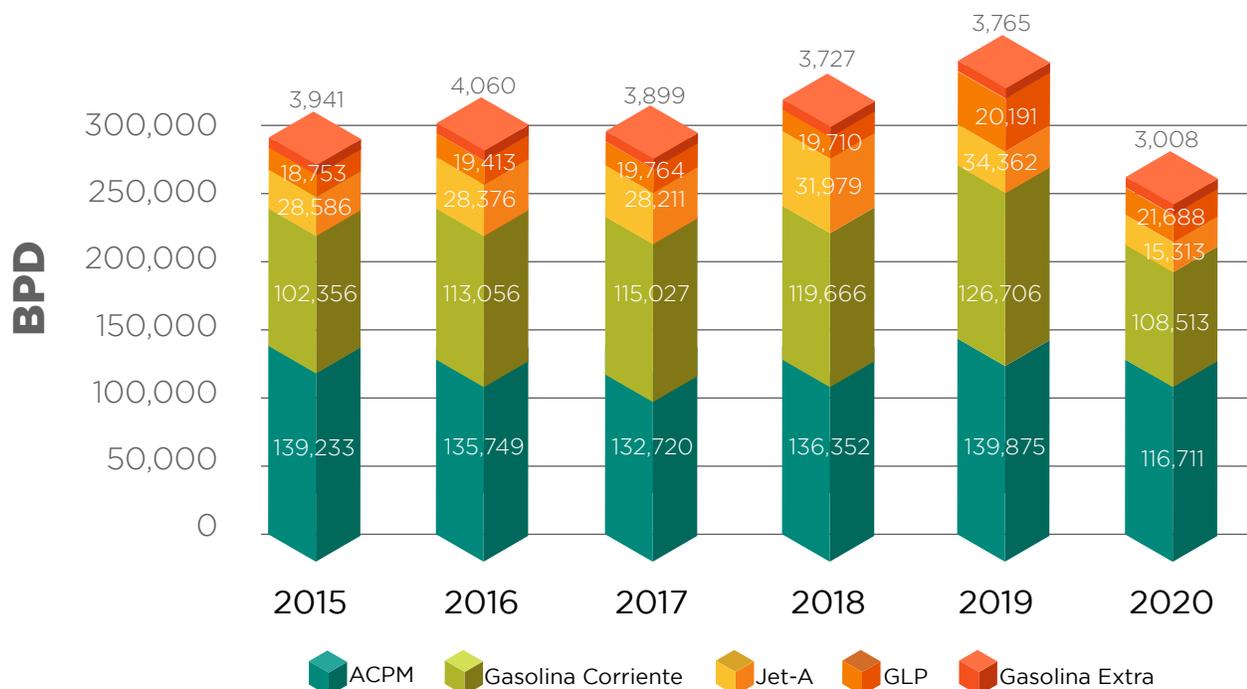
Fuente: SICOM, SUI

La tasa de crecimiento en el consumo de gasolina venía aumentando en forma sostenida desde 2013 hasta 2019, con una tasa media anual es de 6.8%, con aumento significativo del consumo del sector transporte en casi todo el territorio nacional, especialmente en los antiguos Territorios Nacionales, salvo San Andrés y Providencia. La evolución de consumo en ACPM es moderada, con una tasa de crecimiento medio interanual de 0.7% antes de 2020. En el caso del combustible para aviación -Jet, la demanda aumentó en los últimos años (previos a la pandemia), como resultado de una mayor movilidad tanto de mercancías como de pasajeros, con una tasa de crecimiento promedio año de 4.8% hasta 2019.

En el caso de gasolina, ACPM y Jet el balance nacional es deficitario particularmente en gasolina que se viene incrementando gradualmente, no solo por abastecimiento, sino por calidad del producto nacional. Aun cuando las refinerías colombianas lograron mejor desempeño frente al 2018, la mayor demanda de productos refinados está exigiendo la adquisición de los estos en el mercado externo, incluyendo alcohol para la mezcla con gasolina. La Gráfica

2.6 se presenta el consumo de los principales combustibles en los últimos años. El comportamiento de la demanda durante la crisis sanitaria, durante la cual el consumo disminuyó a menos de la mitad del volumen consumido en 2019, es completamente atípica, con una disminución marcada desde marzo de 2020. Aunque a partir del tercer trimestre se ha observado una relativa recuperación, el acumulado del año mantuvo un cambio de nivel por debajo de la serie histórica.

Gráfica 2-6 Evolución del consumo de combustibles líquidos



Fuente: SICOM, SUI

En GLP también se observa una tendencia a la recuperación (pre-COVID), asociada con la aplicación de subsidios al consumo en cilindros de estratos 1 y 2, focalizados en algunos territorios del país: antes de 2020 tuvo una media interanual del 2%. En 2020, el consumo de GLP aumentó, presuntamente como resultado del incremento en el consumo residencial existente y la adición de nuevos usuarios en el contexto de la crisis sanitaria.

2.5. Coyuntura de la distribución de combustibles - segundo trimestre 2021

Durante el segundo trimestre de 2021, los eventos asociados directa e indirectamente al paro nacional generaron interrupciones en la cadena de distribución en distintos eslabones. Sin embargo, las afectaciones en la distribución minorista pusieron en evidencia las dificultades de puntos geográficos cuyo abastecimiento está sujeto a factores logísticos de difícil gestión,

que representan un riesgo inminente para la confiabilidad del servicio. A continuación, se hace un recuento de los principales focos de alerta durante este periodo, de acuerdo con lo reportado por el MME.

En el suroccidente del país hubo problemas de abastecimiento en los departamentos de Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Putumayo. En el Valle del Cauca, las plantas de Mulaló y de Yumbo tienen la función de abastecer la demanda directamente a Cali y la zona industrial, Buga, Buenaventura y Palmira, incluyendo el aeropuerto. Durante los bloqueos de las vías, no fue posible entregar los productos desde las plantas de Yumbo hasta las 157 estaciones de servicio a través de carro-tanques, cuya demanda diaria es de casi 250 mil galones de gasolina, 68 mil galones de diésel y 42 galones de Jet. En Cauca y Nariño los bloqueos de las vías hicieron necesaria la búsqueda de fuentes alternas de abastecimiento. A través del puerto de Tumaco se entregó combustible desde Buenaventura y Cartagena. Adicionalmente, se importó desde Ecuador (Ipiales) con el fin de mantener al abastecimiento de la demanda de estos departamentos, que agrupan más de 700 estaciones de servicio y consumen diariamente más de 180 mil galones de diésel y 250 mil galones de gasolina.

En el departamento de Putumayo, las movilizaciones y los bloqueos limitaron el acceso desde la planta de Neiva hasta Puerto Asís, ante lo cual se optó por llevar los combustibles de Neiva a Mocoa (pasando por Popayán) y luego a Puerto Asís. Dada la complejidad logística, la demanda de aproximadamente 23 mil galones de diésel y 70 mil galones de gasolina al día se vio afectada directamente. La posibilidad de importación desde Perú requiere unos tiempos mucho más largos que los disponibles con el almacenamiento existente.

En general, para el sur del país, la salida de Neiva es fundamental para el suministro de los demás municipios, incluyendo también aquellos en el departamento de Caquetá. La limitada cantidad de vías y las condiciones de las mismas genera que, ante bloqueos, el abastecimiento se ponga en riesgo en cortos plazos.

Con respecto al centro del país, Bogotá tiene una planta al interior de la ciudad y dos plantas aledañas que permitieron mantener la continuidad en el suministro. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estas plantas son fuente de suministro para otros departamentos en los llanos orientales, cuyas plantas no interconectadas dependen de las vías de salida alrededor de Bogotá.

Boyacá se abastece principalmente de las plantas del área de Bogotá, aunque también tiene posibilidades de abastecerse desde Chimitá. En la medida en que uno de estos corredores se encuentre habilitado, es posible suministrar productos al departamento. Los inventarios durante el periodo se redujeron, pero lograron mantener la continuidad del servicio.

En el departamento de Santander, la planta de Chimitá garantiza el suministro para Bucaramanga, pero no necesariamente para los demás municipios. De nuevo, las vías de acceso son limitadas, lo que pone en riesgo la prestación del servicio. En el caso de Barrancabermeja, la

movilidad de carrotanques de la refinería (y del área circundante) permite garantizar el flujo de azufre, asfalto y fuel oil, que son fundamentales para la continuidad de los niveles de carga de la refinería.

Otros elementos, como el acceso a REFICAR, a los pozos de gas en Cusiana y Cupiagua y la entrega de crudo en Vasconia se vieron en riesgo durante el paro. Muchas de las soluciones halladas por el MME para mantener la continuidad requirieron gestión directa con los entes locales e indicaron falencias en la robustez del sistema que deben ser incorporadas al análisis.

Desde el punto de vista estratégico, plantear soluciones a coyunturas como las descritas requiere considerar (i) los costos directos de los proyectos (obra, gestión social, gestión ambiental); (ii) los elementos indirectos derivados de cada solución (en otros sectores como transporte, alimentos) y (iii) consideraciones en términos de gestión del Estado y de sus funciones de seguridad y confiabilidad a nivel más agregado. No todas estas consideraciones son fácilmente cuantificables. En ocasiones se trata de eventos no observados y para los cuales no hay información histórica disponible, pero con probabilidad de ocurrencia mayor a cero. En otros casos, como el abastecimiento al suroccidente del país, coyunturas como la del segundo trimestre de 2021 permiten tener una visión reciente y concreta de las implicaciones de no contar con una solución específica que permita responder a la realidad local.

3. Metodología de Simulación de la Operación del Sistema de Petróleo y Derivados²

El análisis operativo y desarrollo de infraestructura de hidrocarburos requiere un trabajo previo que asegure la selección óptima entre alternativas, así como la remuneración suficiente de la inversión y de los demás costos asociados [1]. La selección entre alternativas de expansión de infraestructura podría hacerse entre sus costos de inversión y operación, tarifas finales, utilización de sus elementos, etc., por lo que se requeriría un modelamiento del sistema que determine las variables características de su funcionamiento para un horizonte de tiempo.

El modelamiento que se utiliza aquí tiene como propósito: (i) minimizar los costos de funcionamiento del sistema y obtener información de la operación en cada uno de sus elementos a lo largo de la cadena de suministro (producción, importación, refinación, flujos de transporte, almacenamientos, consumos, desabastecimiento, etc.); lo anterior, para distintos tipos de hidrocarburos (crudos o derivados) que se incluyan en la cadena de suministro. (ii) establecer las tarifas (y sus componentes) que enfrentaría el usuario final para cada uno de los productos que consume. Su estructura es la de un sistema de nodos que representan las fuentes de suministro, de transformación y los mayores centros de consumo, interconectados a través de líneas de transporte que representarían oleoductos, poliductos u otros medios que movilicen hidrocarburos. En ésta se cumplen las siguientes condiciones:

1. El sistema puede funcionar bajo dos condiciones: a. abastecimiento, en la que los elementos constitutivos operan continuamente a su máxima capacidad, sin contingencias

que limiten su desempeño normal y se abastece toda la demanda; y b. confiabilidad, en la que los elementos operan bajo condiciones de falla probabilística, de manera que no toda la demanda es abastecida. En esta última condición se comparan alternativas de infraestructura que reduzcan la demanda no suministrada y sus costos asociados.

- 2.** Considerando que este modelamiento tiene propósitos de estado estable y largo plazo, la resolución temporal del modelamiento t es anual. No hay transferencia de volúmenes de hidrocarburos entre diferentes periodos t , de manera que la operación y optimización en cada uno de estos periodos es independiente de los demás.
- 3.** No se considera almacenamiento dentro de los ductos de transporte. El periodo de reabastecimiento en los nodos de demanda (del orden de días) es inferior a la duración de t (que está en años).
- 4.** Los costos operativos por unidad de volumen aplicados en el modelamiento incluyen precios de producción o importación, tarifas por transformación o uso de los diferentes elementos del sistema. Estos valores a su vez remuneran suficientemente sus costos de inversión y funcionamiento.
- 5.** Las capacidades de los elementos son determinadas exógenamente, comúnmente suministradas por los propietarios de estos mediante pruebas físicas y simulaciones de la operación mecánica.

Bajo las anteriores consideraciones, a continuación se establecen las ecuaciones que caracterizan el funcionamiento de la red de suministro de petróleo y derivados. En éstas las variables marcadas con el símbolo (+) son parámetros exógenos, es decir, datos insumo para el modelo. Las demás son endógenas, determinadas con la resolución del sistema de ecuaciones y restricciones.

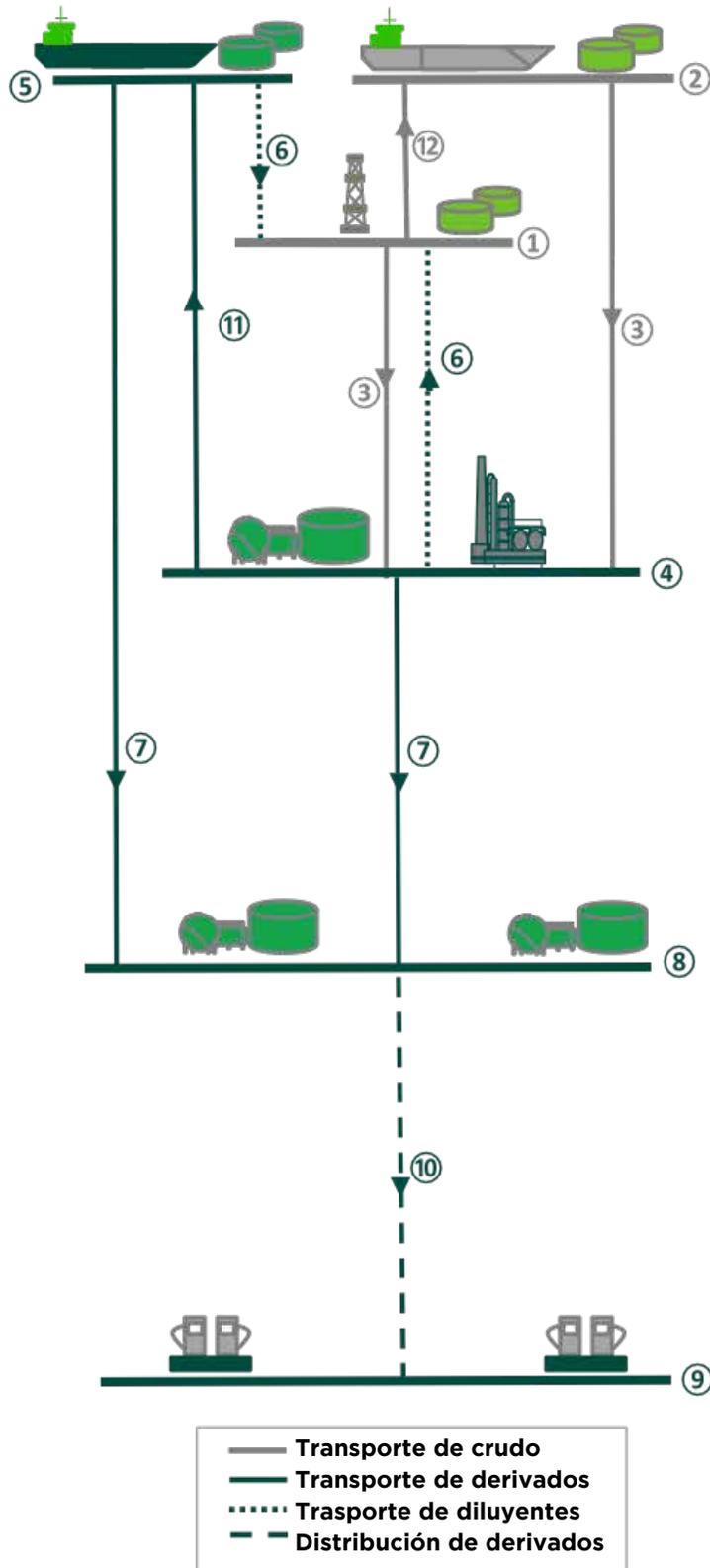
²Modelo de simulación construido a partir de resultados de consultoría UPME No. No. 19547-006-2013 "Fortalecimiento de la Capacidad de Modelamiento y Flujo de la Información de la Unidad de Planeación Minero - Energética - UPME" y consultoría No. 314484-005-2015 "Contratación de actualización y soporte de los modelos desarrollados por la empresa LEIDOS"

3.1 Componentes de la cadena de suministro

En seguida se presentan los componentes de la cadena de suministro que incluye el modelo (ver Gráfica 3 1):

- Campos de producción nacional de crudo ①, o puertos de importación/exportación de crudo ②. Se pueden incluir diferentes calidades, cada una con su propio precio, viscosidad y composición (en el modelo, para cada tipo de crudo se equipara una capacidad de producir distintos volúmenes de derivados, según la clase de refinería).
- Transporte de crudo desde el mercado internacional o campos de producción nacional hasta las refinerías del país ③.
- Refinación de petróleo, incluyendo diferentes tipos de transformación que relacionan la calidad de crudo y la producción de derivados ④.
- Puertos de importación/exportación de derivados ⑤.
- Transporte de diluyente, desde las refinerías nacionales o puertos de importación hasta el nodo de producción que lo requiera, necesario para reducir la viscosidad del crudo y de manera que pueda transportarse ⑥.
- Transporte de derivados desde las refinerías o el mercado internacional hasta las plantas de abasto ⑦.
- Plantas de abasto, que son lugares de almacenamiento de combustibles en las ciudades, desde donde se surten las estaciones de servicio ⑧.
- Estaciones de servicio, que son lugares de venta de combustibles al público (usuario final) ⑨.
- Los costos de comercialización y distribución, desde la planta de abasto hasta el usuario final en la estación de servicio ⑩.
- Exportación de excedentes de derivados ⑪ o de crudo ⑫. Una vez abastecida la demanda nacional, el total de los remanentes de la capacidad de producción de crudo de los campos nacionales o de derivados en las refinerías son vendidos fuera del sistema nacional.
- En los nodos del sistema se considera almacenamiento operativo (campos de producción, puertos de importación/exportación, centros de refinación y dilución, y plantas de abasto).

Gráfica 3-1: Cadena de suministro de petróleo y derivados



Fuente: UPME, a partir de información de los agentes

3.2 Costos de la cadena de suministro

Para cada unidad de tiempo t del análisis, la función de costo de operación asociado al de suministro de combustibles $-COP_t-$ se define en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 COP_t = & \sum_{i=1}^{D_D} \sum_{m=1}^{M_D} (D_{i,t}^m - \delta_{i,t}^m) \cdot cRAC_{i,t}^m + \sum_{i=1}^{D_T} \sum_{m=1}^{M_C} \delta_{i,t}^m \cdot cTRF_{i,t}^m + \sum_{i=1}^S \sum_{m=1}^M cOFE_{i,t}^m \cdot \sigma_{i,t}^m + \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M cTRP_{l,t}^m \cdot |q_{l,t}^m| \\
 & + \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^M cSTR_{i,t}^m \cdot \dot{v}_{i,t}^m + \sum_{i=1}^{D_T} \text{Max} \left(0, \sum_{m=1}^{M \in M_{Mix(i)}} (I_{i,t}^m - \bar{I}_{i,t}) \cdot \delta_{i,t}^m \right) \cdot cQAL_{i,t} + \sum_{i=1}^{D_D} \sum_{m=1}^{M_D} cDIS_{i,t}^m \cdot \delta_{i,t}^m
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

En la eq.(1) el primer sumando corresponde a los eventuales costos de racionamiento causados por la demanda desabastecida; el segundo sumando corresponde a los costos de transformación o refinación, que dependen de la carga de crudo a las refinerías; el tercer sumando es el costo de crudo en campo de producción o puerto de importación, así como de los derivados en puerto de importación; el cuarto sumando es el costo de transporte de crudo o derivados que depende de su flujo; el quinto sumando representa el costo de almacenamiento que depende del flujo que maneje cada nodo y la frecuencia de reabastecimiento; el sexto sumando considera una penalización en caso de no cumplir condiciones de viscosidad; finalmente, el séptimo sumando considera los costos de distribución entre las plantas de abasto y el usuario final.

Los términos componentes de esta ecuación son los siguientes:

M: número de derivados.

S: número de nodos de oferta.

L: número de tramos o ductos.

i = subíndice relativo a los nodos del sistema. Estos pueden ser:

- Producción o importación, de petróleo y/o derivados, $i \in S$;
- Transformación (refinación o dilución de crudo), $i \in D_T$;
- Demanda final de derivados, $i \in D_D$;
- Nodos de tránsito, $i \in T$;
- Conjunto total de nodos, N, tal que:

$$N = S + D_T + D_D + T$$

m = índice relativo a los tipos de hidrocarburos que pueden ser:

- Crudos, $m \in M_C$.
- Derivados, $m \in M_D$.
- Mezclables, $m \in M_{Mix(i)}$: son los que se mezclan en nodos de dilución en el nodo i , como crudos pesados y diluyentes.

$cRAC_{i,t}^m$ † = valor de penalización por desabastecimiento del hidrocarburo m (derivado) durante el periodo t . Este racionamiento solo aplica sobre combustibles derivados.

$cOFE_{i,t}^m$ † = precio de oferta del hidrocarburo m (crudo o derivado) en el nodo i de producción o importación, durante el periodo t .

$cTRF_{i,t}^m$ † = tarifa de transformación del hidrocarburo m (crudo) en el nodo i durante el periodo t .

$cTRP_{l,t}^m$ † = tarifa de transporte del hidrocarburos m (crudo o derivado) en el ducto l , durante el periodo t .

$cSTR_{i,t}^m$ † = tarifa de almacenamiento del hidrocarburo m (crudo o derivado) en el nodo i , durante el periodo t .

$cQAL_{i,t}$ † = valor de penalización por incumplimiento de calidad del nodo i , durante el periodo t .

$cDIS_{i,t}^m$ † = tarifa de distribución del hidrocarburo m (derivado) en el nodo i , durante el periodo t .

$\sigma_{i,t}^m$ = flujo de producción o importación del hidrocarburo m (crudo o derivado) en el nodo i , durante el periodo t .

$S_{i,t}^m$ † = capacidad máxima de producción o de importación del hidrocarburo m (crudo o derivado) en el nodo i , durante el periodo t .

$q_{l,t}^m$ = flujo del hidrocarburo m (crudo o derivado) en el tramo l , durante el periodo t .

$D_{i,t}^m$ † = demanda del hidrocarburo m (derivado) en el nodo i , durante el periodo t .

$\delta_{i,t}^m$ = consumo efectivo del hidrocarburo m (derivado) en el nodo i , durante el periodo t . De manera que $(D_{i,t}^m - \delta_{i,t}^m)$ corresponde al déficit de combustible en tal nodo.

$I_{i,t}^m$ † = factor de densidad y/o viscosidad del crudo m en el nodo i , durante el periodo t .

$\overline{I}_{i,t}$ † = factor de densidad y/o viscosidad máximo aceptable del crudo en el nodo i , durante el periodo t .

$\dot{v}_{i,t}^m$ = flujo operativo del hidrocarburo m en el nodo i , durante el periodo t , definido en la eq.(10).

$Vmax_{i,t}^m$ † = volumen máximo de almacenamiento operativo del hidrocarburo m en el nodo i , durante el periodo t .

$\tau_{i,t}^m$ † = periodo de reabastecimiento del hidrocarburo m en el nodo i , que corresponde al tiempo entre dos recargas consecutivas de los tanques de almacenamiento, durante el periodo t .

3.3 Restricciones operativas del sistema

Complementando la función de costos, se consideran las siguientes restricciones:

- i. Primera restricción - demanda nodal: Para los nodos de demanda final, el consumo efectivo del derivado m es igual o menor a su demanda.

$$\delta_{i,t}^m \leq D_{i,t}^m \quad] \forall i \in (D_D) \quad (2)$$

- ii. Segunda restricción - producción nodal: Para los nodos de producción de crudo, de importación de crudo o derivados, de refinación o dilución, la producción efectiva del hidrocarburo m es igual o menor a su oferta máxima o a su capacidad de refinación:

$$\sigma_{i,t}^m \leq S_{i,t}^m \quad]_{\forall i \in S} + \sum_{r=1}^{M_C} \beta_{i,t}^{r,m} \cdot \delta_{i,t}^r \quad]_{\forall i \in D_T} \quad (3)$$

En la cual $\beta_{i,t}^{r,m}$ es el coeficiente de transformación del hidrocarburo r de entrada en el hidrocarburo m de salida. En los nodos de refinación, y según su tipo, se tiene una relación numérica entre una clase de crudo de entrada y una clase de derivado de salida.

En los nodos de dilución se tiene una relación numérica entre una clase de crudo de entrada y otra clase de crudo a la salida, siendo esta última de menor densidad/viscosidad. Lo anterior gracias a que en tales nodos también adviene un hidrocarburo muy liviano, como la nafta, que al mezclarse con el crudo de entrada de alta densidad/viscosidad permite reducir esta magnitud hasta lograr que el crudo resultante pueda ser transportado.

- iii. Tercera restricción (capacidad de transporte): El flujo $q_{l,t}^m$ de combustible m en el tramo l es igual o inferior a su capacidad directa máxima de transporte ($k_{l,t}^U \cdot \chi_{l,t}^m \cdot \eta_{l,t}^m$) y superior o igual al negativo de su capacidad inversa máxima ($-k_{l,t}^D \cdot \chi_{l,t}^m \cdot \eta_{l,t}^m$):

$$-k_{l,t}^D \cdot \chi_{l,t}^m \cdot \eta_{l,t}^m \leq q_{l,t}^m \leq k_{l,t}^U \cdot \chi_{l,t}^m \cdot \eta_{l,t}^m \quad (4)$$

El factor $\chi_{l,t}^m$ corresponde a la fracción de capacidad de transporte del tramo l dedicada al combustible m , que debe cumplir:

$$\sum_{m=1}^M \chi_{l,t}^m = 1 \quad (5)$$

El factor $\eta_{l,t}^m$ † pondera el aumento del flujo por el uso de diluyente usado para el transporte de crudo (pesado, si es el caso), que debe cumplir:

$$\eta_{l,t}^m = \frac{q_{l,t}^{mC}}{q_{l,t}^{mC} + q_{l,t}^{mD}} \quad (6)$$

- iv. Cuarta restricción - balance nodal: Para cada hidrocarburo m en cada nodo i , la sumatoria de los flujos vinculados $q_{i,t}^m$, más el flujo producido $\sigma_{i,t}^m$, menos el flujo consumido $\delta_{i,t}^m$, es igual a cero. En consecuencia con la ecuación, se considera el signo positivo si el flujo $q_{i,t}^m$ entra al nodo i y negativo si sale del mismo:

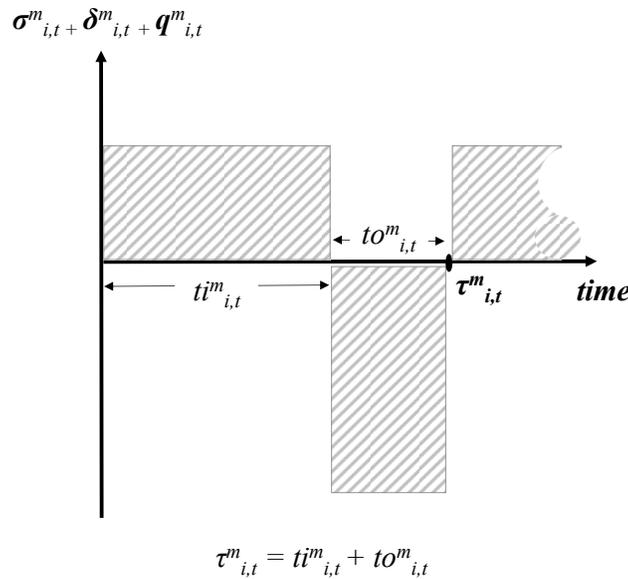
$$\sigma_{i,t}^m \pm \sum_{l=1}^L q_{i,t}^m - \delta_{i,t}^m = 0 \quad (7)$$

- v. Quinta restricción - capacidad de almacenamiento operativo: teniendo en cuenta que los ductos con frecuencia transportan secuencial y cíclicamente diferentes productos, se requiere almacenar estos durante el tiempo que dura tal ciclo. Para esto se define la variable $\dot{v}_{i,t}^m$ que determina el flujo operativo en el nodo i del hidrocarburo m durante el periodo t , el cual depende de la producción y demanda en tal nodo, así como de los flujos que lleguen o salgan del mismo, según se expone en la eq.(8).

Teniendo en cuenta que durante cada periodo t , para cada nodo i e hidrocarburo m , dentro de cada periodo de reabastecimiento $\tau_{i,t}^m$, para cada uno de estos se tienen tiempos de entrada $ti_{i,t}^m$ y salida $to_{i,t}^m$ de combustible, que si bien pueden sobreponerse, en un caso extremo son alternos tal como se muestra en la Gráfica 2. Desconocidos $ti_{i,t}^m$ y $to_{i,t}^m$, se asume el caso extremo de máximo el primero y mínimo el segundo, de manera que $ti_{i,t}^m \approx \tau_{i,t}^m$ (el caso opuesto de mínimo el primero y máximo el segundo es equivalente para los cálculos siguientes). Se cumple entonces la eq.(8), en la cual solo cuentan los flujos $q_{i,t}^m$ que entran al nodo en consecuencia con la eq.(7):

$$V_{\max_{i,t}^m} \geq \tau_{i,t}^m (\sigma_{i,t}^m + \sum_{l=1}^{L \in i} \max(0, q_{l,t}^m)) \quad (8)$$

Gráfica 3-2: Flujos de entrada y salida en nodos del sistema



$$\max(0, q_{l,t}^m) = \frac{q_{l,t_l}^m}{2} + \frac{|q_{l,t_l}^m|}{2}$$

$$V_{\max_{i,t}^m} \geq \tau_{i,t}^m \left(\sigma_{i,t}^m + \sum_{l=1}^{L \in i} \left(\frac{q_{l,t_l}^m}{2} + \frac{|q_{l,t_l}^m|}{2} \right) \right) \quad (9)$$

Reemplazando la eq.(8) en la eq.(9) y ordenando:

$$V_{\max_{i,t}^m} \geq \tau_{i,t}^m \left(\frac{1}{2} \sum_{l=1}^{L \in i} |q_{l,t_l}^m| + \frac{1}{2} (\sigma_{i,t}^m + \delta_{i,t}^m) \right)$$

Definiendo el flujo operativo $\dot{v}_{i,t}^m$:

$$\dot{v}_{i,t}^m = \frac{1}{2} \sum_{l=1}^{L \in i} |q_{l,t}^m| + \frac{1}{2} (\sigma_{i,t}^m + \delta_{i,t}^m) \quad (10)$$

Se tiene que tal flujo operativo debe ser igual o inferior al cociente entre el máximo almacenamiento operativo del nodo y la duración del ciclo de abastecimiento en el mismo:

$$\dot{v}_{i,t}^m \leq \frac{vmax_{i,t}^m}{\tau_{i,t}^m} \quad (11)$$

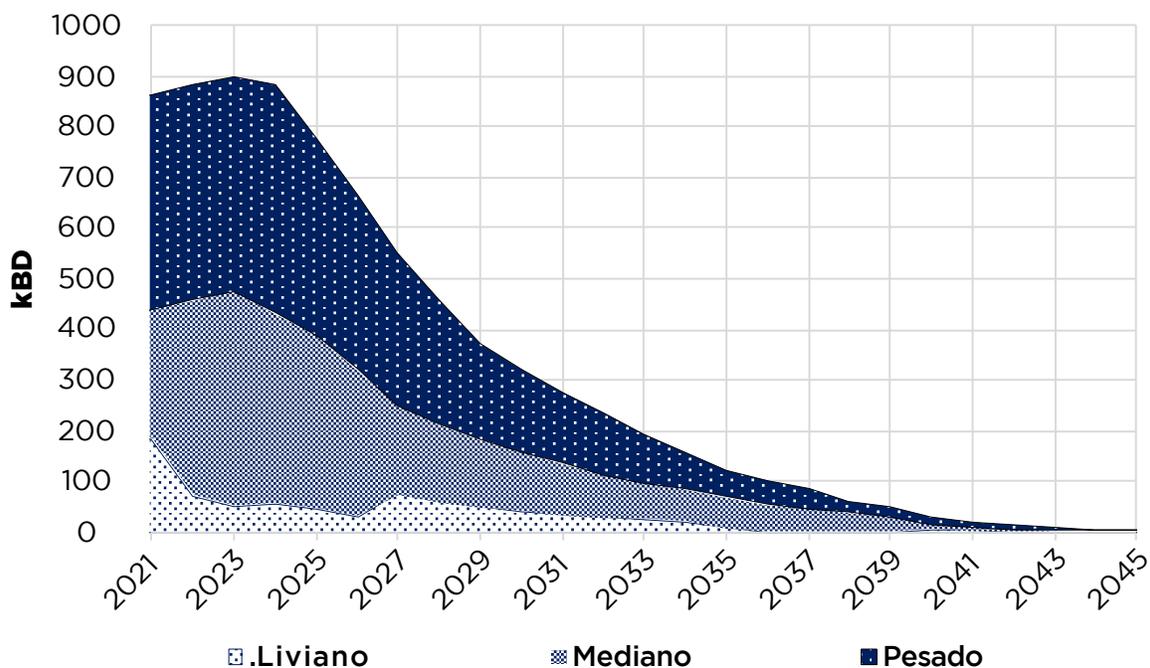
4. Descripción Operativa del Sistema

4.1 Características del Sistema Nacional de Petróleo y Derivados

4.1.1 Oferta de crudos

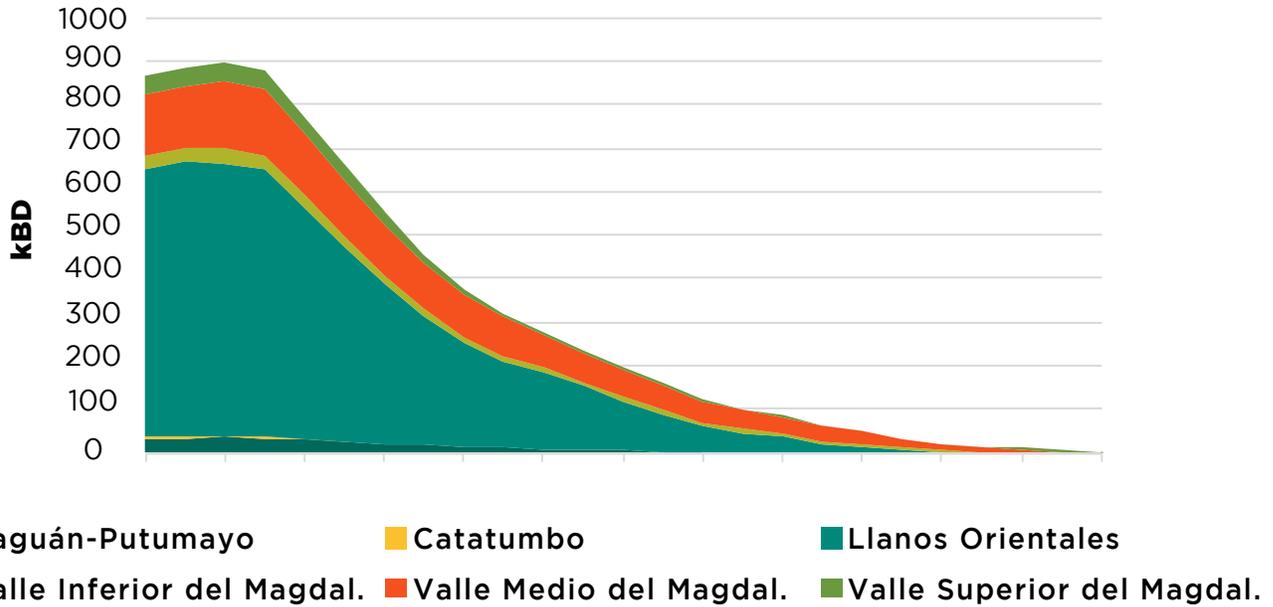
A partir de información suministrada por la ANH sobre las expectativas de producción de crudo a diciembre de 2019, en la **Gráfica 4-1** se presenta la prospectiva de producción de crudo, según tipo. Para este ejercicio se asumen como crudos pesados aquellos con densidad igual o inferior a 18° API, crudos medios aquellos con calidad superior a 18° API e inferior a 32° API, y crudos livianos aquellos con calidad superior o igual a 32°API. Complementariamente, la **Gráfica 4-2** presenta la misma producción proyectada distribuida regionalmente, siendo notable la concentración en la cuenca de los Llanos Orientales.

Gráfica 4-1: Proyección de producción de crudo según densidad



Fuente: UPME, a partir de información de la ANH

Gráfica 4-2: Proyección de producción de crudo según regiones

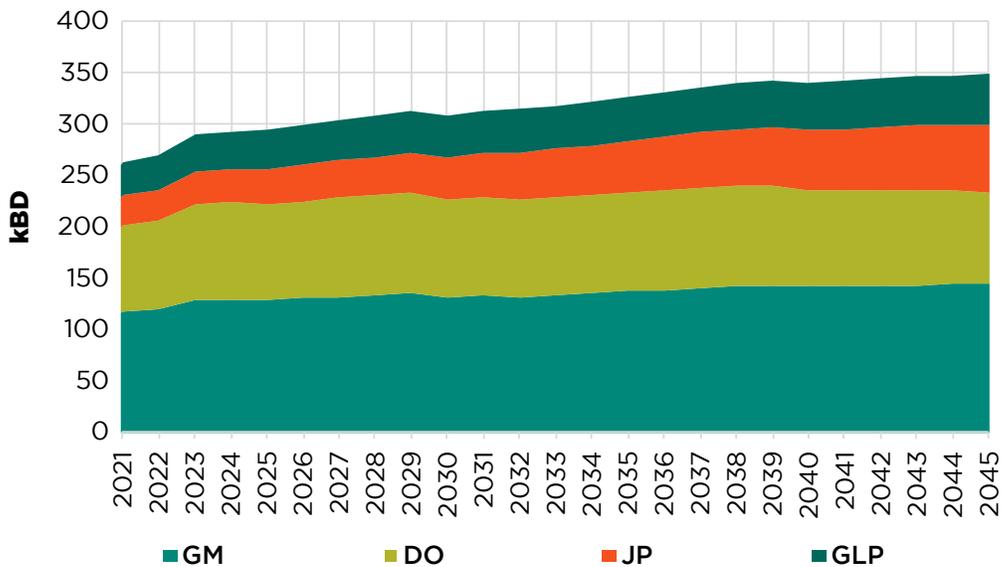


Fuente: UPME, a partir de información de la ANH

4.1.2 Demanda de combustibles derivados

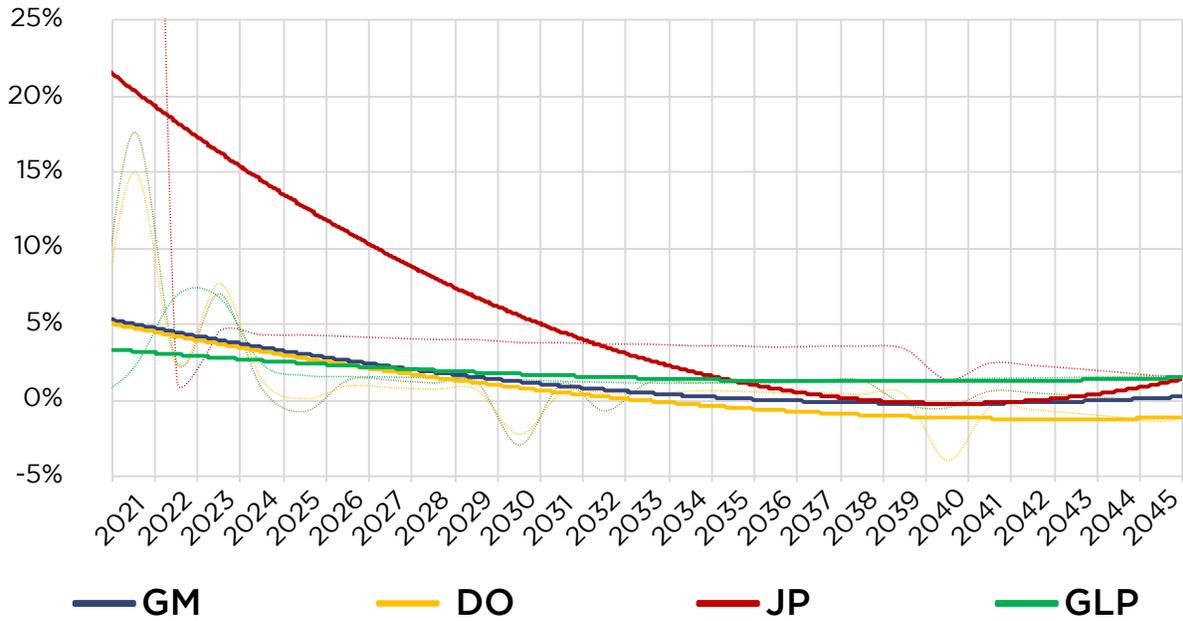
La **Gráfica 4-3** presenta la prospectiva de demanda nacional de combustibles derivados de petróleo para las dos siguientes décadas. Se observa una reducción progresiva de la tasa de crecimiento en todos los productos, de manera que, para finales de la década de los años 30, éstas convergen a cero e inferiores en razón de la reducción de las tasas de crecimiento de la población, la economía y la sustitución de combustibles fósiles por otras fuentes energéticas (ver **Gráfica 4-4**).

Por otra parte, la Gráfica 4-5 muestra cómo se distribuiría a nivel de planta de abasto la demanda de combustibles, donde, como es de esperarse, las mayores capitales la concentran.



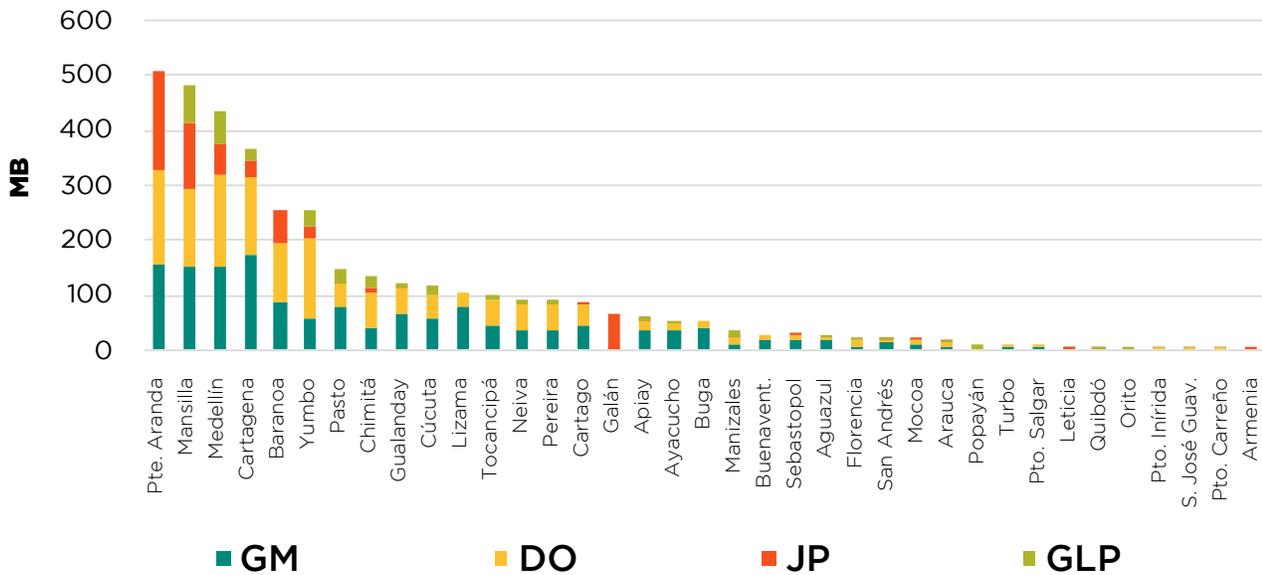
Fuente: UPME y SICOM

Gráfica 4-4: Tasas de crecimiento de la demanda nacional de combustibles derivados



Fuente: UPME y SICOM

Gráfica 4-5: Demanda agregada de combustibles derivados por planta de abasto, periodo 2021-45

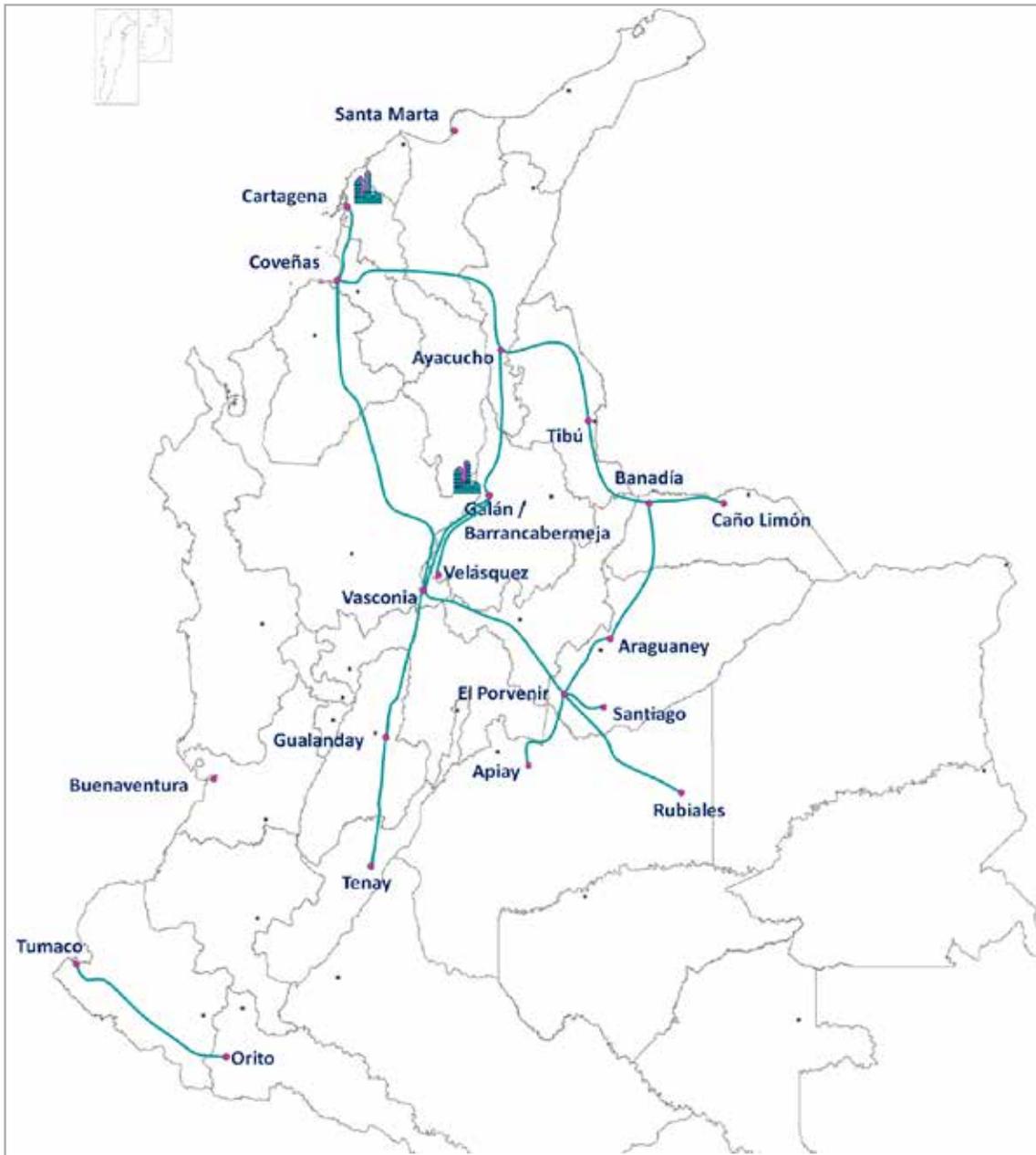


Fuente: UPME y SICOM

4.1.3 Sistema de transporte de petróleo crudo

El transporte de crudo desde los campos de producción (agrupados en nodos) hasta las refinerías y puertos de exportación se muestra en la **Gráfica 4-6**. Así mismo, las características de cada tramo se dan en la **Tabla 4-1**. Una condición del transporte de crudos pesados es su mezcla con Nafta (diluyente) en la proporción necesaria para lograr una densidad de a 18° API.

Gráfica 4-6: Sistema nacional de transporte de petróleo crudo



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, Ecopetrol y SICOM.

Tabla 4-1: Parámetros característicos del sistema nacional de transporte de petróleo crudo³

Tramo	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)	Capacidad Efectiva (kBD)	
			Directa	Inversa
Coveñas → Cartagena	18	123	170	0
Ayacucho → Coveñas (2)	24, 16	300, 281	310	0
Banadía → Tibú → Ayacucho	18	187	198	0
Caño Limón → Banadía	18	77	198	0
Araguaney → Banadía	?	149	149	0
Porvenir → Araguane	14/12	104	110	47
Santiago → Porvenir	10	78	25	0
Rubiales → Porvenir	?	300	300	0
Apiay → Porvenir	20	120	276	0
Porvenir → Vasconia	30, 36	634	634	0
Vasconia → Coveñas	30	415	618	0
Galán → Ayacucho (3)	18, 14, 8	186, 189, 190	110	0
Velazquez → Galán	?	41	41	0
Vasconia → Galán	20	172	184	0
Tenay → Gualanday → Vasconia	20	101	101	0
Orito → Tumaco	10	306	0	45

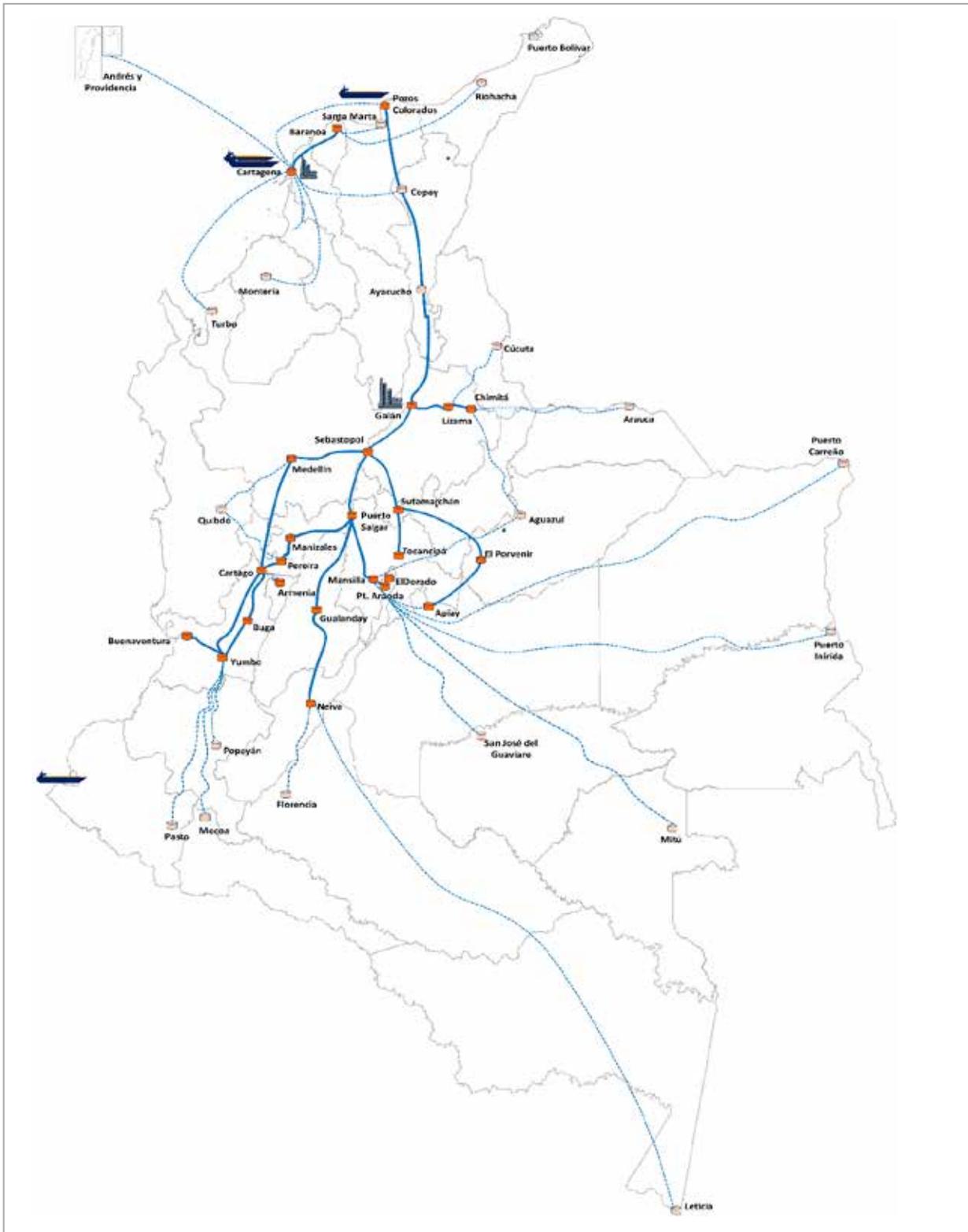
Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, Ecopetrol y SICOM.

4.1.4 Sistema de transporte de derivados

El transporte de derivados desde las refinerías nacionales o puertos de importación hasta las plantas de abasto se muestra en la **Gráfica 4-7**. Así mismo, las características de cada tramo de los poliductos se dan en la **Tabla 4-2**. Una condición del transporte de crudos pesados es su mezcla con Nafta (diluyente) en la proporción necesaria para lograr una densidad de a 18° API.

³Con el escenario de producción asumido en el numeral 4.1.1 y el agotamiento progresivo de los campos nacionales de producción de petróleo, la importación de crudos exigiría habilitar el transporte por oleoductos en sentido de la Costa Atlántica al interior del país.

Gráfica 4-7: Sistema nacional de transporte de combustibles líquidos derivados



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, Ecopetrol y SICOM.

Tabla 4-2: Parámetros característicos del sistema nacional de transporte de combustibles derivados

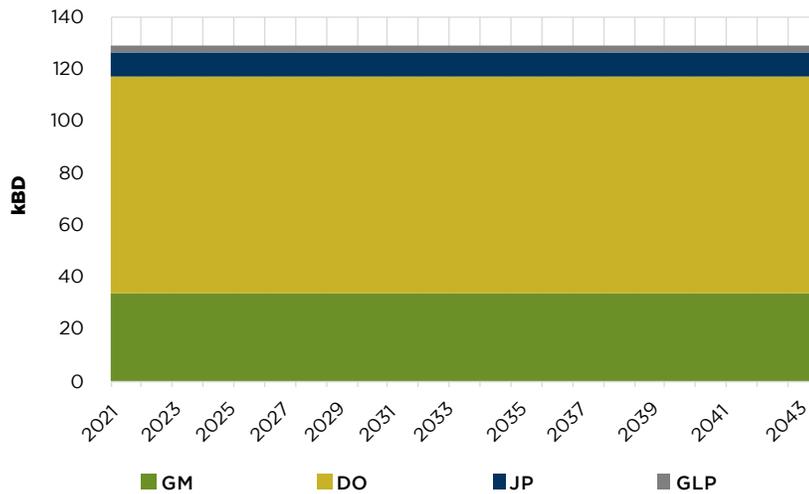
Tramo	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)	Capacidad Efectiva (kBD)
Cartagena → Baranoa	12	31	28.0
Pozos → Ayacucho → Galán	14	511	87.6
Galán → Bucaramanga	4, 6, 12	97	23.3
Galán → Salgar L8"	8	245	13.5
Galán → Sebastopol L16"	16	114	122.0
Sebastopol → Salgar L16"	16	134	59.3
Galán → Sebastopol L12"	12	116	50.2
Sebastopol → Salgar L12"	12	137	42.2
Sebastopol → Medellín	10, 12, 16	163	56.7
Medellín → Cartago	10	236	26.0
Cartago → Yumbo 10"	10	157	24.2
Cartago → Yumbo 6"	6, 8, 10	158	11.9
Sebastopol → Sutamarchán	20, 16	174	59.8
Sutamarchán → Apiay	16, 12	256	51.2
Sutamarchán → Tocancipá	16, 12	358	8.6
Salgar → Cartago	6, 8	211	21.1
Salgar → Mansilla L10"	10	109	70.6
Mansilla → Puente Aranda	10	43	53.5
Salgar → Gualanday	12	169	23.7
Gualanday → Neiva	8, 6	163	10.7
Yumbo → Buenaventura	6, 12, 8	158	14.3
Puente Aranda → El Dorado	6	10	9.6

Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, Ecopetrol y SICOM.

4.1.5 Refinación e importación de petróleo

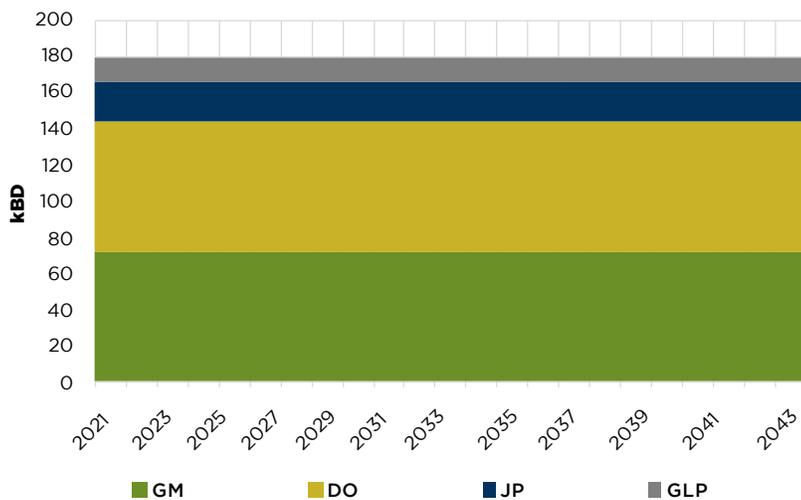
Para este trabajo se ha asumido la capacidad de producción máxima de las refinerías nacionales durante todo el horizonte de análisis (ver **Gráfica 4-8** y **Gráfica 4-9**), de manera que solo se importarían aquellos combustibles necesarios para completar el total abastecimiento a la demanda nacional (ver numeral 4.1.2). Si bien en las refinerías se producen otros combustibles y otros productos no energéticos, solo se consideran en este ejercicio gasolina corriente y extra (GM), ACPM (DO), Jet Fuel (JP) y GLP. La Nafta (diluyente) se asume que se importa en su totalidad por el terminal de Pozos Colorados y se transporta al interior del país; su demanda está en función de lo establecido en el numeral 4.1.3.

Gráfica 4-8: Producción proyectada de combustibles en Reficar⁴



Fuente: UPME, a partir de información de Ecopetrol.

Gráfica 4-9: Producción proyectada de combustibles en la Refinería de Barrancabermeja



Fuente: UPME, a partir de información de Ecopetrol.

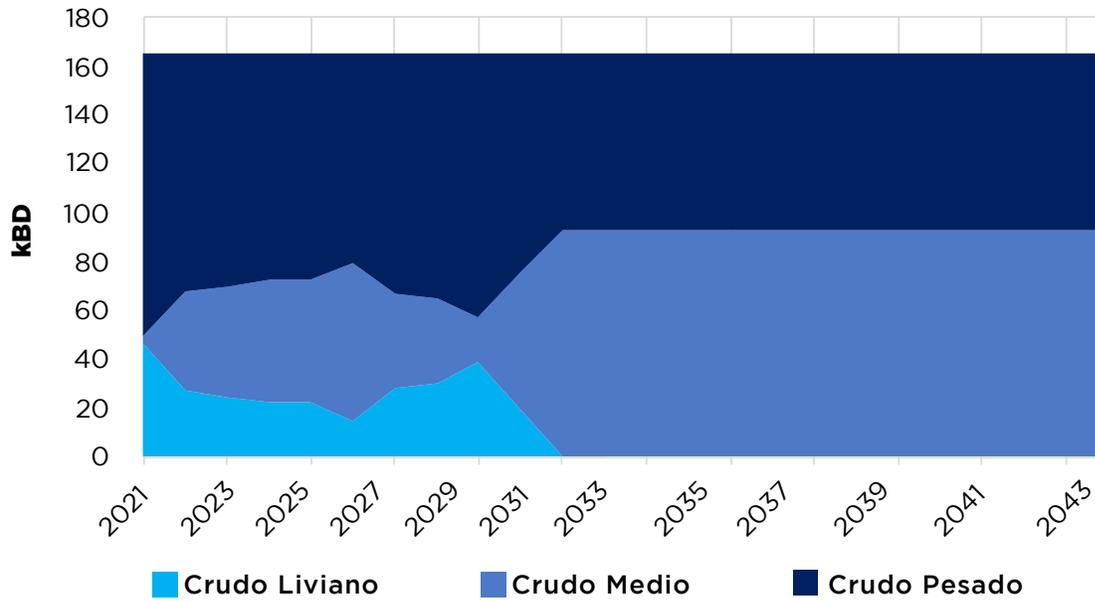
⁴Información reciente señala para los años 2022-23 una ampliación de la capacidad de producción de derivados de petróleo del orden de 29 kBPD. Esta ampliación, que reduciría las necesidades futuras de importación de algunos combustibles y generaría nuevos excedentes exportables, se considerará en una futura versión de este documento.

Por otra parte, se consideró que las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja exigían una carga de petróleo crudo mínima de 20° API y 24° API, respectivamente, sin considerar otros parámetros químicos que debe cumplir tal carga. Bajo tal supuesto, a continuación, las **Gráfica 4-10** y **4-11**.

Fuente: UPME.

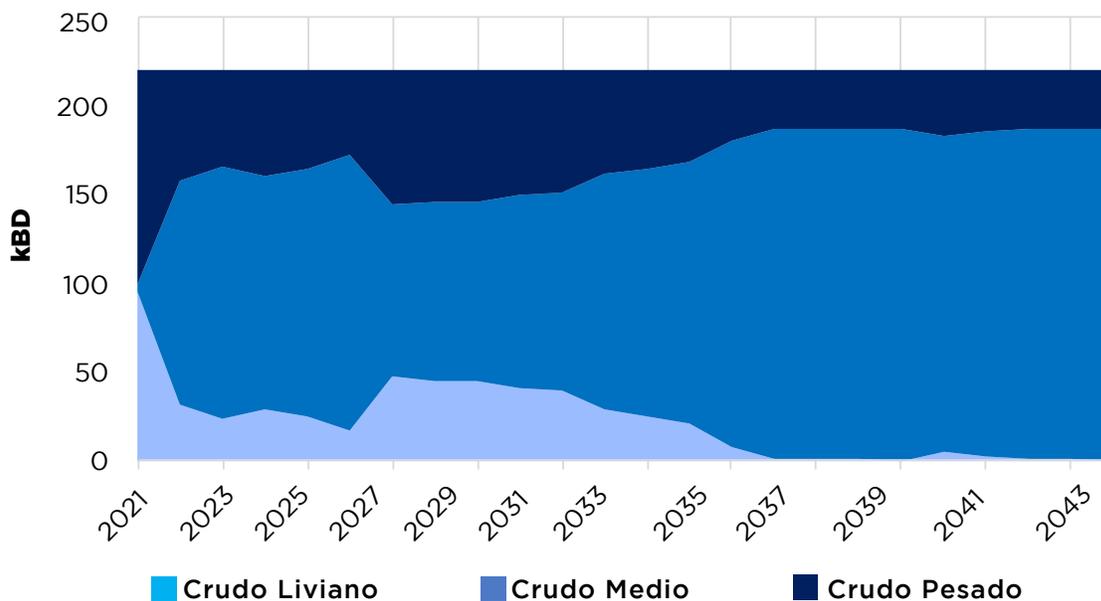
Gráfica 4-11 presentan la demanda de crudo en cada de una de las refinerías:

Gráfica 4-10: Carga proyectada de crudo en Reficar



Fuente: UPME.

Gráfica 4-11: Carga proyectada de crudo en la Refinería de Barrancabermeja

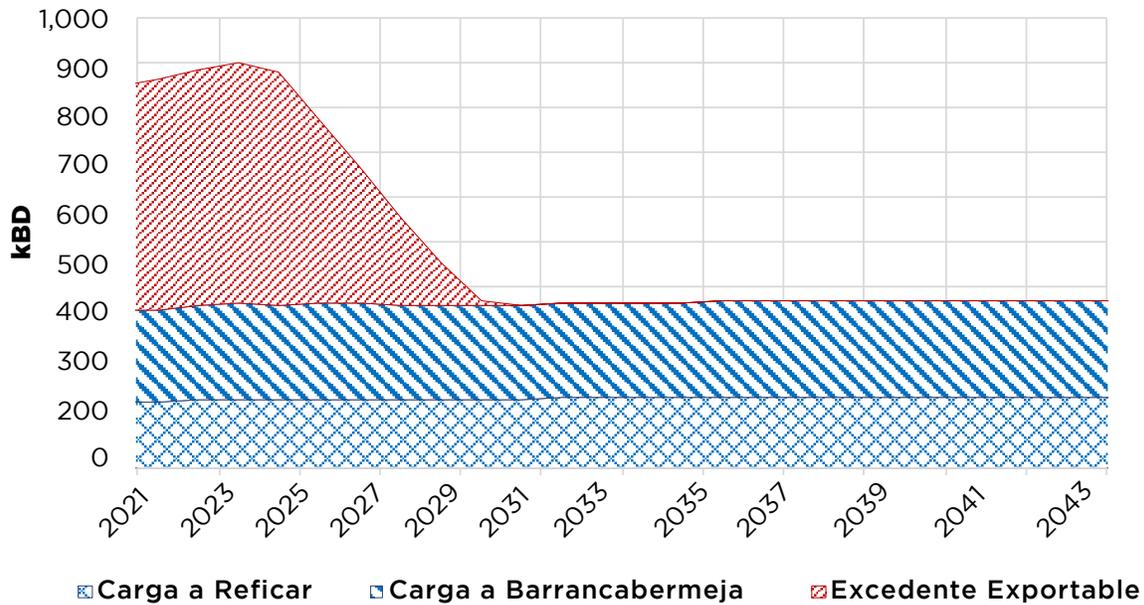


Fuente: UPME.

4.1.6 Balance comercial de petróleo crudo

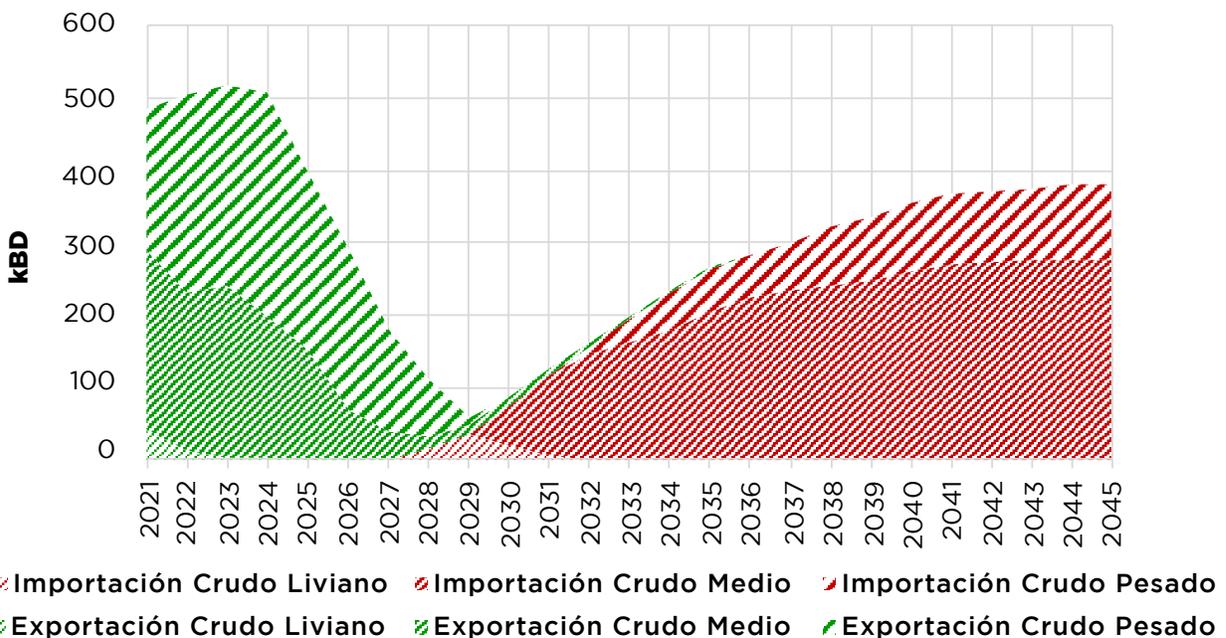
Bajo el escenario de oferta de crudos descrito en el numeral 4.1.1 se estima la disponibilidad de excedentes exportables por esta década (ver **Gráfica 4-12**), para continuar con una importación creciente de crudos que permitan cargar las refinerías y mantener la máxima producción de éstas (ver **Gráfica 4-13**). No obstante, se está a la espera de que incorporen nuevas reservas de petróleo que reduzcan la necesidad de su importación y los negativos efectos macroeconómicos previsibles.

Gráfica 4-12: Proyección de demanda de crudo de las refinerías y excedentes exportables



Fuente: UPME.

Gráfica 4-13: Proyección de exportaciones e importaciones de crudo, según tipo.

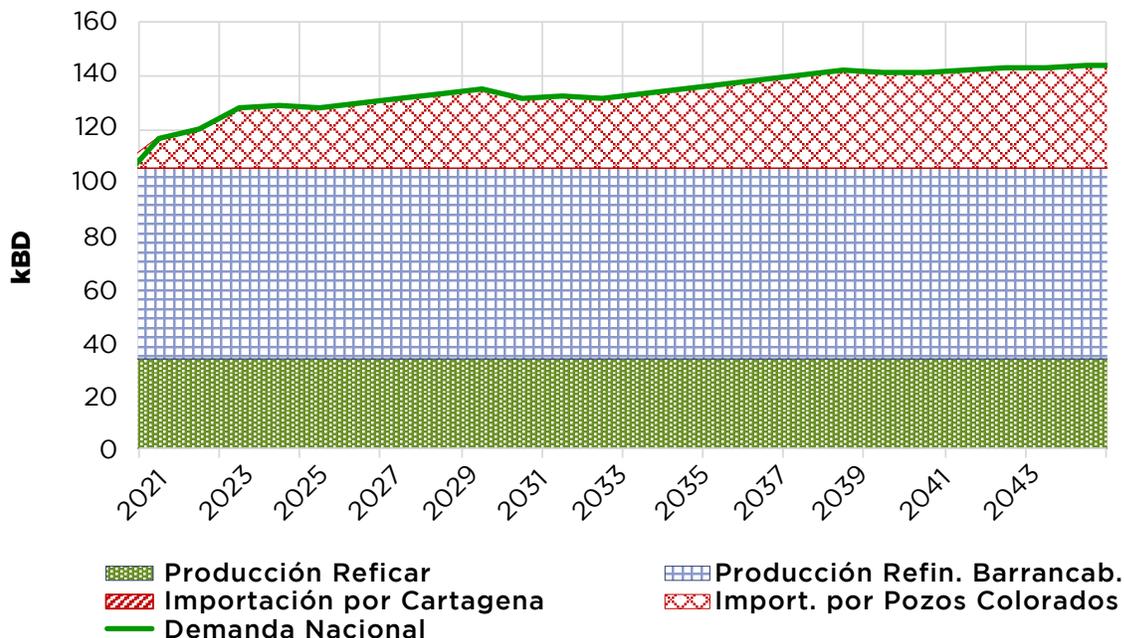


Fuente: UPME.

4.1.7 Balance comercial de combustibles derivados

Bajo los supuestos descritos en este capítulo, se proyecta cómo sería el abastecimiento de la demanda de cada uno de los combustibles líquidos de la **Gráfica 4-14** a la **Gráfica 4-18**. En esta se estima la necesidad de importar gasolina, Jet Fuel, GLP y Nafta, mientras la disponibilidad de excedentes exportables de diésel (ACPM)⁵.

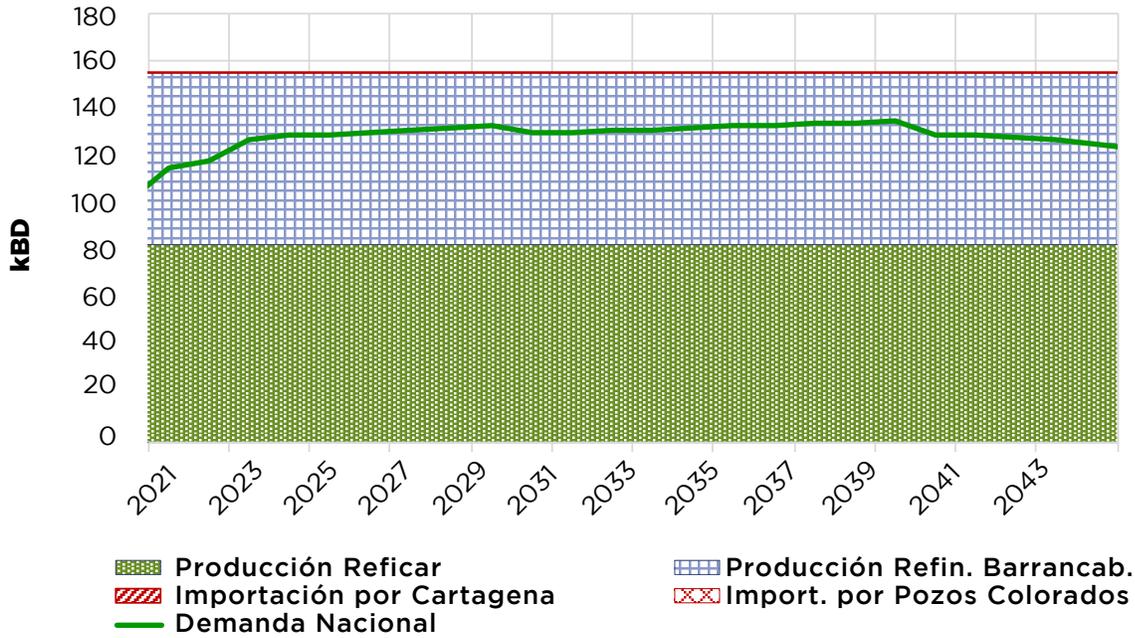
Gráfica 4-14: Balance nacional proyectado de gasolina (corriente más extra)



Fuente: UPME.

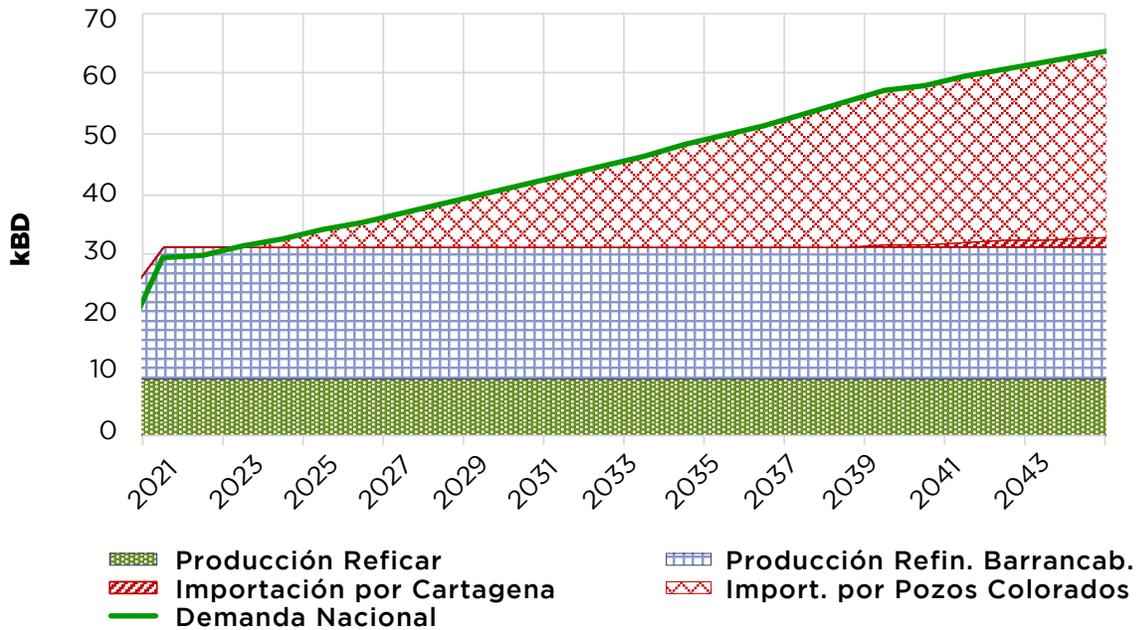
⁵Según se estableció en la nota de pie de página 4, la ampliación de la capacidad de producción de combustibles en Cartagena cambiaría lo proyectado en las gráficas de este numeral.

Gráfica 4-15: Balance nacional proyectado de diésel (ACPM)



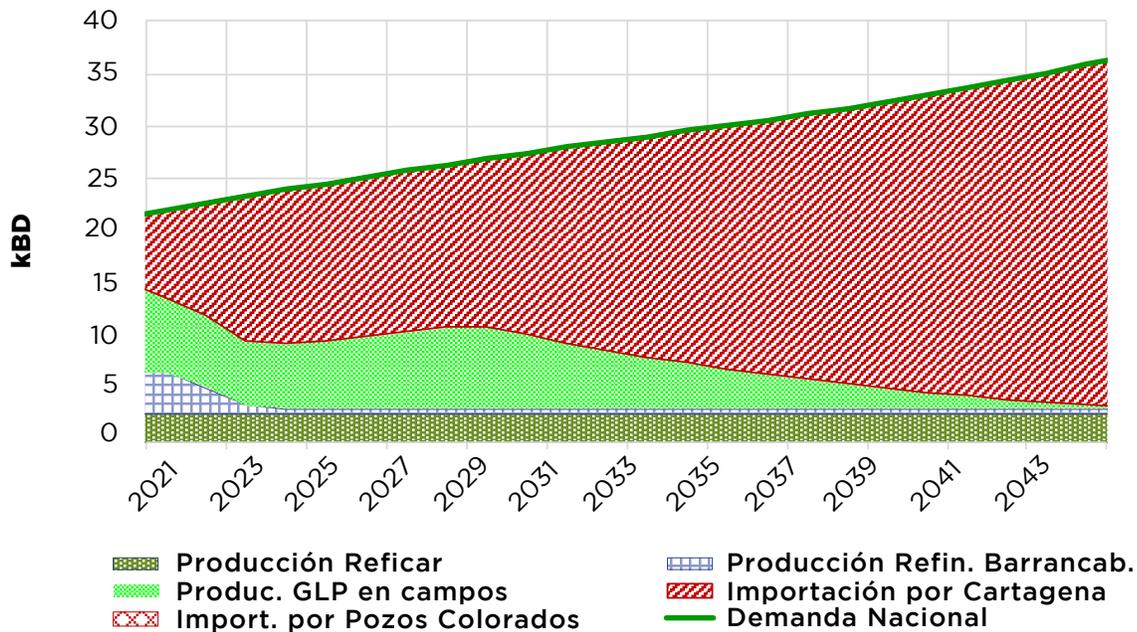
Fuente: UPME.

Gráfica 4-16: Balance nacional proyectado de Jet Fuel



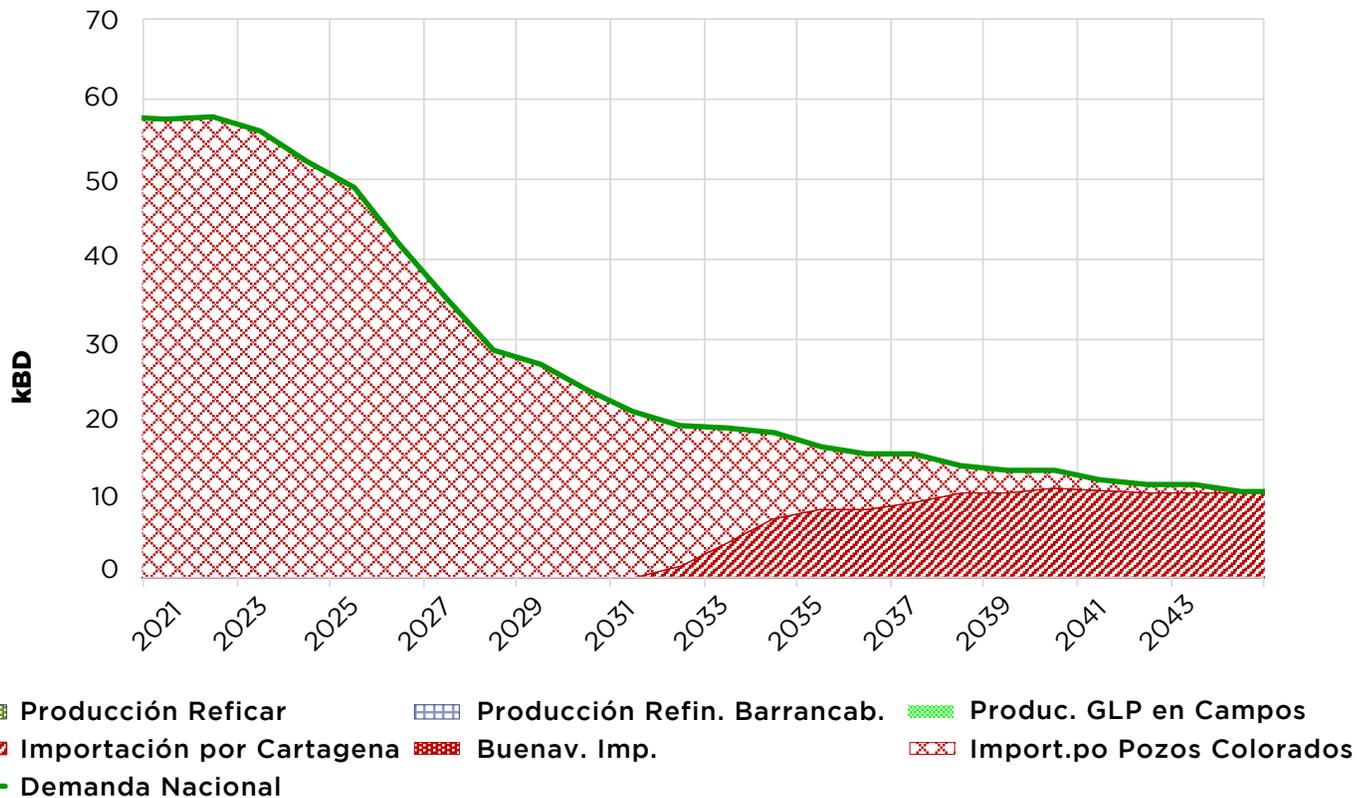
Fuente: UPME.

Gráfica 4-17: Balance nacional proyectado de GLP



Fuente: UPME.

Gráfica 4-18: Balance nacional proyectado de Nafta (diluyente)

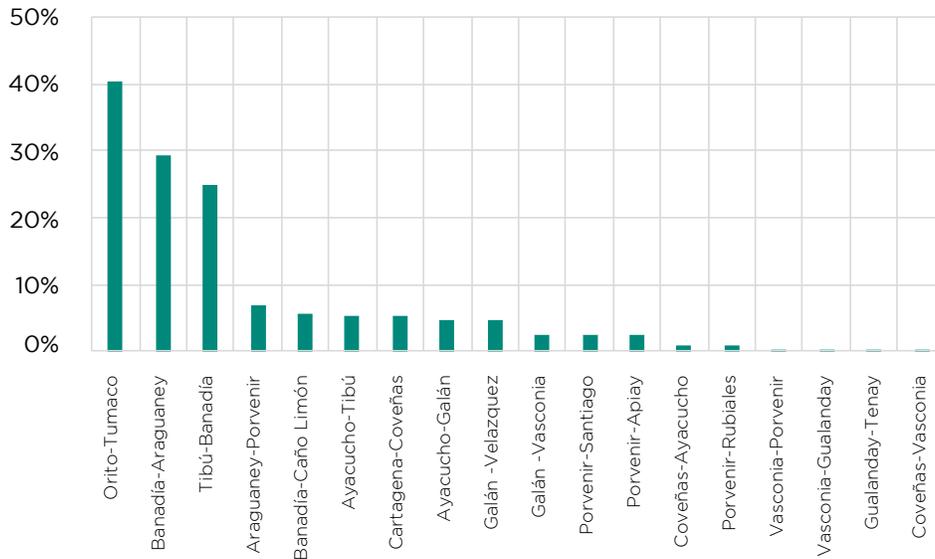


Fuente: UPME.

4.1.8 Indisponibilidad de los elementos

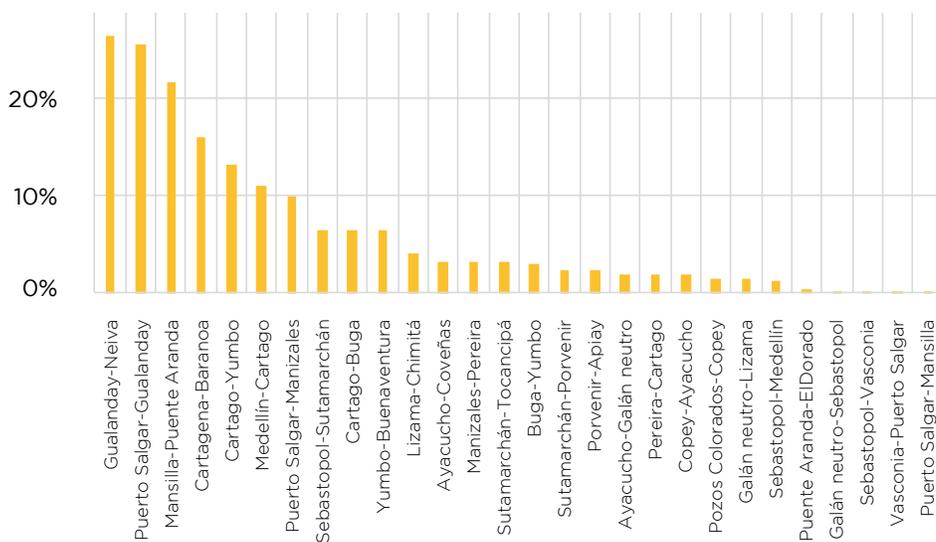
Con miras a los análisis de confiabilidad, a continuación se presentan los factores de indisponibilidad para los diferentes elementos del sistema nacional de petróleo y derivados usados. Tales factores implican el tiempo que estaría el elemento fuera de operación en términos estadísticos.

Gráfica 4-19: Factores de indisponibilidad de los oleoductos



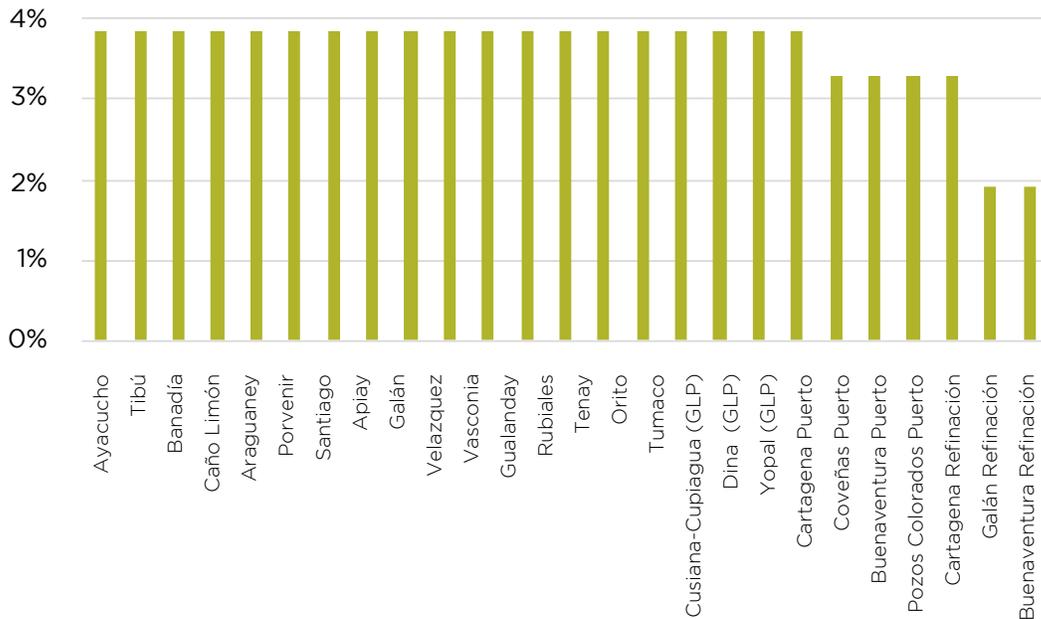
Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

Gráfica 4-20: Factores de indisponibilidad de los poliductos



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

Gráfica 4-21: Factores de indisponibilidad de los campos de producción, puertos de importación y refinерías



Fuente: UPME.

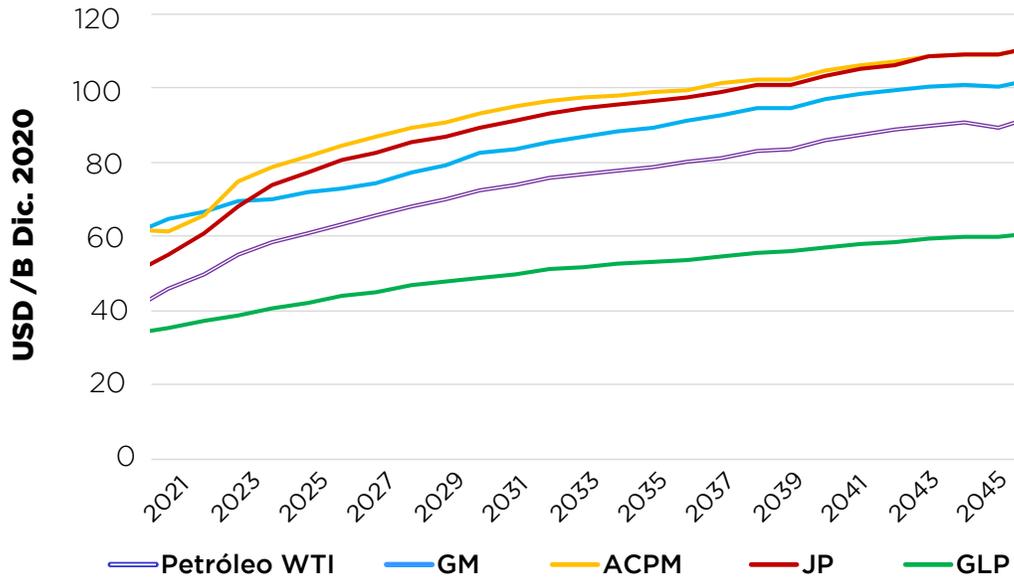
4.1.9 Proyección de precios de los combustibles

Para la proyección del precio de los combustibles se asume que el precio del crudo en los diferentes campos de producción nacional es igual al precio de exportación puesto en el Golfo de México menos los costos de transporte marítimo y por oleoducto correspondientes. Para el precio del crudo liviano en dicho Golfo se asume el valor WTI, para el crudo medio WTI - 4.5 USD / B, y para el crudo pesado WTI - 9 USD/B (ver **Gráfica 4-22**).

El costo de los derivados producidos en Colombia incluye toda la cadena descrita en el numeral 3 de este documento, según aplique: el precio del crudo (según el tipo) en campo de producción o puerto de importación, el costo de transporte por oleoducto hasta las refinерías, el costo de refinación, el costo de transporte por poliducto hasta la planta de abasto, los márgenes que ganan los comercializadores mayorista y minorista, así como las tasas e impuestos relacionados. En el caso de los combustibles importados se asumen los precios de Energy Information Agency (ver **Gráfica 4-22**), más el costo de transporte hasta puerto colombiano y demás componentes según corresponda.

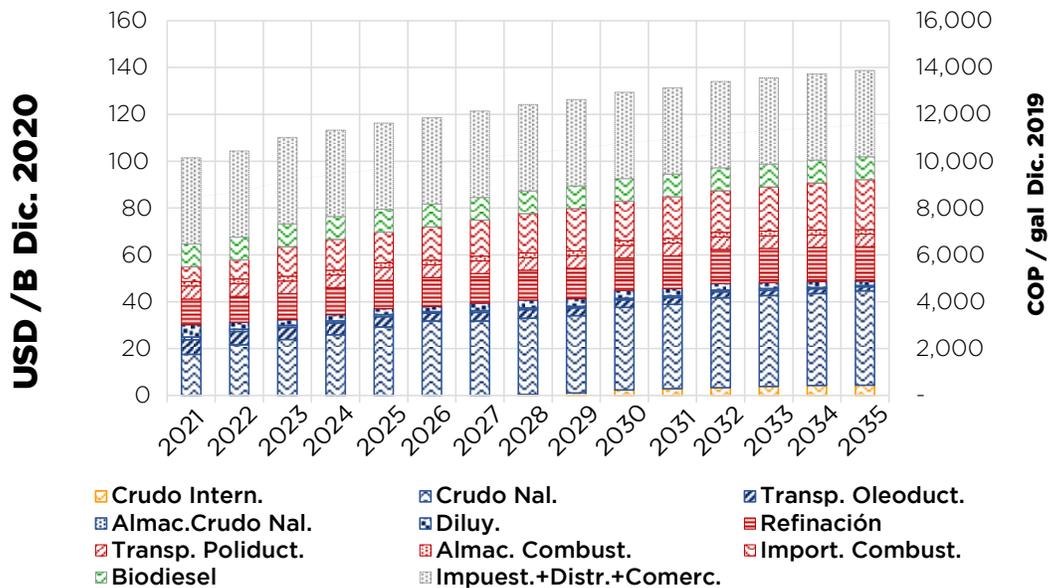
Bajo estas consideraciones la **Gráfica 4-23** y **Gráfica 4-24** presentan para la gasolina y ACPM la proyección de su precio al usuario final.

Gráfica 4-22: Proyección de precios del petróleo crudo WTI y de los combustibles derivados.



Fuente: UPME, a partir de datos EIA⁶.

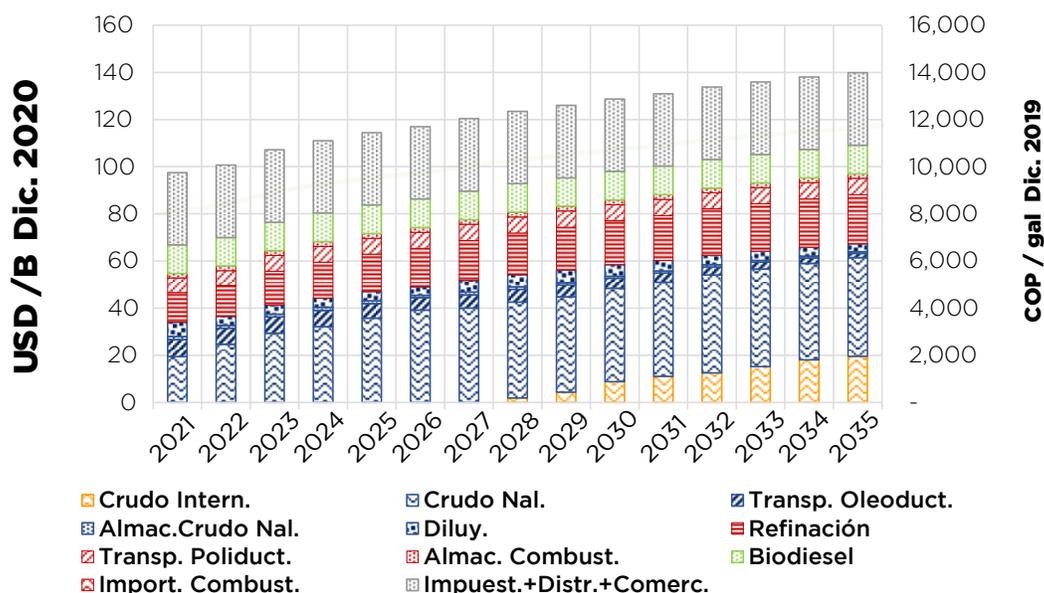
Gráfica 4-23: Proyección de precios promedio de la gasolina corriente en estaciones de servicio de Colombia y sus componentes



Fuente: UPME

⁶Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2021®ion=1-0&cases=ref2021-aeo2020ref&start=2019&end=2050&f=A&linechart=~::~~::~~::~~::~~::~~::~~::~ref2021-d113020a.28-3-AEO2021.1-0-ref2021-d113020a.29-3-AEO2021.1-0-ref2021-d113020a.30-3-AEO2021.1-0-ref2021-d113020a.45-3-AEO2021.1-0-&map=aeo2020ref-d112119a.3-3-AEO2021.1-0&ctype=linechart&sourcekey=0>

Gráfica 4-24: Proyección de precios promedio del diésel (ACPM) en estaciones de servicio de Colombia y sus componentes



Fuente: UPME

4.2 Potenciales limitaciones de transporte de combustibles líquidos

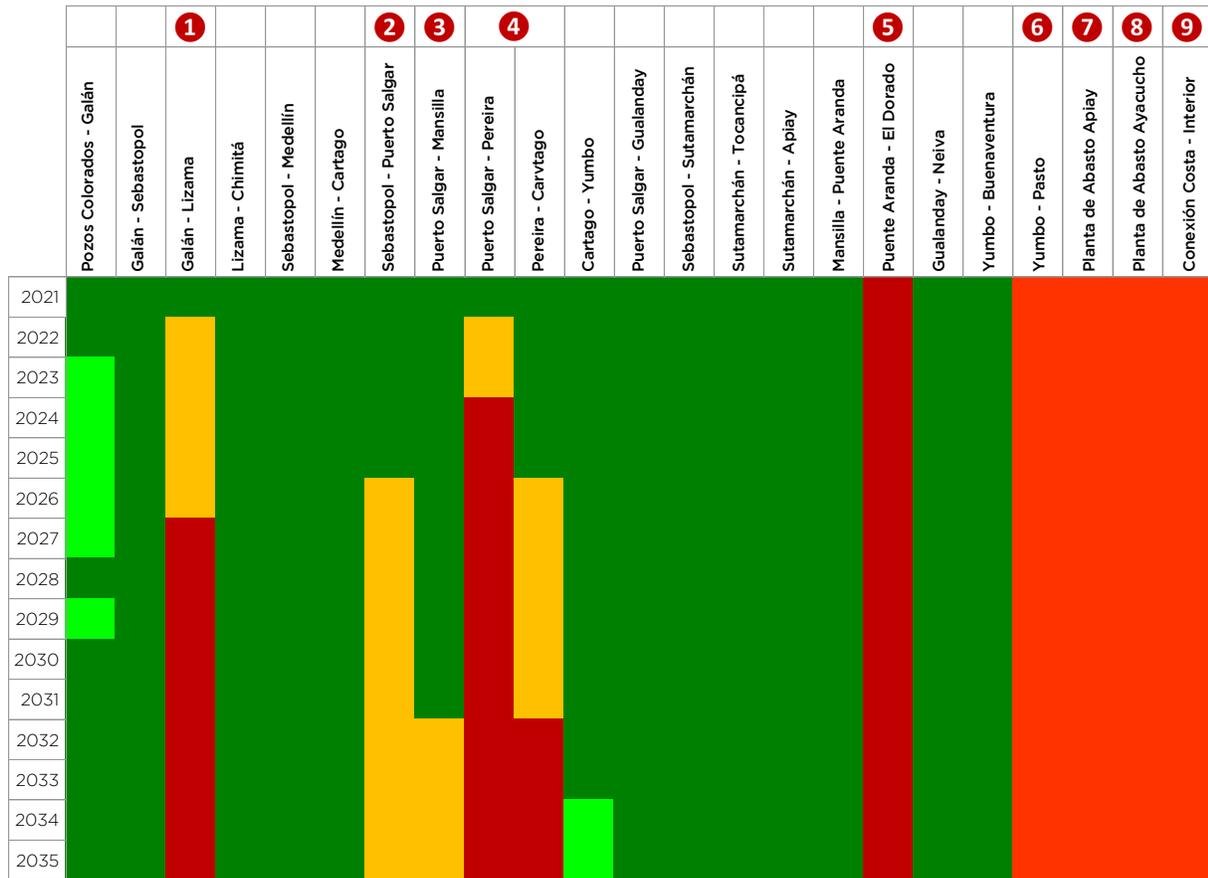
En la simulación de la operación futura del sistema de suministro de combustibles se identifican cinco posibles limitaciones de transporte de combustibles (ver Gráfica 4-25 y Gráfica 4-26), las cuales se exponen de manera explícita a continuación:

- 1- Suministro a Bucaramanga y oriente del país: Poliducto Galán – Lizama
- 2- Suministro al centro y sur del país: Poliducto Sebastopol – Puerto Salgar
- 3- Suministro a Bogotá y centro del país: Poliducto Puerto Salgar – Mansilla
- 4- Suministro al suroccidente del país: Poliducto Puerto Salgar – Manizales – Pereira – Cartago.
- 5- Suministro al Aeropuerto de Bogotá: Jet ducto - El Dorado.

Adicionalmente, se proponen y evalúan los siguientes proyectos que implicarían beneficios operativos o financieros para los usuarios del sistema nacional de petróleo y derivados:

- 6- Suministro a los Departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo: Poliducto Yumbo-Pasto
- 7- Suministro al Departamento del Meta y otros: Planta de Abasto de Apiay
- 8- Suministro al Departamento del Cesar y otros: Planta de Abasto de Ayacucho
- 9- Conexión Costa Atlántica – Interior del País por poliducto

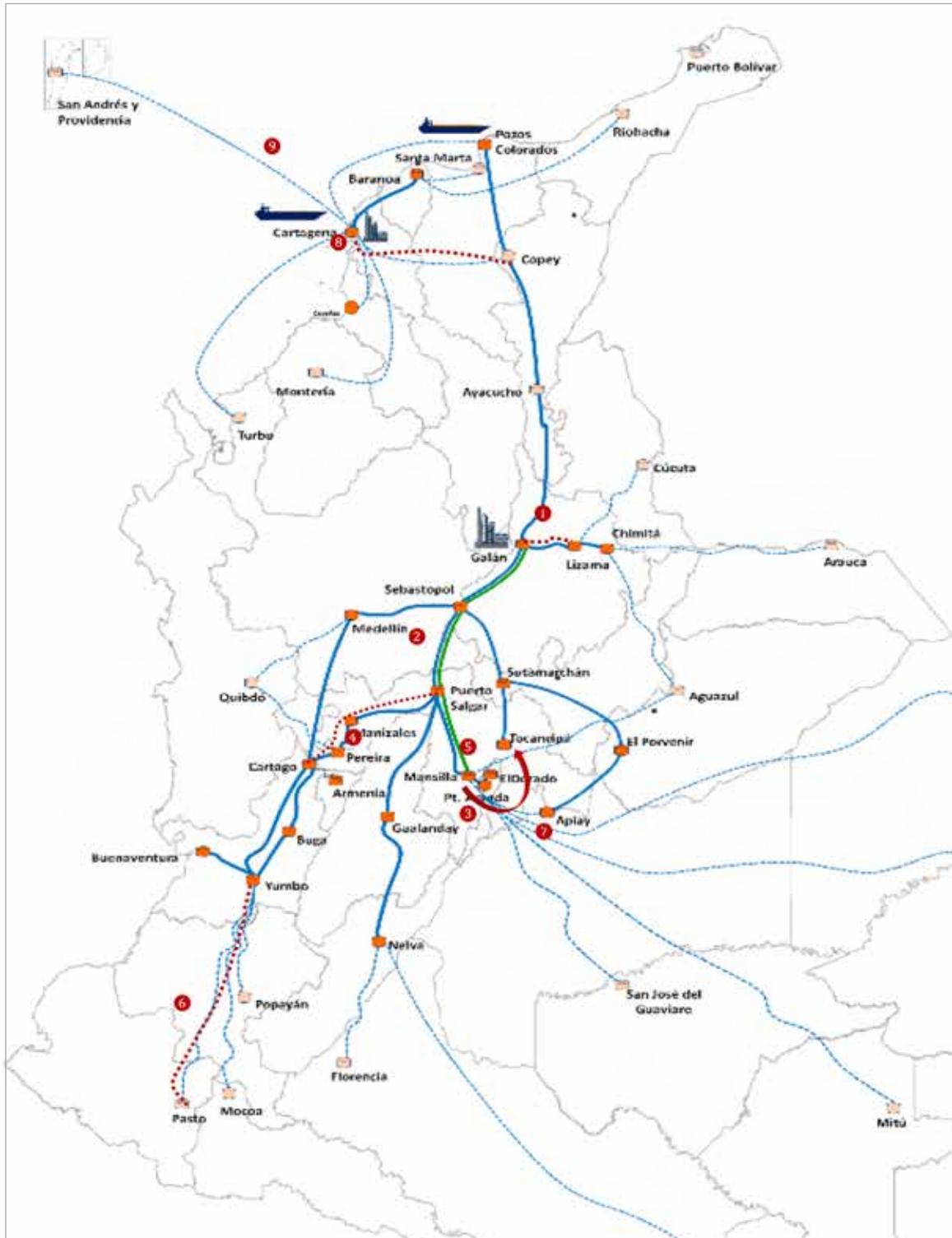
Gráfica 4-25: Expansiones propuestas de infraestructura de transporte de combustibles



Convenciones:

- Ampliación de la capacidad de transporte mediante DRA (Drag Reducing Agent) o cambios normativos.
- Ampliación de la capacidad de transporte mediante nueva infraestructura.
- Limitación de transporte de corto plazo y menor magnitud por resolver operativamente.
- Infraestructura propuesta no originada en restricciones de transporte

Gráfica 4-26: Ubicación de soluciones analizadas en la infraestructura de transporte de combustibles líquidos

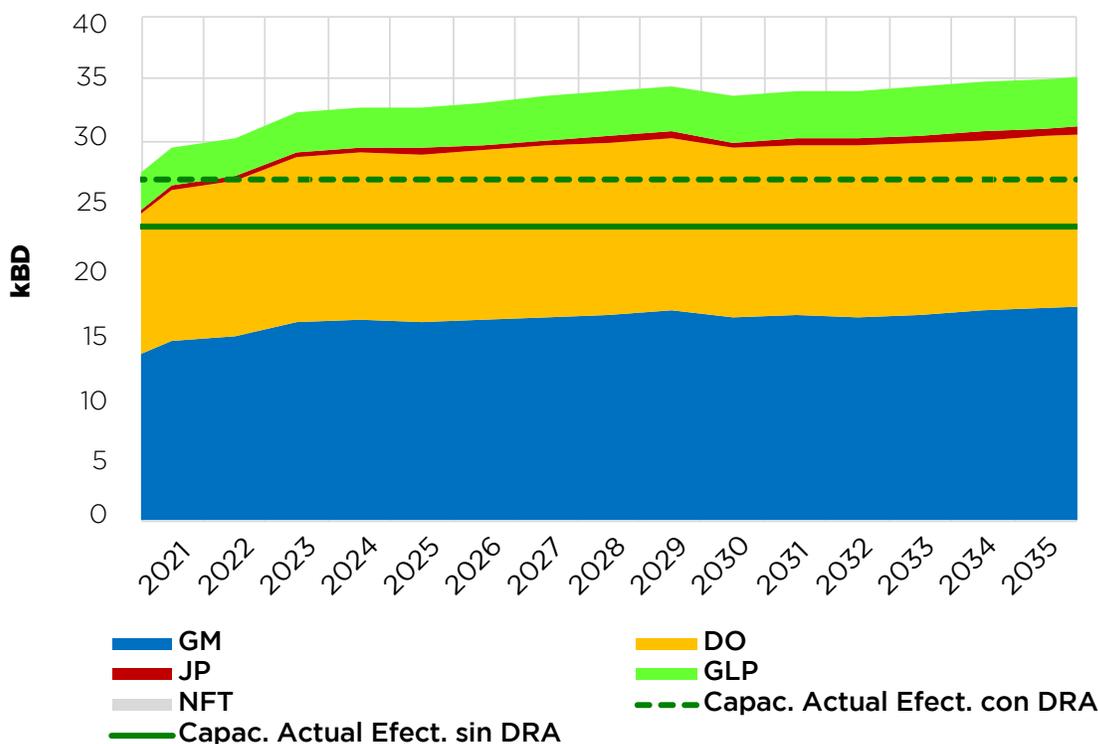


Fuente: UPME

4.2.1 Poliducto Galán - Lizama

El suministro de combustibles por poliducto a la ciudad de Bucaramanga tendría actualmente limitaciones relacionadas con el incremento progresivo de la demanda, exigiendo el uso de DRA⁷(Drag Reducing Agent) en el poliducto en el corto plazo y la ampliación de su capacidad de transporte en el mediano plazo mediante nueva infraestructura, según se propone en el numeral 5.1 (ver **Gráfica 4-27**).

Gráfica 4-27: Proyección de flujo en el poliducto Galán - Lizama



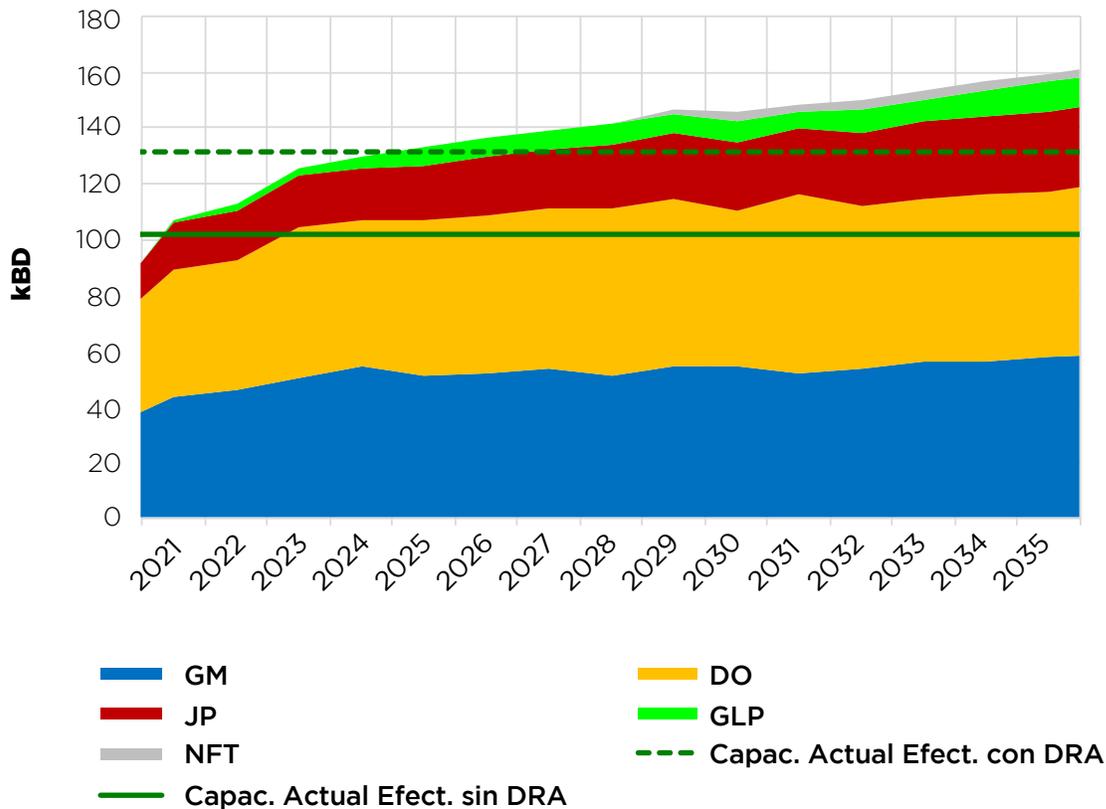
Fuente: UPME.

4.2.2 Poliducto Sebastopol - Puerto Salgar

El suministro de combustibles por este poliducto al interior del país tendría en el corto plazo limitaciones, exigiendo mantener el uso de DRA y la toma de decisiones en el mediano plazo que reduzcan el flujo (ver **Gráfica 4-28**). Estas decisiones se refieren, específicamente, a trasladar parte de la demanda de la planta de abasto de Mansilla hacia la planta de Tocancipá y maximizar el flujo hacia Cartago a través del poliducto Sebastopol - Medellín, según se tratará en los numerales 5.2 y 5.3.

⁷La mezcla del DRA con el hidrocarburo en ductos tiene el objetivo de cambiar las propiedades del fluido de manera que se aumente la capacidad de transporte. Ver el Anexo 2 de este documento e información del proveedor: <https://www.liquipower.com/wp-content/uploads/2021/03/LSPI-RPII-rev-02-21.pdf>

Gráfica 4-28: Proyección de flujo en el poliducto Sebastopol - Puerto Salgar



Fuente: UPME.

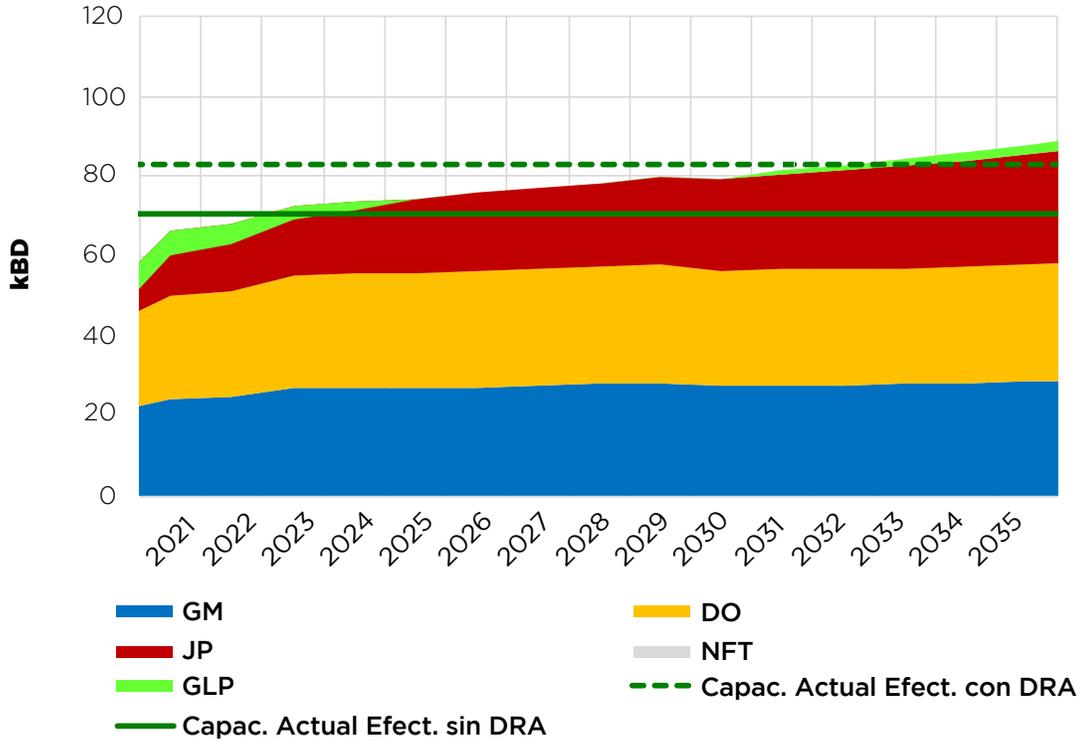
4.2.3 Suministro a Bogotá y centro del país

Actualmente, el suministro de combustibles a Bogotá, Tunja y otras poblaciones del centro del país se concentra en la planta de abasto de Mansilla (Facatativá). En esta situación, la capacidad de transporte desde Puerto Salgar hacia la planta de Mansilla se haría deficitaria en el mediano plazo. Sin embargo, desde Sebastopol hacia la planta de Tocancipá se mantendría excedentaria (ver **Gráfica 4-29** a **Gráfica 4-31**). Esto exigiría el uso de DRA a corto y mediano plazo en el tramo a mansilla; también, potencialmente, alguna obra de infraestructura en el largo plazo. Considerando que la distancia de las plantas de abasto de Mansilla y Tocancipá hasta Bogotá es semejante, se plantea como solución trasladar parte del suministro de combustibles en la zona de la Mansilla hacia Tocancipá⁸, según se desarrolla en el numeral 5.3.

La diversificación de fuentes de suministro para abastecer Bogotá resultó de particular relevancia durante el paro nacional del segundo trimestre de 2021. En este contexto, la capacidad de proveer el combustible desde Mansilla, Tocancipá y Puente Aranda (al interior de la ciudad) permitió mantener la continuidad del servicio, a pesar de los bloqueos en las vías de acceso. En consecuencia, propender por esa diversificación para el abastecimiento del centro del país va en concordancia con el análisis de abastecimiento.

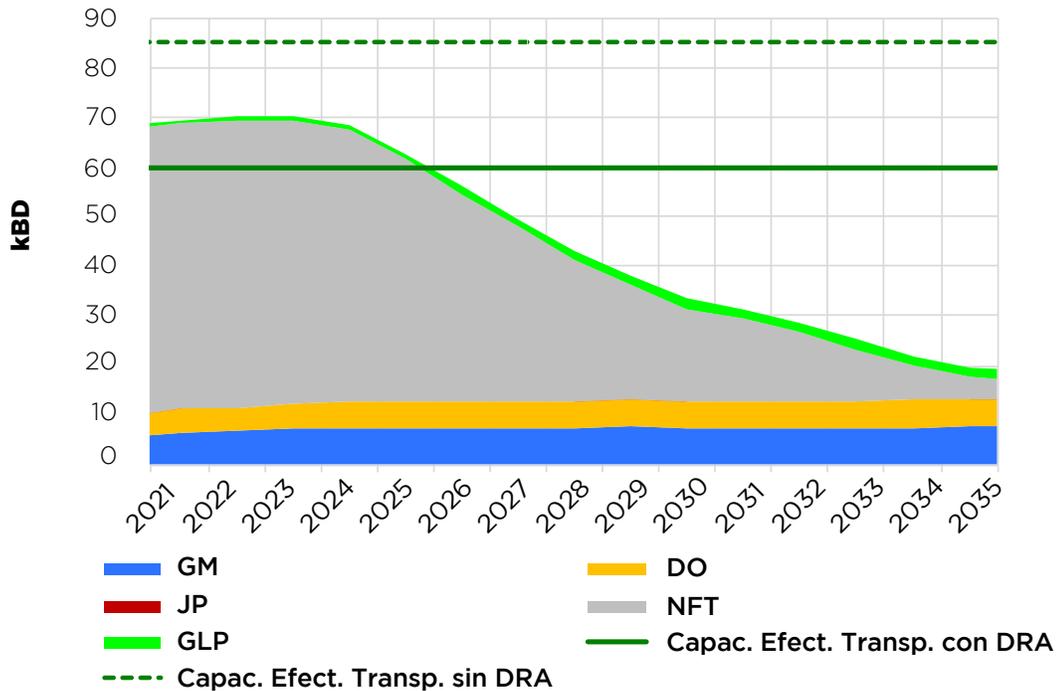
⁸En particular la distancia entre las plantas de abasto de Mansilla y Puente Aranda es de 44 km y la distancia entre las plantas de Tocancipá y Puente Aranda se estima en 52 km.

Gráfica 4-29: Proyección de flujo en el poliducto Puerto Salgar-Mansilla



Fuente: UPME.

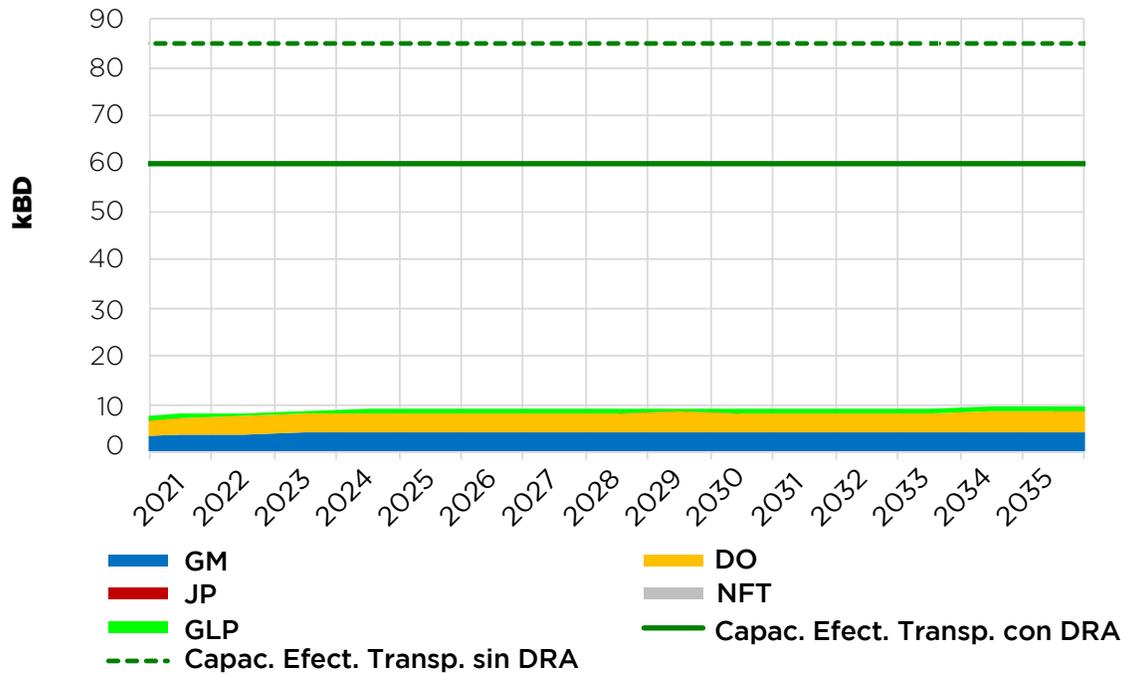
Gráfica 4-30: Proyección de flujo en el poliducto Sebastopol - Sutamarchán.



Fuente: UPME⁹.

⁹Durante los primeros meses del año 2021, el flujo en este poliducto se estimó en 54 kBPD (según información de la compañía Cenit), inferior a lo aquí estimado de casi 70 kBPD. Esto se relacionaría con una producción petrolera y demanda de Nafta (diluyente) inferior a la proyectada en este documento.

Gráfica 4-31: Proyección de flujo en el poliducto Sutamarchán - Tocancipá.



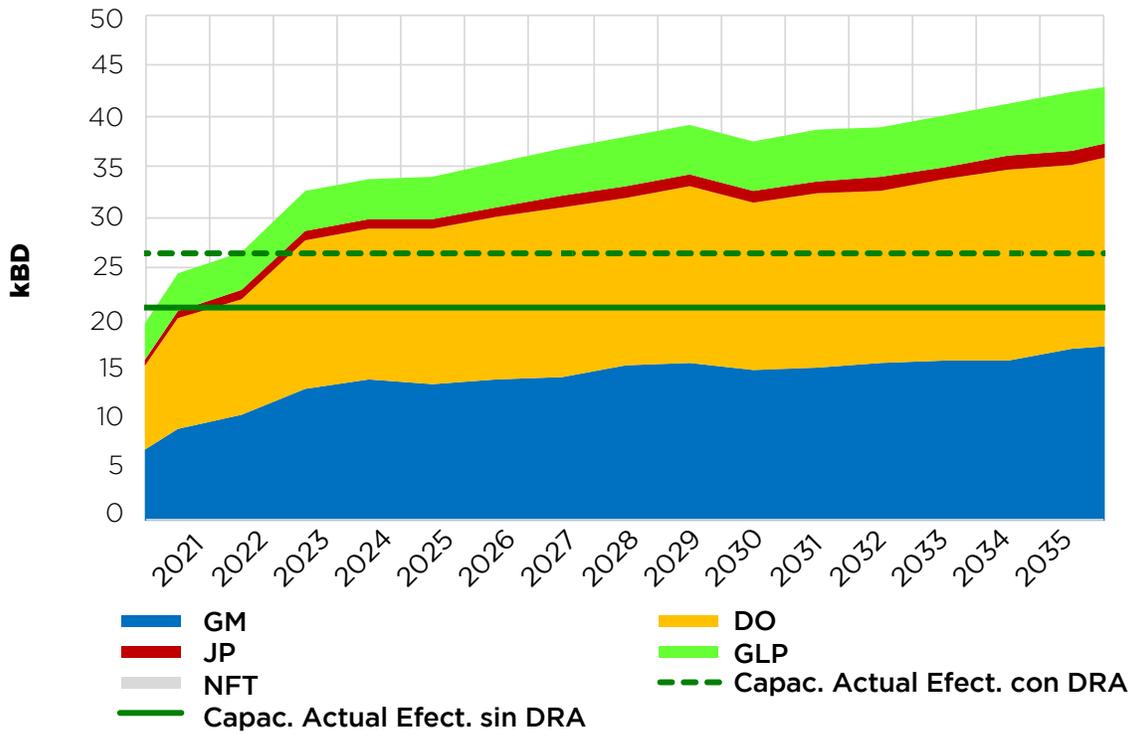
Fuente: UPME.

4.2.4 Suministro al Suroccidente del país

Para abastecer las demandas del suroccidente del país vía poliducto hasta las plantas de Cartago y Yumbo, se dispone actualmente de las líneas (i) Sebastopol-Medellín-Cartago y (ii) Puerto Salgar-Manizales-Pereira-Cartago (ver **Gráfica 4-26**). Los flujos de los tramos anteriores se pueden observar en la **Gráfica 4-32** a **Gráfica 4-34**, asumiendo el transporte del máximo flujo posible por el tramo Sebastopol - Medellín (62.8 kBPD, usando DRA). En estas imágenes se evidencia el requerimiento de ampliar de su capacidad de transporte en el corto plazo mediante el uso de DRA. A más largo plazo, y dependiendo de la velocidad a la cual crezca la demanda, se podría plantear la necesidad de construir con nueva infraestructura, según se trata en el numeral 5.4¹⁰ :

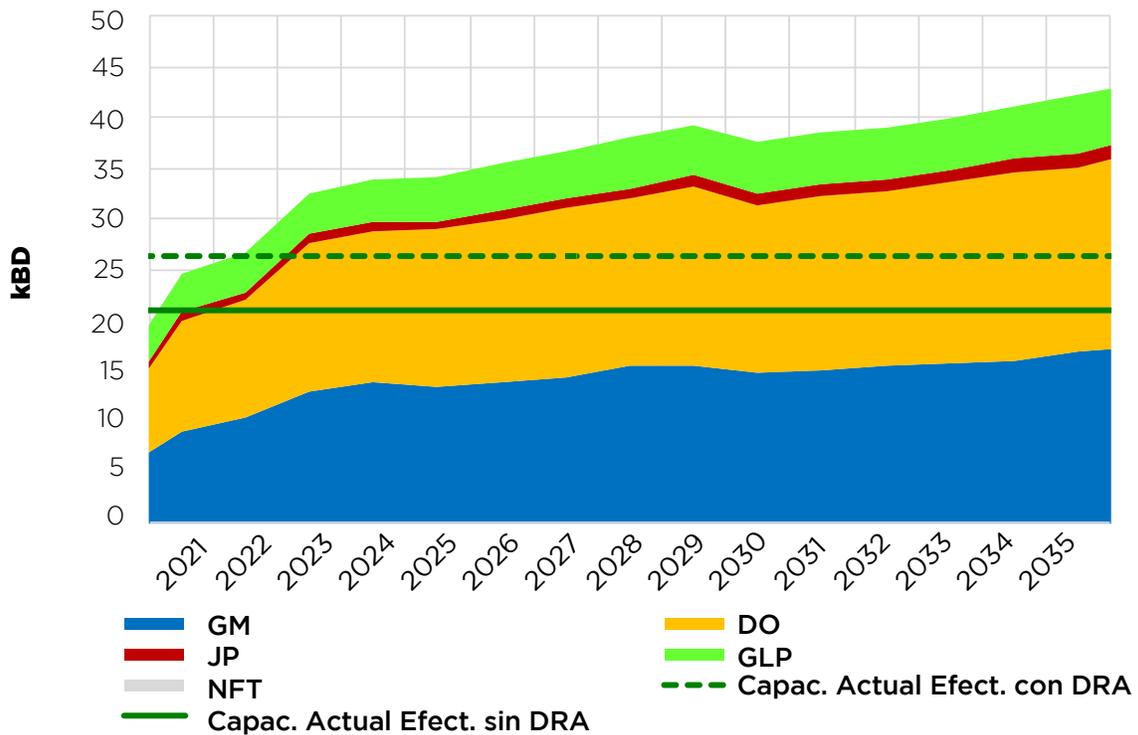
¹⁰Se asume el máximo aprovechamiento del poliducto existente entre Sebastopol - Medellín - Cartago y la ampliación del poliducto Puerto Salgar - Cartago: la longitud del primero se estima en cerca de 400 km, mientras que la del segundo en 211 km (ver <https://cenit-transporte.com/poliductos/>).

Gráfica 4-32: Proyección de flujo en el poliducto Puerto Salgar - Manizales



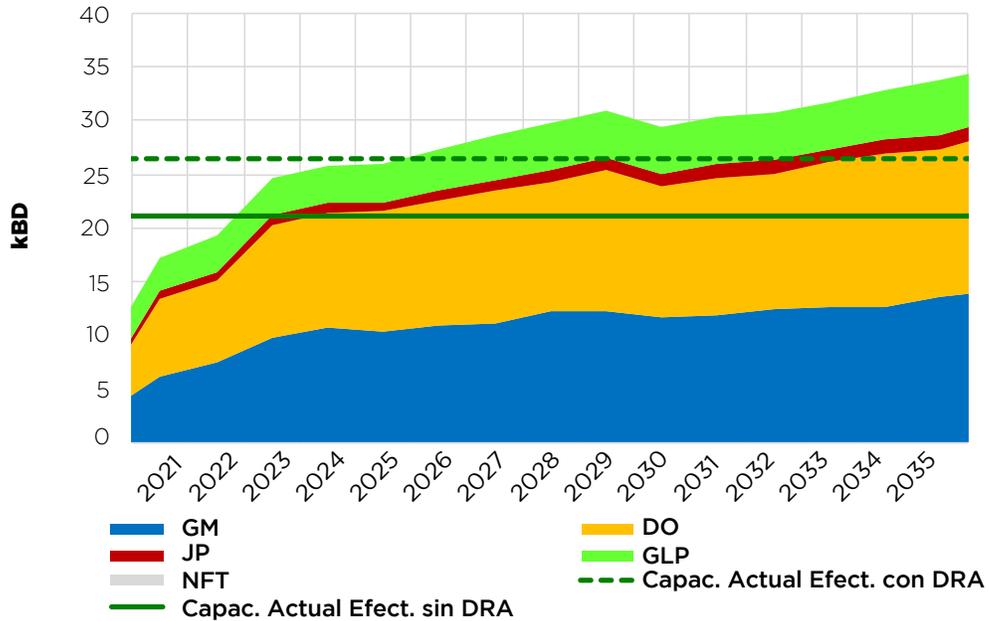
Fuente: UPME.

Gráfica 4-33: Proyección de flujo en el poliducto Manizales - Pereira.



Fuente: UPME.

Gráfica 4-34: Proyección de flujo en el poliducto Pereira - Cartago.

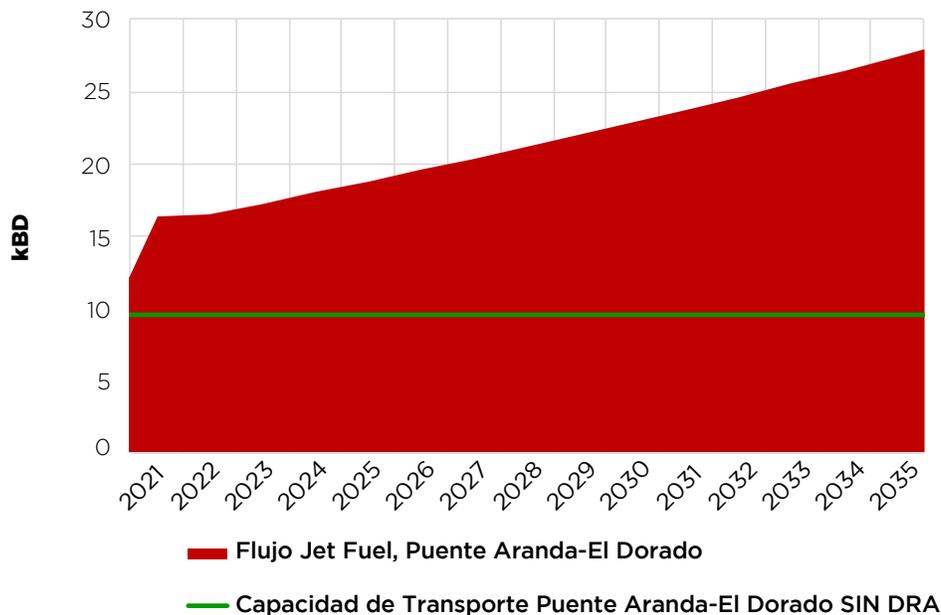


Fuente: UPME.

4.2.5 Suministro al Aeropuerto El Dorado

A 2021, el poliducto que suministra el combustible para el Aeropuerto de Bogotá es insuficiente para satisfacer la demanda actual, déficit que se ampliaría a futuro, según se presenta en la **Gráfica 4-35**. Esto exige la construcción de un ducto que permita suplir las necesidades, según se presenta en el numeral 5.5.

Gráfica 4-35: Proyección de flujo en el poliducto Puente Aranda - El Dorado.



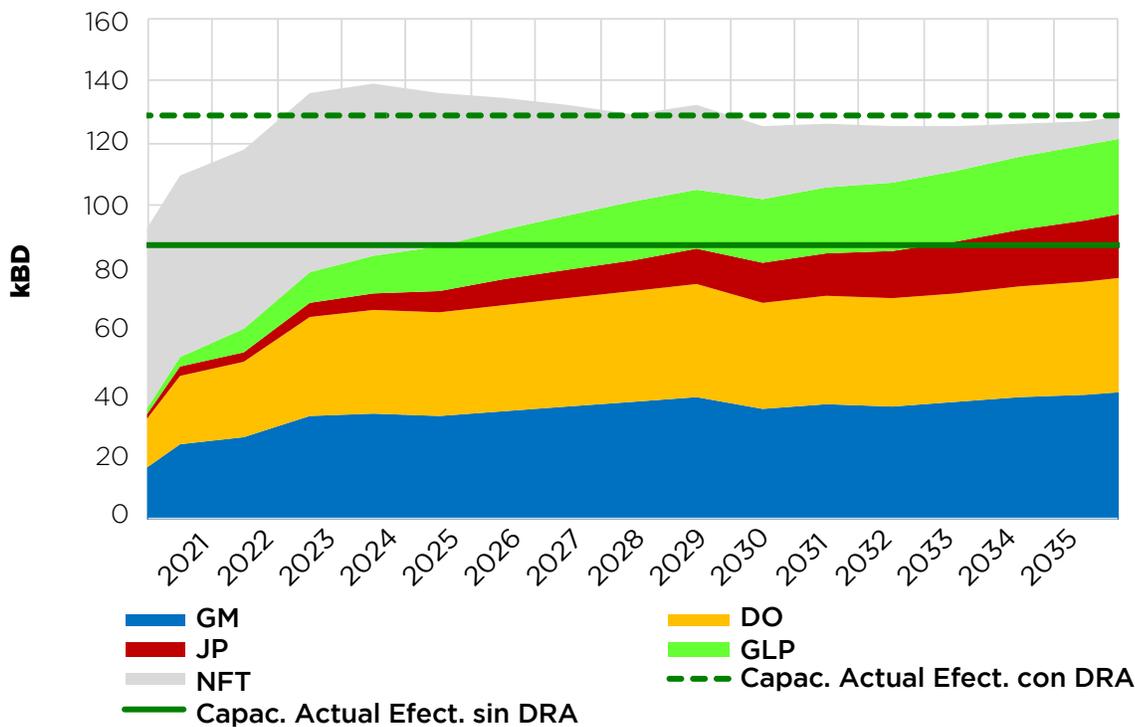
Fuente: UPME.

4.2.6 Poliducto Pozos Colorados - Galán

El transporte de combustibles entre la Refinería de Cartagena y el interior del país, así como las importaciones requeridas para completar el suministro de la demanda del interior, se realiza vía poliducto entre el puerto de Pozos Colorados y Galán (Barrancabermeja). Así mismo, la importación de Nafta (diluyente) asociada al transporte del crudo pesado producido en los Llanos Orientales hace uso también de este poliducto.

En el agregado, la **Gráfica 4-36** muestra la relación entre el flujo de derivados y la capacidad de transporte que se ve temporalmente superada. Considerando la información disponible sobre importación de nafta y la incertidumbre asociada a dichos volúmenes a largo plazo, el déficit de transporte aparece en el balance como un déficit temporal y de menor magnitud. En consecuencia, se plantean soluciones distintas a la construcción de nueva infraestructura de transporte¹¹ por poliducto. El aumento de la capacidad de transporte se puede realizar mediante un mayor uso de DRA o de medios de transporte complementarios al ducto.

Gráfica 4-36: Proyección de flujo en el poliducto Pozos Colorados - Galán.



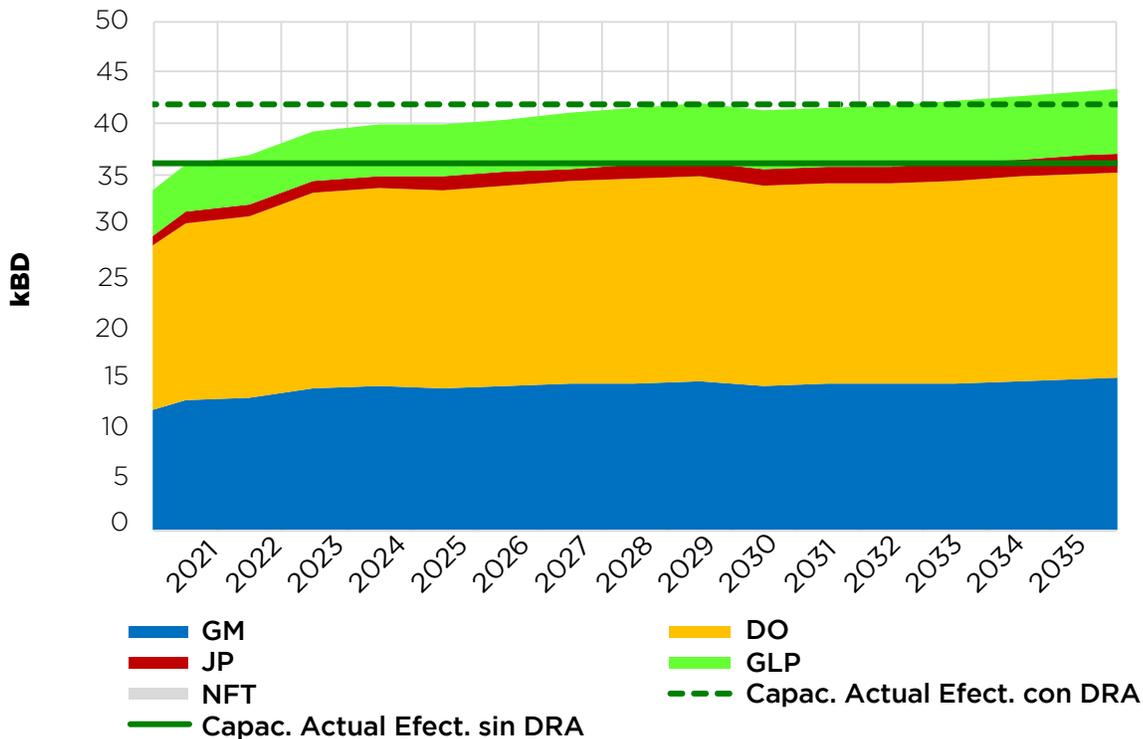
Fuente: UPME.

¹¹Adicionalmente, se encuentra en desarrollo la incorporación de nueva capacidad de almacenamiento en el terminal de Pozos Colorados, que implicaría mayor capacidad de transporte del mencionado poliducto. A la fecha de elaboración de este documento no se dispone de la magnitud de la nueva capacidad.

4.2.7 Poliducto Cartago - Yumbo

El poliducto Cartago-Yumbo se vería en el corto plazo en situación deficitaria, exigiendo el uso creciente de DRA a fin de aumentar su capacidad de transporte. En el mediano plazo, considerando el menor requerimiento de ampliación de la capacidad de transporte, tal solución resulta financieramente favorable, respecto a la alternativa de construir infraestructura de transporte adicional (ver Anexo 2). A largo plazo se continúa analizando la necesidad de infraestructura adicional, en función del comportamiento de la demanda.

Gráfica 4-37: Proyección de flujo en el poliducto Cartago - Yumbo.



Fuente: UPME.

4.3 Otras obras propuestas de transporte de combustibles líquidos

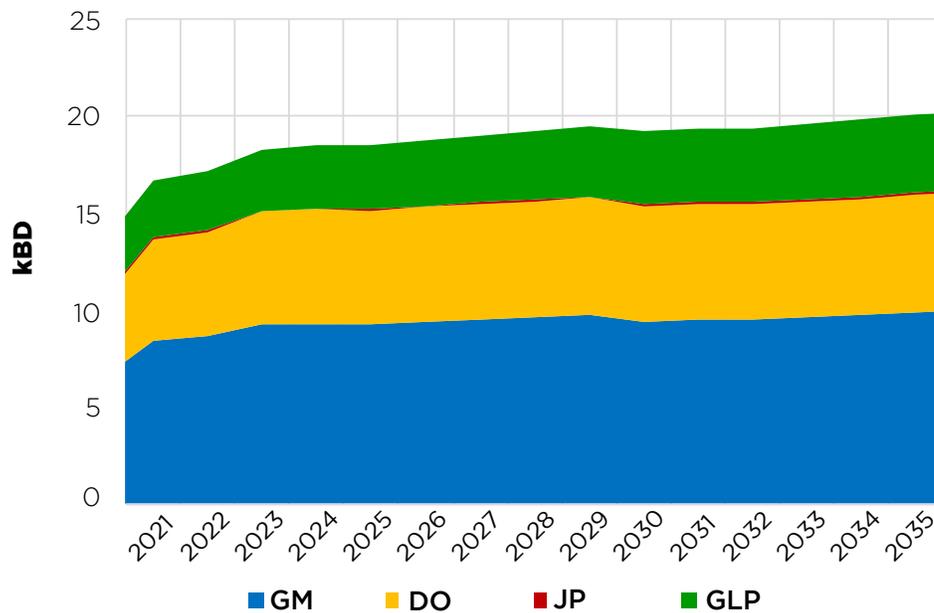
4.3.1 Suministro a los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo

Para esta región del país, que actualmente se abastece desde Yumbo en el Valle del Cauca a través de carrotaques, se proyecta la demanda de combustibles expuesta en la **Gráfica 4-38**. En el numeral 5.6 se presenta una propuesta para la construcción de un poliducto entre las ciudades de Yumbo y Pasto y sus costos correspondientes.

Los reportes de agentes de la cadena y del MME en el contexto del paro nacional del segundo trimestre de 2021 permitieron corroborar la fragilidad del suministro de combustibles a estos departamentos. En Cauca, al tener básicamente una sola vía de acceso (carretera Panameri-

cana), los cierres al norte y al sur de Popayán generaron dificultades para el abastecimiento. En Nariño, a pesar de contar con vías alternas a la Panamericana (por ejemplo desde Neiva), el abastecimiento por carrotaques, dadas las condiciones de las vías, tampoco resulta eficaz para garantizar el suministro continuo de producto. La entrada de combustible por el puerto de Tumaco es una alternativa también, que dio resultados favorables durante este evento. Finalmente, en Putumayo, a pesar de contar inicialmente con inventarios, las dificultades de transportar los productos, incluso de abastecer con productos importados, puso en riesgo el suministro. Dados los eventos recientes, introducidos en la sección 2.5, la UPME considera necesario ahondar en el análisis específico de las condiciones que limitan o ponen en riesgo la prestación del servicio Putumayo, con el fin de encontrar soluciones para mejorar dicha prestación.

Gráfica 4-38: Proyección de flujo en el poliducto Yumbo - Pasto.

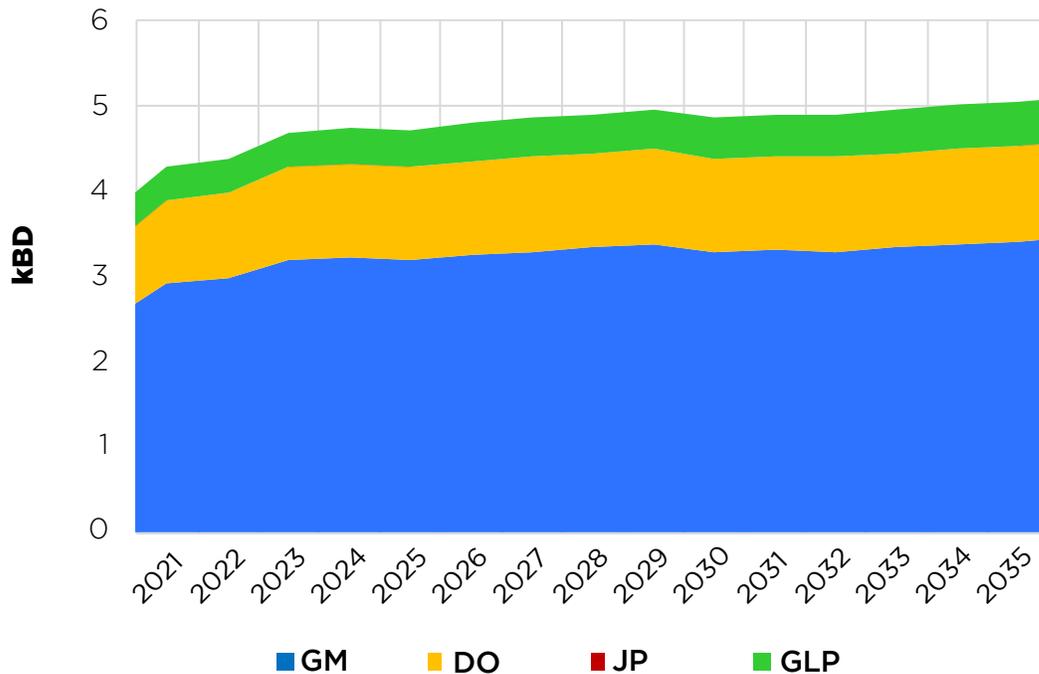


Fuente: UPME.

4.3.2 Suministro al Departamento del Cesar

Actualmente, el suministro a la planta de abasto en Ayacucho se realiza desde Galán vía carrotaque, en razón a que desde el poliducto Pozos Colorados-Galán no se dispone de una generación directa a la mencionada planta. Lo anterior implica transporte de combustibles por poliducto Ayacucho y Galán y transporte por carrotaque de regreso entre Galán y Ayacucho. Se propone, frente a esta situación, la construcción de la derivación desde el poliducto Pozos Colorados - Galán y las adecuaciones en la planta de abasto de Ayacucho, de la dimensiones que permitan el suministro de la demanda que se proyecta en la **Gráfica 4-39**. Complementariamente, en el numeral 5.7 se presentan los costos estimados asociados a esta obra.

Gráfica 4-39: Proyección de la demanda de combustibles en el nodo Ayacucho.



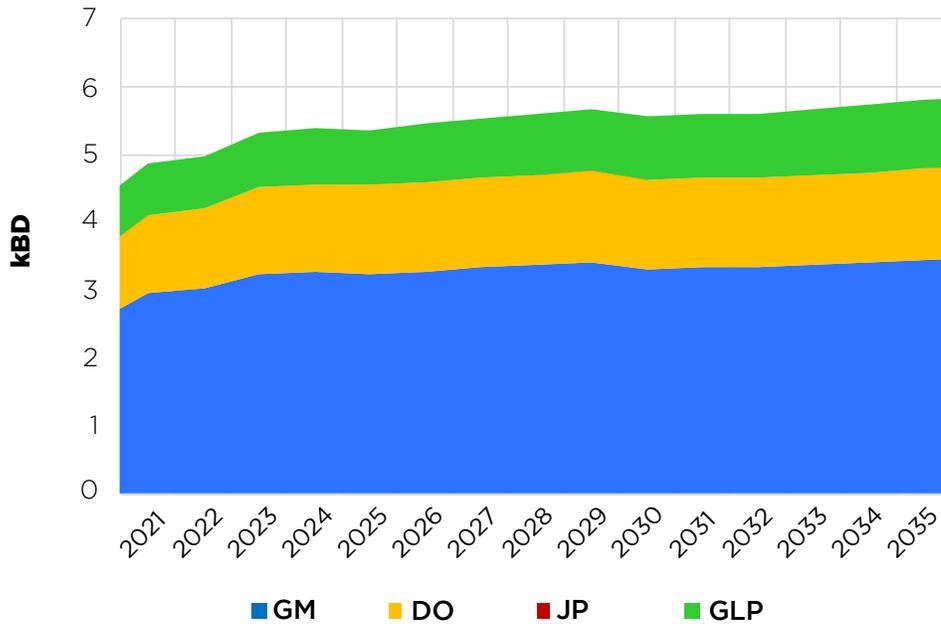
Fuente: UPME.

4.3.3 Suministro al Departamento del Meta

Para esta región del país, que actualmente se abastece en gasolina y diésel desde la planta de Mansilla y Tocancipá, y en GLP desde los campos de Cusiana-Cupiagua¹² a través de carrotanques, se proyecta la demanda de combustibles en la **Gráfica 4-40**. Teniendo en cuenta que actualmente se transporta Nafta (diluyente) hasta Apiay, se propone la construcción de una planta de abasto también para los demás combustibles, que reduciría el tráfico de carrotanques entre Mansilla/Tocancipá y Apiay. En el numeral 5.8 se presentan los costos relativos a las alternativas de suministro a Apiay.

¹²En el escenario de agotamiento de la producción en los campos de Cusiana-Cupiagua que se considera en este estudio, el suministro de GLP podría hacerse desde la zona del Magdalena Medio.

Gráfica 4-40: Proyección de flujo en el poliducto Sutamarchán-APIay (excluyendo Nafta (diluyente)).



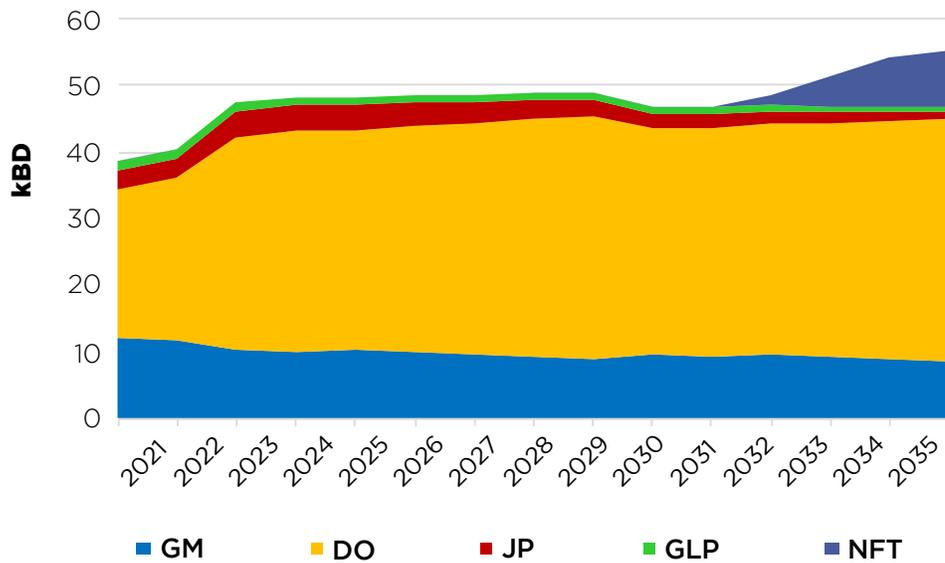
Fuente: UPME.

4.3.4 Conexión Costa Atlántica – Interior del país

Actualmente, la producción de derivados en la Refinería de Cartagena abastece en primera instancia el mercado de la Costa Atlántica¹³ y con sus excedentes, el mercado del interior. Este último flujo se presenta en la **Gráfica 4-41**. Para ingresar al país, se realiza una operación de cabotaje entre los terminales de Cartagena y Pozos Colorados (Santa Marta, Magdalena). En la sección 5.9 se presenta una alternativa para conectar el sistema de poliductos de la costa caribe con el sistema de poliductos del interior del país, es decir se presenta una alternativa para conectar Cartagena con algún punto del poliducto Pozos Colorados – Galán.

¹³Se proyecta una ampliación de la capacidad de producción de derivados de petróleo en Cartagena. Ver nota de pie de página 4

Gráfica 4-41: Proyección de flujo entre la Refinería de Cartagena y el interior del país



Fuente: UPME.

Gráfica 4-42: Cabotaje Cartagena-Pozos Colorados actual y conexión Cartagena-Sistema de transporte.



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit y Ecopetrol

5. Análisis de Alternativas para Aumento de la Capacidad de Transporte

El presente capítulo expone alternativas para su ejecución para las necesidades de expansión de capacidad de transporte expuestas en el numeral 4.2, así como sus costos asociados. Para estos últimos se utilizaron los costos indicativos que aparecen en los Anexos 1, 2 y 3 de este documento. Los valores financieros en este capítulo están en dólares de Estados Unidos de diciembre de 2020.

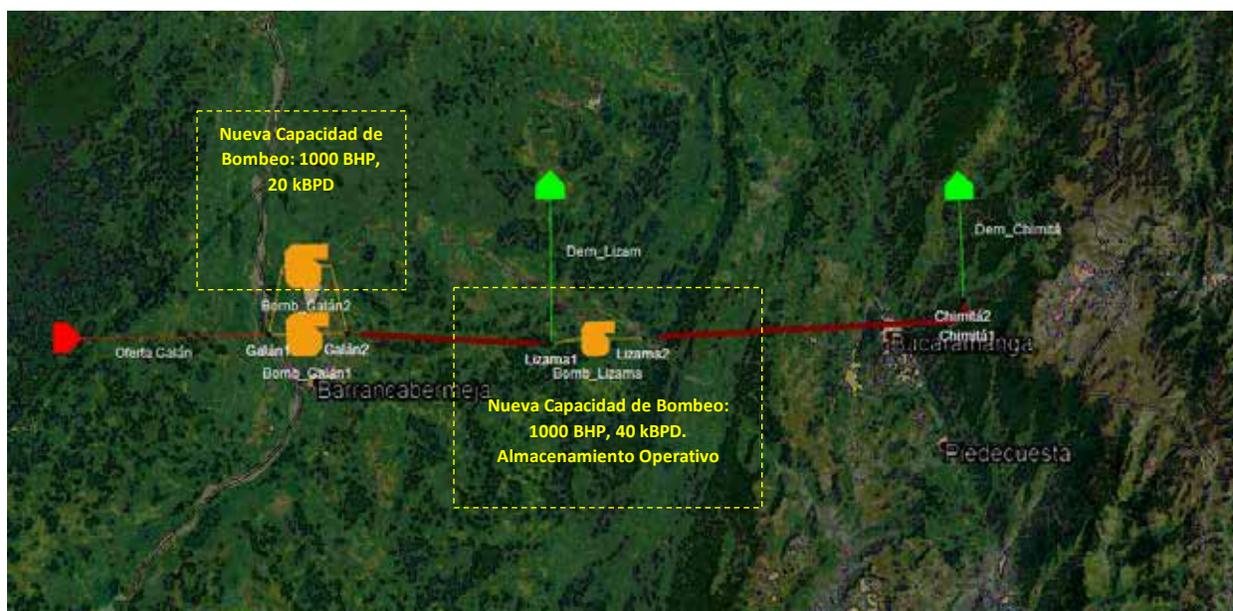
5.1 Poliducto Galán - Lizama

Para aumentar la capacidad de transporte de este poliducto de 23 kBPD a 38 kBPD (ver numeral 4.2.1) se plantean las alternativas de incorporar al sistema existente nueva capacidad de bombeo o aumentar el uso de DRA. Entre estas, la primera alternativa sería la de menores costos asociados por lo que resulta preferible, según se expone a continuación:

5.1.1 Ampliación por mayor capacidad de bombeo

Para alcanzar una capacidad de transporte de 38 kBPD se propone la incorporación de dos nuevas estaciones de bombeo de capacidad de 1000 BHP cada una, ubicadas según se expone en la Gráfica 5 1. Complementariamente, la nueva capacidad de transporte implica mayor capacidad de almacenamiento operativo en la planta de abasto de Lizama. En seguida, la Tabla 5 1 presenta los costos estimados de la nueva infraestructura, asumiendo un periodo de amortización de 20 años y una tasa de descuento anual de 12.75%:

Gráfica 5-1: Ubicación propuesta de la nueva capacidad de bombeo en el poliducto Galán - Lizama



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

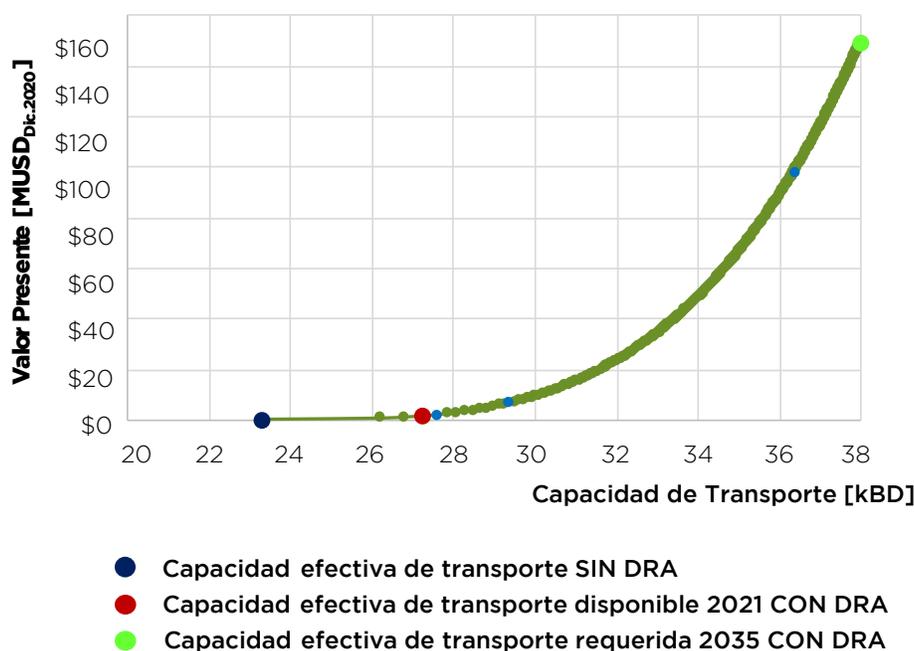
Tabla 5-1: Costos para la infraestructura del poliducto Galán - Lizama

Nueva Infraestructura		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
2	Estaciones de bombeo de 1000 bhp, 20 y 40 kBD	42.28	5.93	15.08	2.11	57.36	8.04
1	Tanque de almacenamiento (GM) 31 kB	3.62	0.51	1.29	0.18	4.91	0.69
1	Tanque de almacenamiento (DO) 22 kB	2.74	0.38	0.98	0.14	3.72	0.52
1	Tanque de almacenamiento (JF) 1.4 kB	0.66	0.09	0.24	0.03	0.89	0.13
1	Tanque de almacenamiento (GLP) 8 kB	1.67	0.23	0.60	0.08	2.27	0.32
Total		50.97	7.15	18.18	2.55	69.15	9.70

5.1.2 Ampliación por creciente uso DRA en el poliducto Galán - Lizama

Para alcanzar una capacidad de transporte de 38 kBPD una alternativa es la incorporación de mayor proporción de DRA en el flujo del poliducto, según se muestra en la **Gráfica 5-2**. A esto se debe adicionar la nueva capacidad de almacenamiento operativo estimada en la **Tabla 5-1**. La siguiente gráfica indica los costos requeridos para obtener cierta capacidad de transporte deseada en el tramo Galán - Lizama, como se observa los costos necesarios haciendo uso de DRA aumentan a medida que aumenta la capacidad requerida, por ejemplo para obtener una capacidad de transporte de 38 kBPD se estima que se requieren costos superiores a 140 MUSD de diciembre de 2020.

Gráfica 5-2: Costos relativos al uso de DRA en el poliducto Galán - Lizama

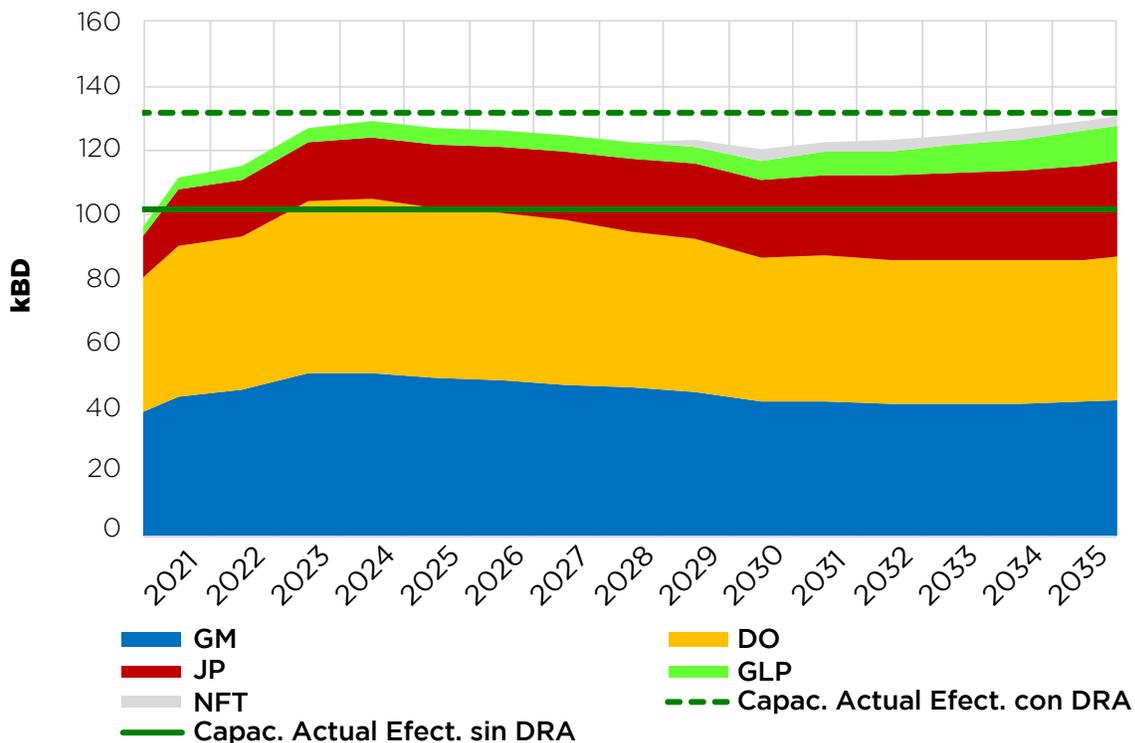


Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

5.2 Poliducto Sebastopol – Puerto Salgar

Con el traslado de demanda de la planta de abasto de Mansilla a la planta de Tocancipá se alcanzaría una reducción de flujo en el poliducto Sebastopol – Puerto Salgar (ver numeral 5.3). Esta acción sería complementaria a la de aumentar el flujo en el poliducto Sebastopol – Medellín que se trató en el numeral 4.2.4. Para una estimación de los costos del agente reductor ver Anexo 2.

Gráfica 5-3: Nuevo flujo proyectado Sebastopol – Puerto Salgar con el traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá (comparar con Gráfica 4-28)

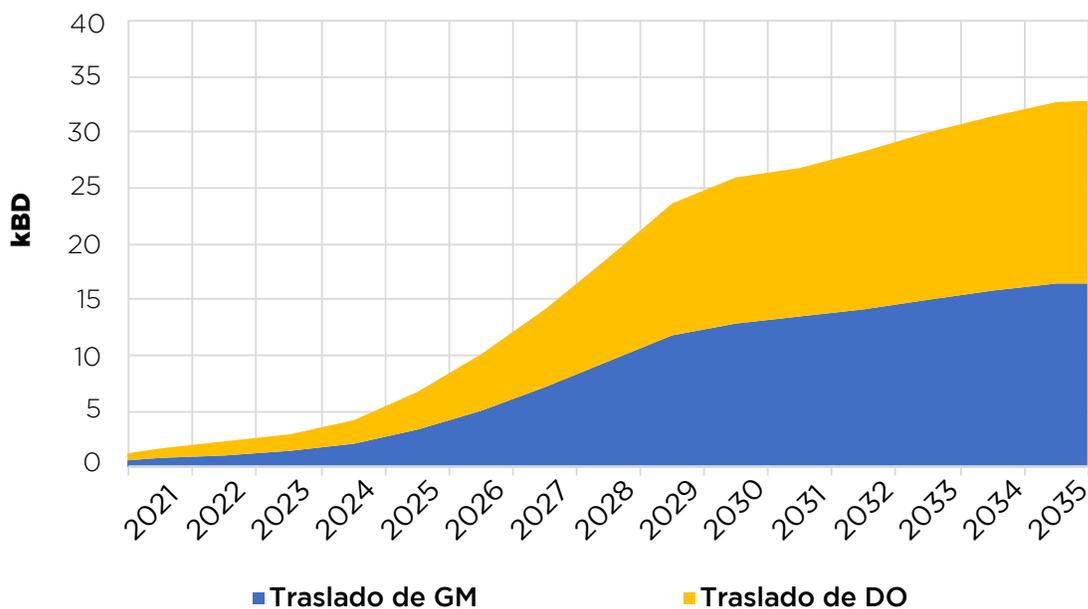


Fuente: UPME

5.3 Traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá.

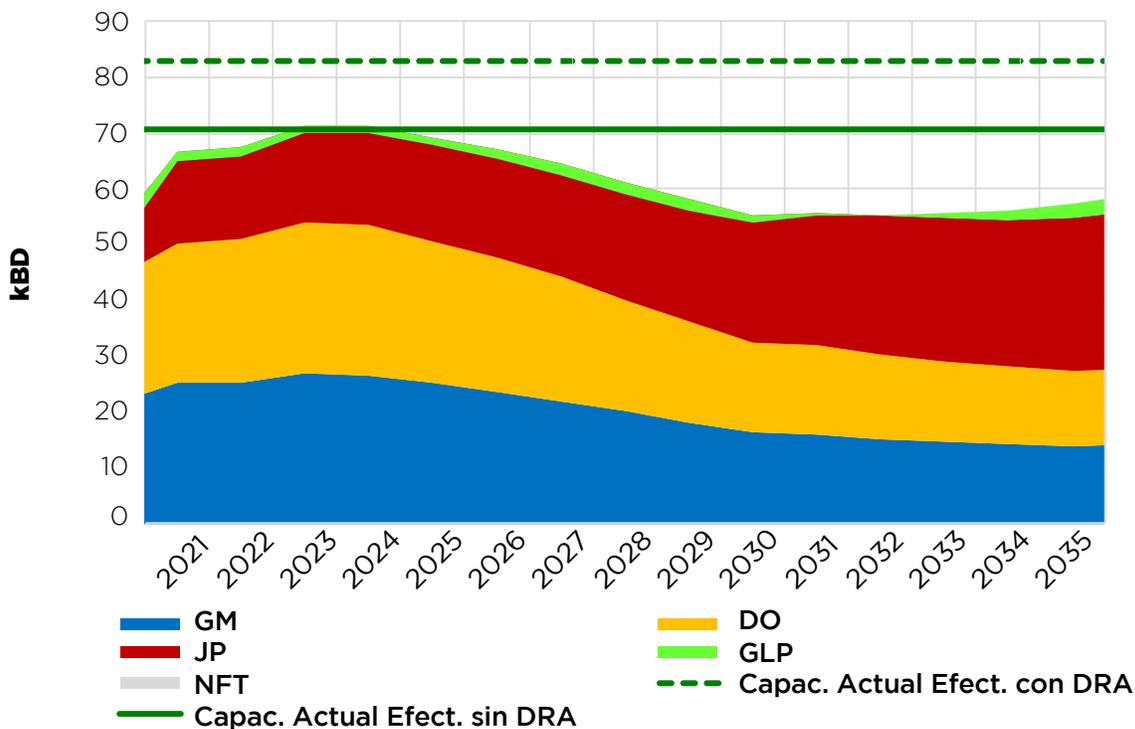
Con el propósito de hacer un uso óptimo de la infraestructura existente, se propone trasladar progresivamente una proporción del suministro que actualmente se presta desde la planta de abasto de Mansilla (ubicada en Facatativá) a la planta de abasto de Tocancipá, según las magnitudes expuestas en la **Gráfica 5-4**. Con esto se reduciría el flujo en el poliducto Puerto Salgar – Mansilla (ver **Gráfica 5-5**), y aumentaría en la misma magnitud el flujo en los poliductos Sebastopol – Sutamarchán (ver **Gráfica 5-6**) y Sutamarchán – Tocancipá (ver **Gráfica 5-7**). Adicionalmente, esta acción reduce el flujo en el poliducto Sebastopol – Puerto Salgar, según se mencionó en el numeral 5.2.

Gráfica 5-4: Magnitud del traslado de demanda desde Mansilla hasta Tocancipá



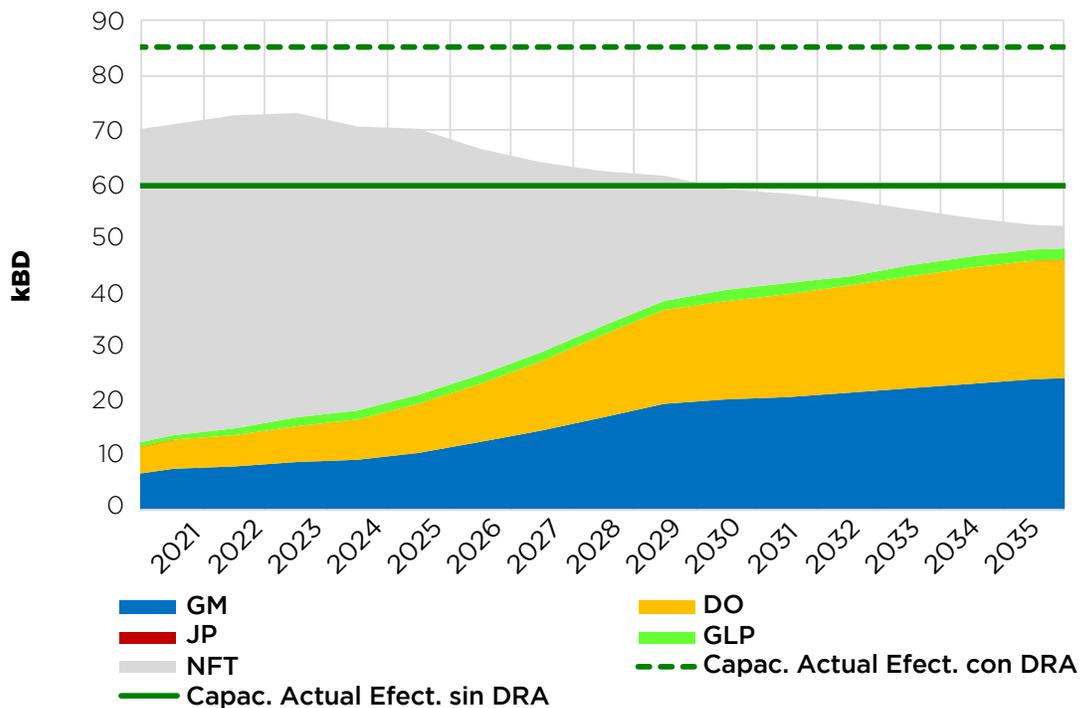
Fuente: UPME.

Gráfica 5-5: Proyección de flujo vía poliducto Puerto Salgar - Mansilla con el traslado de demanda propuesto (comparar con Gráfica 4-29)



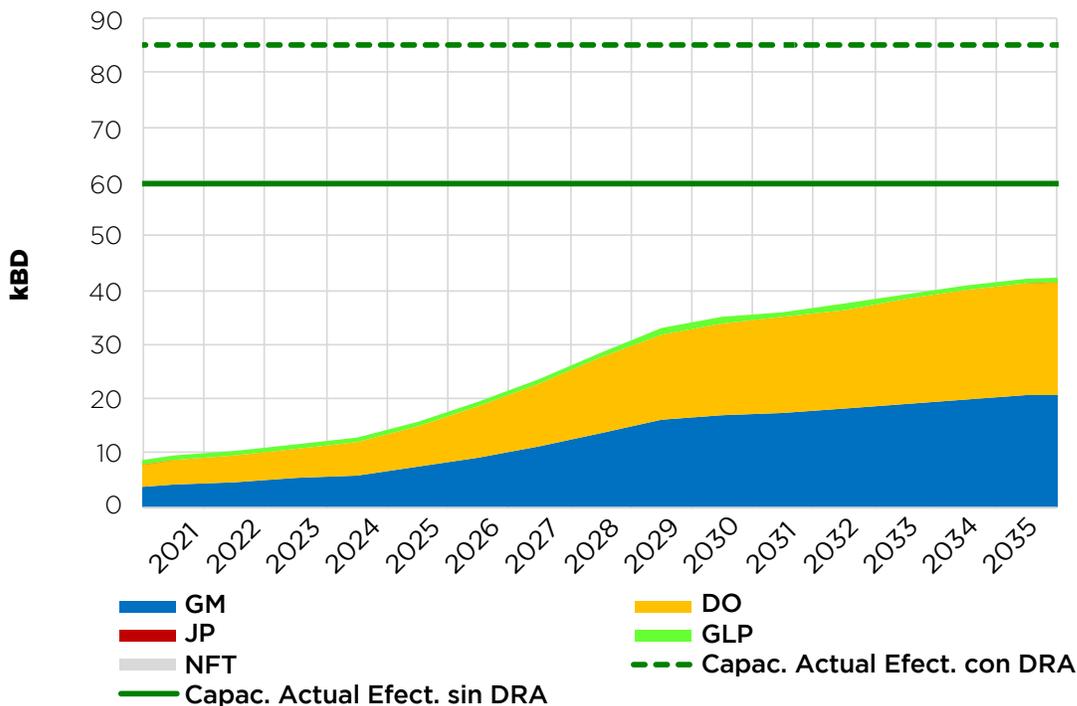
Fuente: UPME.

Gráfica 5-6: Proyección de flujo vía poliducto Sebastopol - Sutamarchán con el traslado demanda propuesto (comparar con Gráfica 4 30)



Fuente: UPME.

Gráfica 5-7: Proyección de flujo vía poliducto Sutamarchán - Tocancipá con el traslado de demanda propuesto (comparar con Gráfica 4-31)



Fuente: UPME.

5.4 Poliducto Puerto Salgar – Cartago

Para aumentar la capacidad de transporte de este poliducto hasta 47 kBPD (ver numeral 4.2.4) se identifican las alternativas de incorporar al sistema existente nueva infraestructura o de aumentar el uso de DRA. Entre estas, la primera alternativa sería la de menores costos asociados, según se explica a continuación. Además, se ha identificado una tercera alternativa que consiste en realizar un cabotaje desde Cartagena hacia el puerto de Buenaventura, cuyo análisis se desarrollará en el análisis de confiabilidad.

5.4.1 Ampliación por nuevo poliducto (loop)

Para alcanzar una capacidad de transporte de 47 kBPD se propone la incorporación de un nuevo poliducto de 210 km y 8” de diámetro, más cuatro nuevas estaciones de bombeo de capacidad de 1500 BHP cada una, ubicadas según se expone en la **Gráfica 5-8**. Complementariamente, la nueva capacidad de transporte implica mayor capacidad de almacenamiento operativo en las plantas de abasto de Manizales, Pereira y Cartago. En seguida, la Tabla 5 2 presenta los costos estimados de la nueva infraestructura, asumiendo una tasa de descuento de 12.75% anual, durante un periodo de 20 años:

Gráfica 5-8: Infraestructura para ampliación de capacidad de poliducto Puerto Salgar-Cartago



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

Tabla 5-2: Costos para la infraestructura del poliducto Puerto Salgar - Cartago

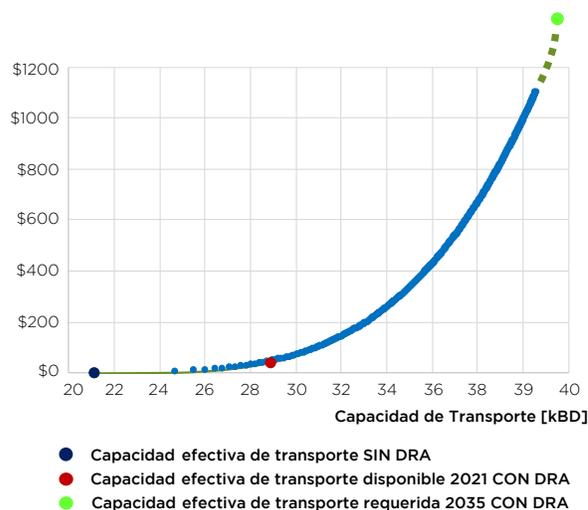
Nueva Infraestructura	Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1 Poliducto 210 km, 8" 25 kB	211.86	29.71	75.54	10.59	287.40	40.30
4 Estaciones de bombeo de 1500 bhp, 25 kBD	130.11	18.24	11.60	1.63	141.71	19.87
1 Tanque de almacenamiento (GM) 34 kB	3.91	0.55	1.39	0.20	5.30	0.74
1 Tanque de almacenamiento (DO) 32 kB	3.72	0.52	1.33	0.19	5.04	0.71
1 Tanque de almacenamiento (JF) 3 kB	0.82	0.12	0.29	0.04	1.12	0.16
1 Tanque de almacenamiento (GLP) 9 kB	1.80	0.25	0.64	0.09	2.44	0.34
1 Tanque de almacenamiento (GM) 32 kB	3.72	0.52	1.33	0.19	5.04	0.71
1 Tanque de almacenamiento (DO) 30 kB	3.52	0.49	1.26	0.18	4.78	0.67
1 Tanque de almacenamiento (JF) 1 kB	0.62	0.09	0.22	0.03	0.84	0.12
1 Tanque de almacenamiento (GLP) 7 kB	1.54	0.22	0.55	0.08	2.09	0.29
1 Tanque de almacenamiento (GM) 26 kB	3.13	0.44	1.12	0.16	4.25	0.60
1 Tanque de almacenamiento (DO) 22 kB	2.74	0.38	0.98	0.14	3.72	0.52
1 Tanque de almacenamiento (JF) 1 kB	0.62	0.09	0.22	0.03	0.84	0.12
1 Tanque de almacenamiento (GLP) 7 kB	1.29	0.18	0.46	0.06	1.75	0.25
Total	355.93	49.91	90.80	12.73	443.01	62.12

Fuente: UPME.

5.4.2 Ampliación por mayor uso de DRA

Para alcanzar una capacidad de transporte de 47 kBD la alternativa es la incorporación de mayor proporción de DRA en el flujo del poliducto resulta inviable en razón a la limitada capacidad de este compuesto frente a las necesidades de expansión de este tramo, según se muestra en la **Gráfica 5-9**.

Gráfica 5-9: Costos relativos al uso de DRA en el poliducto Puerto Salgar - Cartago



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

5.5 Jet ducto - El Dorado

Para abastecer la demanda del aeropuerto El Dorado se han identificado dos alternativas generales:

- 1- Aumentar la capacidad de transporte del poliducto Puente Aranda - El Dorado hasta 30 kBPD (ver numeral 4.2.5) a través de la incorporación al sistema de un nuevo ducto de 8" paralelo al existente, una nueva estación de bombeo y un tanque de almacenamiento, con los costos asociados que se presentan en la **Tabla 5-3**. Sin embargo, las obras de infraestructura del aeropuerto podrían requerir la reubicación del almacenamiento de combustible actual, lo que haría inviable esta alternativa.

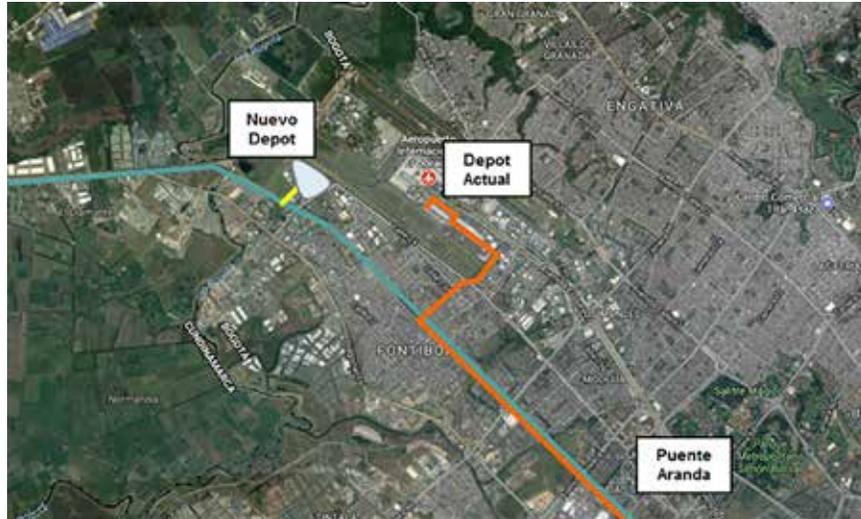
Tabla 5-3: Costos para la infraestructura del poliducto Puente Aranda - El Dorado

Nueva Infraestructura		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1	Poliducto 10 km, 8"	9.89	1.39	3.53	0.49	13.42	1.88
1	Estación de bombeo de 500 bhp, 20 kBD	1.67	0.23	0.60	0.08	2.27	0.32
1	Tanque de almacenamiento (JF) 69 kB	7.12	1.00	2.54	0.36	9.66	1.35
Total		18.69	2.62	6.66	0.93	25.36	3.56

Fuente: UPME.

- 2- Construcción de una derivación en un punto intermedio del poliducto Mansilla - Puente Aranda directamente hasta un nuevo depot ubicado en el Aeropuerto. Esta opción podría requerir la construcción de un poliducto más corto que la alternativa anterior dependiendo de la ubicación del inicio de la derivación. Esta alternativa también requiere de la construcción de nuevos tanques de almacenamiento, de acuerdo con lo indicado en la **Tabla 5-3**. En la **Gráfica 5-10** se ilustra la alternativa planteada.

Gráfica 5-10. Alternativa Depot Jet A1 Aeropuerto el Dorado

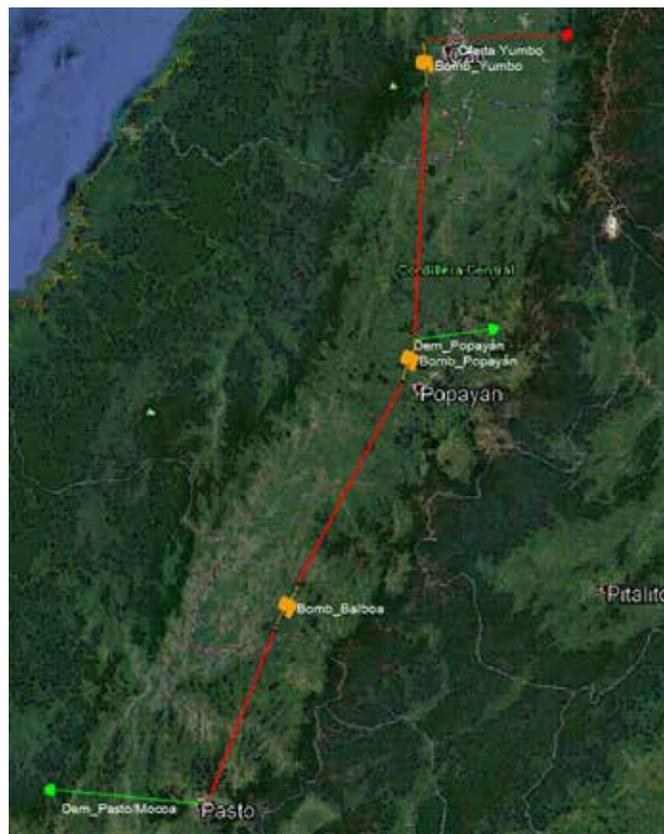


Fuente: Cenit

5.6 Poliducto Yumbo - Pasto

Para construir esta capacidad de transporte de 25 kBPD (ver numeral 4.3.1) se analizó la construcción de un poliducto de 8", tres estaciones de bombeo y ocho tanques de almacenamiento, con los costos que se presentan en la **Tabla 5-4**, en la configuración geográfica que se muestra en la **Gráfica 5-11**. A continuación, se estiman las tarifas por poliducto y carrotanque para el suministro entre estas dos poblaciones. Las estimaciones entre esas dos tarifas no resultan con amplias diferencias.

Gráfica 5-11: Ubicación potencial de la nueva capacidad de bombeo en el poliducto Yumbo - Pasto



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit.

Tabla 5-4: Costos para la infraestructura del poliducto Yumbo - Pasto¹⁴

Nueva Infraestructura		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1	Poliducto 300 km, 8", 25 kBD	266.31	37.34	22.83	3.20	289.14	40.54
1	Estaciones de bombeo de 1000 bhp, 25 kBD	50.72	7.11	4.35	0.61	55.07	7.72
1	Tanque de almacenamiento operativo (GM) 36 kB	4.10	0.57	1.46	0.20	5.56	0.78
1	Tanque de almacenamiento operativo (DO) 20 kB	2.54	0.36	0.91	0.13	3.45	0.48
1	Tanque de almacenamiento operativo (JF) 1 kB	0.62	0.09	0.22	0.03	0.84	0.12
1	Tanque de almacenamiento operativo (GLP) 16 kB	2.68	0.38	0.96	0.13	3.64	0.51
Total		326.98	45.85	30.72	4.31	357.70	50.16

5.6.1 Costos asociados al transporte por poliductos

De acuerdo con información de la consultoría sobre el tema¹⁵ se determinan los costos asociados a esta obra en (ver **Tabla 5-4**):

Costos de Inversión: 326.98 MUSD

Costos de Operación y Mantenimiento: 4.31 MUSD/año

Para un agregado de ambos costos de 357.72 MUSD.

Asumiendo un periodo de amortización de 20 años y una tasa de descuento anual de 12.75%, una demanda que corresponde a los Departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, la **Tabla 5-5** se presenta la estimación de la tarifa necesaria para remunerar una eventual nueva infraestructura.

¹⁴Se asumen cuatro nuevos tanques de almacenamiento operativo a instalar en Popayán, adicionales a los considerados en la mencionada consultoría.

¹⁵Costos procedentes del Estudio de 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.

Por otra parte, se asume tasa de inflación cero durante el periodo de análisis.

Tabla 5-5: Estimación de tarifa que remuneraría el poliducto Yumbo-Pasto

	Factor de descuento	GM	DO	JP	GLP	Total		Tarifa Transporte Poliducto		Ingresos del Servicio Poliducto
		Demanda proyectada						(USD/b)	(COP/gal)	(MUSD)
		(kBD)					(MB/año)			
2020		6.30	3.98	0.05	2.90	13.22	4.83			
2021		8.40	5.30	0.07	2.99	6.76	6.12			
2022		8.61	5.42	0.07	3.09	17.19	6.28			
2023		9.23	5.84	0.07	3.17	18.31	6.68			
2024		9.30	5.91	0.08	3.25	18.53	6.76			
2025	1.000	9.21	5.91	0.08	3.32	18.55	6.77			
2026	0.887	9.36	5.96	0.08	3.41	18.82	6.87	\$7.30	\$643.4	44.49
2027	0.787	9.49	6.01	0.09	3.49	19.08	6.96	\$7.20	\$634.6	39.46
2028	0.698	9.60	6.05	0.09	3.57	19.31	7.05	\$7.12	\$626.9	34.99
2029	0.619	9.72	6.09	0.09	3.65	19.55	7.14	\$7.03	\$619.2	31.94
2030	0.549	9.44	5.95	0.10	3.72	19.21	7.01	\$7.15	\$630.2	27.53
2031	0.487	9.55	5.98	0.10	3.79	19.42	7.09	\$7.08	\$623.5	24.41
2032	0.432	9.49	6.00	0.11	3.85	19.45	7.10	\$7.07	\$622.5	21.65
2033	0.383	9.60	6.02	0.11	3.91	19.64	7.17	\$7.00	\$616.3	19.21
2034	0.340	9.72	6.06	0.11	3.97	19.85	7.25	\$692	\$609.8	17.03
2035	0.301	9.83	6.09	0.12	4.02	20.06	7.32	\$6.85	\$603.4	15.11
2036	0.267	9.95	6.12	0.12	4.07	20.27	7.40	\$6.78	\$597.4	13.40
2037	0.237	10.09	6.14	0.13	4.13	20.48	7.48	\$6.71	\$591.0	11.88
2038	0.210	10.22	6.16	0.13	4.18	20.70	7.56	\$6.64	\$584.9	10.54
2039	0.186	10.20	6.18	0.14	4.24	20.76	7.58	\$6.62	\$583.1	9.35
2040	0.165	10.16	5.94	0.14	4.30	20.53	7.49	\$6.69	\$589.6	8.29
2041	0.147	10.22	5.91	0.14	4.37	20.64	7.53	\$6.66	\$586.6	7.35
2042	0.130	10.28	5.87	0.14	4.44	20.73	7.57	\$6.63	\$584.1	6.52
2043	0.115	10.31	5.81	0.15	4.51	20.79	7.59	\$6.61	\$582.3	5.78
2044	0.102	10.33	5.75	0.15	4.59	20.82	7.60	\$6.60	\$581.4	5.13
2045	0.091	10.36	5.66	0.15	4.67	20.85	7.61	\$6.59	\$580.7	4.55
								Total:	357.72	

Fuente: UPME

5.6.2 Costos asociados al transporte por carrotanque

A partir de tarifas indicativas de transporte por carrotanque expuestas en el Anexo 3, se estima el costo de transporte entre las ciudades de Yumbo y Pasto:

$$Tarifa_{Yumbo \rightarrow Pasto} = 60.60 \frac{COP}{Barril - km} \cdot 421 km \cdot \frac{Barril}{42 gal} = 607.4 \frac{COP}{gal}$$

Este valor de 607,4 COP/gal es semejante a la tarifa estimada por poliducto (ver **Tabla 5-5**).

En este contexto, y dadas las condiciones de abastecimiento planteadas en el numeral 2.5 asociadas a las afectaciones en la continuidad del servicio en el suroccidente colombiano, se ratifica la necesidad de acciones que permitan mejorar la confiabilidad del sistema para atender los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo. Recientemente, han surgido alternativas adicionales que han ayudado en medio de esas coyunturas, como el cabotaje por Tumaco desde Buenaventura o desde Cartagena.

En cualquier caso, la UPME considera necesarias acciones que permitan sobreponer la continuidad del servicio público de distribución de combustibles líquidos a eventos de corta o mediana duración que impidan el suministro de los productos a los usuarios.

5.7 Planta de Abasto de gasolina, diésel y GLP en Ayacucho

En consecuencia con lo establecido en el numeral 4.3.2, para construir esta capacidad de almacenamiento operativo para gasolina, diésel y GLP se estiman los costos que se presentan en la **Tabla 5-6**, los cuales se surtirían desde el poliducto existente Pozos Colorados – Galán (ver **Gráfica 4-7**).

Por otra parte, se estiman los costos de transporte por poliducto (Ayacucho – Galán) y carro-tanque (Galán - Ayacucho) para el suministro del nodo Ayacucho, los cuales en su agregado de 20 años serían significativamente superiores al costo de la nueva infraestructura de almacenamiento.

Tabla 5-6: Costos para la infraestructura de la planta de abastecimiento de Ayacucho

Nueva Infraestructura		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1	Tanque de almacenamiento (GM) 12 kB	1.74	0.24	0.62	0.09	2.36	0.33
1	Tanque de almacenamiento (DO) 4 kB	0.93	0.13	0.33	0.05	1.26	0.18
1	Tanque de almacenamiento (GLP) 3 kB	1.03	0.14	0.37	0.05	1.40	0.20
Total		3.70	0.52	1.32	0.19	5.02	0.70

Fuente: UPME

5.7.1 Costos asociados a la remuneración de la nueva capacidad de almacenamiento

De acuerdo con información expuesta en el Anexo 1 sobre costos indicativos de infraestructura de se determinan los costos asociados a esta obra en:

Costos de Inversión: 3.70 MUSD

Costos de Operación y Mantenimiento: 0.19 MUSD/año

Para un agregado de ambos costos de 5.02 MUSD. Asumiendo un periodo de amortización de 20 años y una tasa de descuento anual de 12.75%, una demanda que corresponde a lo establecido en el numeral 4.3.3, la **Tabla 5-9** se presenta la estimación de la tarifa necesaria para remunerar la nueva infraestructura.

5.7.2 Costos de transporte actuales de suministro

A partir de tarifas por poliducto de la empresa operadora de los poliductos¹⁶ y las tarifas indicativas de transporte por carrotanque expuestas en el Anexo 3, se estima el costo de transporte actual que debe cubrirse para surtir el nodo Ayacucho (ver **Tabla 5-7**) durante un horizonte de veinte años:

Costo transporte poliducto Ayacucho-Galán: 10.46 MUSD.

Costo transporte carrotanque Galán - Ayacucho: 45.77 MUSD.

Cuyo agregado de 56.22 MUSD sería significativamente superior al costo del servicio de almacenamiento estimado en el numeral 5.7.1.

Tabla 5-7: Comparación de costos para la infraestructura de almacenamiento en Ayacucho y de transporte asociados.

	Factor de descuento	GM	DO	JP	GLP	Total		Tarifa Transporte Poliducto		Ingresos del Servicio Poliducto	Costos Transporte Poliducto Ayacucho-Galán	Costos Transporte Carrotanque Galán - Ayacucho
		Demanda proyectada						(USD/b)	(COP/gal)	(MUSD)	(MUSD)	(MUSD)
		(kBD)				(MB/año)						
2020		2.47	0.85	-	0.37	3.69	1.35					
2021		2.91	0.97	-	0.39	4.27	1.56					
2022		2.98	1.00	-	0.40	4.38	1.60					
2023		3.20	1.07	-	0.41	4.68	1.71					
2024		3.22	1.09	-	0.42	4.73	1.73					
2025	1.000	3.20	1.09	-	0.43	4.72	1.72					
2026	0.887	3.24	1.10	-	0.44	4.78	1.74	\$0.40	\$35.6	0.62	1.25	5.49
2027	0.787	3.29	1.10	-	0.45	4.84	1.77	\$0.40	\$35.1	0.55	1.13	4.93
2028	0.698	3.33	1.11	-	0.46	4.90	1.79	\$0.39	\$34.7	0.49	1.01	4.42
2029	0.619	3.37	1.12	-	0.47	4.96	1.81	\$0.39	\$34.3	0.44	0.91	3.97
2030	0.549	3.27	1.09	-	0.48	4.85	1.77	\$0.40	\$35.1	0.39	0.79	3.44
2031	0.487	3.31	1.10	-	0.49	4.90	1.79	\$0.39	\$34.7	0.34	0.70	3.08
2032	0.432	3.29	1.10	-	0.50	4.89	1.79	\$0.39	\$34.8	0.30	0.62	2.73
2033	0.383	3.33	1.11	-	0.51	4.94	1.80	\$0.39	\$34.4	0.27	0.56	2.45
2034	0.340	3.37	1.11	-	0.51	4.99	1.82	\$0.39	\$34.0	0.24	0.50	2.19
2035	0.301	3.41	1.12	-	0.52	5.05	1.84	\$0.38	\$33.7	0.21	0.45	1.97
2036	0.267	3.45	1.12	-	0.53	5.10	1.86	\$0.38	\$33.3	0.19	0.40	1.76
2037	0.237	3.49	1.13	-	0.54	5.16	1.88	\$0.37	\$32.9	0.17	0.36	1.58
2038	0.210	3.54	1.13	-	0.55	5.22	1.91	\$0.37	\$32.6	0.15	0.32	1.42
2039	0.186	3.53	1.14	-	0.56	5.23	1.91	\$0.37	\$32.5	0.13	0.29	1.26
2040	0.165	3.52	1.09	-	0.56	5.17	1.89	\$0.37	\$32.8	0.12	0.25	1.11
2041	0.147	3.54	1.09	-	0.57	5.20	1.90	\$0.37	\$32.7	0.10	0.23	0.99
2042	0.130	3.56	1.08	-	0.59	5.22	1.91	\$0.37	\$32.5	0.09	0.20	0.88
2043	0.115	3.57	1.07	-	0.60	5.24	1.91	\$0.37	\$32.4	0.08	0.18	0.78
2044	0.102	3.58	1.06	-	0.61	5.24	1.91	\$0.37	\$32.4	0.07	0.16	0.69
2045	0.091	3.59	1.04	-	0.62	5.25	1.92	\$0.37	\$32.4	0.06	0.16	0.62
Total:										5.02	10.46	45.77

Fuente: UPME.

¹⁶Disponible en: <https://cenit-transporte.com/tarifas-vigentes-3/>

5.8 Planta de Abasto de gasolina, diésel y GLP en Apiay

En consecuencia con lo establecido en el numeral 4.3.3, para construir esta capacidad de almacenamiento operativo para gasolina, diésel y GLP se estiman los costos que se presentan en la Tabla 5-8, los cuales se surtirían desde el poliducto existente entre Sutamarchán y Apiay (ver Gráfica 4-7) que actualmente conduce Nafta (diluyente).

A continuación, se estiman las tarifas por poliducto y carrotanque para el suministro entre estas dos poblaciones, las cuales, al ser semejantes y considerando la incertidumbre relativa a ambas opciones, exigen nuevos análisis para la toma de esta decisión.

Tabla 5-8: Costos para la infraestructura de la planta de abastecimiento de Apiay

Nueva Infraestructura		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1	Tanque de almacenamiento (GM) 13 kB	1.84	0.26	0.66	0.09	2.50	0.35
1	Tanque de almacenamiento (DO) 4 kB	0.93	0.13	0.33	0.05	1.26	0.18
1	Tanque de almacenamiento (GLP) 5 kB	1.29	0.18	0.46	0.06	1.75	0.25
Total		4.06	0.57	1.45	0.20	5.51	0.77

Fuente: UPME.

5.8.1 Costos asociados a la remuneración de la nueva capacidad de almacenamiento

De acuerdo con información expuesta en el Anexo 1 sobre costos indicativos de infraestructura de se determinan los costos asociados a esta obra en:

Costos de Inversión: 4.06 MUSD

Costos de Operación y Mantenimiento: 0.20 MUSD/año

Para un agregado de ambos costos de 5.51 MUSD.

Asumiendo un periodo de amortización de 20 años y una tasa de descuento anual de 12.75%, una demanda que corresponde a lo establecido en el numeral 4.3.3, la **Tabla 5-9** se presenta la estimación de la tarifa necesaria para remunerar la nueva infraestructura:

Tabla 5-9: Estimación de la tarifa para remunerar nueva capacidad de almacenamiento en Apiay

	Factor de descuento	GM	DO	JP	GLP	Total		Tarifa Almacenamiento		Ingresos del Servicio Almacenamiento
		Demanda proyectada						(USD/b)	(COP/gal)	(MUSD)
		(kBD)					(MB/año)			
2020		2.50	1.01	0.00	0.72	4.24	1.55			
2021		2.94	1.17	0.00	0.74	4.85	1.77			
2022		3.02	1.19	0.00	0.77	4.98	1.82			
2023		3.23	1.28	0.00	0.79	5.31	1.94			
2024		3.26	1.30	0.00	0.81	5.37	1.96			
2025	1.000	3.24	1.30	0.00	0.83	5.37	1.96			
2026	0.887	3.28	1.31	0.00	0.85	5.44	1.99	\$0.39	\$34.3	0.68
2027	0.787	3.33	1.32	0.00	0.87	5.52	2.01	\$0.38	\$33.8	0.61
2028	0.698	3.36	1.33	0.00	0.89	5.58	2.04	\$0.38	\$33.4	0.54
2029	0.619	3.41	1.34	0.00	0.91	5.66	2.06	\$0.37	\$33.0	0.48
2030	0.549	3.31	1.31	0.00	0.93	5.54	2.02	\$0.38	\$33.6	0.42
2031	0.487	3.35	1.32	0.00	0.94	5.61	2.05	\$0.38	\$33.3	0.38
2032	0.432	3.32	1.32	0.00	0.96	5.61	2.05	\$0.38	\$33.3	0.33
2033	0.383	3.36	1.33	0.00	0.97	5.66	2.07	\$0.37	\$32.9	0.30
2034	0.340	3.40	1.33	0.00	0.99	5.73	2.09	\$0.37	\$32.6	0.26
2035	0.301	3.45	1.34	0.00	1.00	5.79	2.11	\$0.37	\$32.2	0.23
2036	0.267	3.49	1.35	0.00	1.01	5.85	2.13	\$0.36	\$31.9	0.21
2037	0.237	3.53	1.35	0.00	1.03	5.91	2.16	\$0.36	\$31.5	0.18
2038	0.210	3.58	1.36	0.00	1.04	5.98	2.18	\$0.35	\$31.2	0.16
2039	0.186	3.57	1.36	0.00	1.06	5.99	2.19	\$0.35	\$31.1	0.14
2040	0.165	3.56	1.31	0.00	1.07	5.94	2.17	\$0.36	\$31.4	0.13
2041	0.147	3.58	1.30	0.00	1.09	5.97	2.18	\$0.35	\$31.2	0.11
2042	0.130	3.60	1.29	0.00	1.11	6.00	2.19	\$0.35	\$31.1	0.10
2043	0.115	3.61	1.28	0.00	1.13	6.02	2.20	\$0.35	\$31.0	0.09
2044	0.102	3.62	1.26	0.00	1.14	6.03	2.20	\$0.35	\$30.9	0.08
2045	0.091	3.63	1.25	0.00	1.16	6.04	2.20	\$0.35	\$30.9	0.07
								Total:		5.51

Fuente: UPME.

5.8.2 Comparación de costos de transporte hasta Apiay vía Sutamarchán y vía Mansilla

A partir de tarifas por poliducto de la empresa operadora de los poliductos¹⁷ y las tarifas indicativas de transporte por carrotanque expuestas en el Anexo 3, se estima el costo de transporte entre las dos opciones:

¹⁷Disponible en: <https://cenit-transporte.com/tarifas-vigentes-3/>

Tabla 5-10: Comparación de las tarifas de transporte para suministro de Apiay

(a)- Sebastopol – Puerto Salgar – Mansilla – Apiay (b)- Sebastopol – Sutamarchán - Apiay

Tramos	USD/barril	Tramos	USD/barril
Poliducto Sebastopol-Puerto Salgar	0.88	Poliducto Sebastopol-Sutamarchán	1.74
Poliducto Puerto Salgar-Mansilla	1.51	Poliducto Sutamarchán-Apiay	4.20
Carrotanque Mansilla - Apiay	3.32		
Total:	5.71	Total:	5.94

Fuente: UPME.

Los valores semejantes entre ambas alternativas requieren entonces un análisis más detallado de los efectos tarifarios finales, que además consideren las restricciones del transporte por carrotanque (con los costos asociados), los efectos de logística, sociales y ambientales correspondientes, en comparación con el transporte vía ducto hasta Apiay.

5.9 Conexión Costa Atlántica - interior del país

En consecuencia con lo establecido en el numeral 4.3.4, una alternativa es construir un poliducto que conecte Cartagena con el sistema de transporte en El Copey. Para este poliducto se estiman los costos que se presentan en la **Tabla 5-11**.

Tabla 5-11: Características y costos del poliducto Cartagena - El Copey

Nueva Infraestructura	Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)	Valor Presente (MUSD)	Anualidad (MUSD /año)
1 Poliducto 170 km, 10", 80 kB	206.74	28.99	114.78	\$16.09	321.52	45.08
1 Estación de bombeo de 1500 bhp, 80 kBD	28.76	4.03	15.97	2.24	44.72	6.27
Total	235.49	33.02	130.75	18.33	366.24	51.35

Fuente: UPME.

5.9.1 Costos asociados a la remuneración del nuevo poliducto

De acuerdo con información expuesta en el Anexo 1 sobre costos indicativos de infraestructura de se determinan los costos asociados a esta obra en:

Costos de Inversión: 235.49 MUSD

Costos de Operación y Mantenimiento: 18.33 MUSD/año

Para un agregado de ambos costos durante 20 años de: 366.24 MUSD.

Asumiendo un periodo de amortización de 20 años y una tasa de descuento anual de 12.75%, una demanda que corresponde a lo establecido en el numeral 4.3.4, la **Tabla 5-12** presenta la estimación de la tarifa necesaria para remunerar la nueva infraestructura.

Tabla 5-12: Estimación de la tarifa para remunerar un poliducto Cartagena - El Copey

Poliducto	MUSD	MUSD/año
Tipo de Costo	Valor Presente	Anualidad
Inversión	235.49	33.02
O&M	130.75	18.33
Total:	366.24	51.35

	Factor de descuento	Poliducto			Cabotaje					
		kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año
		Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)
2021		60.02	21.91							
2022		61.86	22.58							
2023		68.90	25.22							
2024		71.05	25.93							
2025	100%	72.40	26.43							
2026	88.69%	74.16	27.07	51.35	1.90	167.14	45.55	1.63	143.89	39.21
2027	78.66%	75.82	27.75	51.35	1.85	163.03	40.40	1.63	143.89	35.65
2028	69.77%	77.29	28.21	51.35	1.82	160.36	35.83	1.63	143.89	32.15
2029	61.88%	77.39	28.25	51.35	1.82	160.16	31.78	1.63	143.89	28.55
2030	54.88%	75.32	27.49	51.35	1.87	164.55	28.18	1.63	143.89	24.64
2031	48.67%	75.20	27.52	51.35	1.87	164.37	25.00	1.63	143.89	21.88
2032	43.17%	75.53	27.57	51.35	1.86	164.11	22.17	1.63	143.89	19.44
2033	38.29%	75.26	27.47	51.35	1.87	164.69	19.66	1.63	143.89	17.18
2034	33.96%	72.75	26.55	51.35	1.93	170.38	17.44	1.63	143.89	14.73
2035	30.12%	69.53	25.45	51.35	2.02	177.78	15.47	1.63	143.89	12.52
2036	26.71%	68.58	25.03	51.35	2.05	180.74	13.72	1.63	143.89	10.92
2037	23.69%	67.16	24.51	51.35	2.09	184.55	12.17	1.63	143.89	9.49
2038	21.01%	64.22	23.44	51.35	2.19	193.01	10.79	1.63	143.89	8.04
2039	18.64%	64.01	23.43	51.35	2.19	193.11	9.57	1.63	143.89	7.13
2040	16.53%	59.14	21.59	51.35	2.38	209.59	8.49	1.63	143.89	5.83
2041	14.66%	57.36	20.94	51.35	2.45	216.08	7.53	1.63	143.89	5.01
2042	13.00%	56.20	20.51	51.35	2.50	220.53	6.68	1.63	143.89	4.36
2043	11.53%	54.98	20.12	51.35	2.55	224.82	5.92	1.63	143.89	3.79
2044	10.23%	52.77	19.26	51.35	2.67	234.90	5.25	1.63	143.89	3.22
2045	9.07%	51.11	18.66	51.35	2.75	242.50	4.66	1.63	143.89	2.76
		Total (2026-45):			366.24	Total (2026-45):			306.50	

Fuente: UPME.

5.9.2 Comparación de costos de transporte por cabotaje y poliducto

A partir de información suministrada por Ecopetrol sobre los costos de cabotaje entre los terminales de Cartagena y Pozos Colorados en 1.63 USD/B, se reconoce también en la

Tabla 5-12 que esta opción sería de menor valor frente a su alternativa por el poliducto propuesto.

Alternativas adicionales para internar producto se analizan en el documento de confiabilidad, por tratarse de soluciones que proveen robustez adicional al sistema y a la cadena de distribución en general, no solo resuelven restricciones de capacidad.

6. Priorización de las necesidades y acciones propuestas

A continuación se presenta la priorización de las problemáticas descritas en la **Gráfica 4-25**. Se recomienda intervenir en el corto plazo las problemáticas de **prioridad alta**, por tratarse de opciones de suministro se visualiza un déficit de transporte en el corto o mediano plazo, teniendo en cuenta la infraestructura actual y cuyas alternativas de solución son únicas o pocas.

Las problemáticas de **prioridad media**, se trata de problemáticas identificadas cuyas soluciones requieren de un análisis de las diferentes alternativas de solución que han sido planteadas y de los costos asociados a esas alternativas. En este grupo, sin embargo, se encuentra el tema de abastecimiento e incremento de la confiabilidad al suroccidente del país: aunque desde el punto de vista de abastecimiento (que es el principal enfoque de este documento) se clasifica como de prioridad media, desde el punto de vista de confiabilidad es crucial para garantizar la continuidad del servicio en esa zona del país. En este sentido, un análisis más detallado de esta problemática, denominada por simplicidad “Poliducto Yumbo-Pasto”, pero que abarca el suministro a los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, es parte integral del documento de confiabilidad.

Tabla 6 1. Priorización de problemáticas identificadas.

Problemática identificada		Prioridad
1	Suministro a Bucaramanga y oriente del país: Poliducto Galán - Lizama	Alta
2	Suministro al centro y Sur del país: Poliducto Sebastopol - Puerto Salgar	
3	Suministro a Bogotá y centro del país: Poliducto Puerto Salgar - Mansilla	
5	Suministro al Aeropuerto de Bogotá: Jet-ducto hasta El Dorado	
4	Suministro al suroccidente del país: Poliducto Puerto Salgar - Manizales - Pereira - Cartago	
6	Suministro a los Departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo: Poliducto Yumbo - Pasto (!)	Media
7	Suministro del Departamento del Cesar y otro: Planta de abastecimiento de Ayacucho	
8	Suministro al Departamento del Meta y otros: Planta de Abastecimiento de Apiay	
9	Conexión Costa Atlántica - Interior del País	
	Suministro entre Pozos Colorados y Galán	Baja
	Suministro entre Cartago y Yumbo	

Fuente: UPME

Las problemáticas de prioridad baja son Pozos Colorados – Galán y Cartago – Yumbo, es decir, aquellas que se identifican a más largo plazo y por lo tanto no requieren una acción inmediata o tienen la posibilidad de solucionarse sin inversiones adicionales en infraestructura, sino con un aumento de capacidad mediante el uso de DRA.

6.1 Resumen de las obras y acciones propuestas

De acuerdo con lo presentado en la sección 4.2 se han identificado 5 limitantes en la operación futura de suministro de combustibles y 4 acciones adicionales que implicarían beneficios a los usuarios del sistema nacional de petróleos y derivados, todo esto dentro del contexto de abastecimiento de combustibles líquidos. En la sección 5 se presentó un análisis de las alternativas que se han identificado como solución para cada una de estas limitantes o acciones. Sin embargo, puesto que este plan indicativo plantea los servicios requeridos para atender una necesidad, es posible que los agentes presenten soluciones por fuera de las listadas por la UPME en este documento.

En la Tabla 6-2 se resumen las obras propuestas y priorizadas por la UPME para garantizar el abastecimiento en el corto plazo, en función de las necesidades y capacidades de la red de poliductos actual.

Tabla 6-2. Resumen de servicios propuestos.

#	Problemática Identificada	Descripción	Servicio Propuesto	Fecha de necesidad y entidad encargada	Numeral del documento	Costo de inversión estimada (MUSD)	Costo O&M estimados (MUSD)
1	Suministro a Bucaramanga y oriente del país: Poliducto Galán – Lizama	Se supera la capacidad de transporte actual con DRA en el corto plazo.	Acciones necesarias para brindar el servicio de transporte de combustibles líquidos por poliductos entre Galán y Lizama con una capacidad de 38 kbpd	Trimestre 1 de 2022 - Transportador actual	5.1 y tabla 5-1	51	18.2
2/3	2—Suministro al centro y Sur del país: Poliducto Sebastopol – Puerto Salgar 3—Suministro a Bogotá y centro del país: Poliducto Puerto Salgar – Mansilla	Se supera la capacidad de transporte actual con DRA en el mediano y largo plazo	Acciones necesarias para trasladar la demanda de la planta de abasto de Mansilla a la planta de Tocancipá y aumentar el flujo al máximo de capacidad actual entre Sebastopol y Medellín. Se requiere en Tocancipá capacidad de recibir y entregar 25 kBD para el 2030 y 33 kBD para 2035	Trimestre 2 de 2024 - Transportador actual	5.2 y 5.3	NA	NA
5	Suministro al Aeropuerto de Bogotá: Poliducto Puente Aranda – El Dorado	Se supera la capacidad de transporte actual en el corto plazo	Acciones necesarias para brindar el servicio de transporte de combustibles por ductos a el El Dorado con una capacidad de 36kbpd	Trimestre 1 de 2022	5.5 y tabla 5-3	18.7	6.7

Fuente: UPME

En la **Tabla 6-3** se resumen las demás problemáticas identificadas. Se proponen, además, proyectos que podrían resolver dichas necesidades y cuyo análisis detallado será desarrollado con el fin de plantear soluciones que disminuyan sustancialmente los eventos críticos observados durante el segundo trimestre de 2021 y, en general, mejoren las condiciones de suministro de la red de poliductos.

Tabla 6-3. Resumen de problemáticas identificadas.

#	Problemática Identificada	Descripción y características	Propuesta preliminar UPME	Numeral del documento	Costo de inversión estimada (MUSD)	Costo O&M estimados (MUSD)
4	Suministro al suroccidente del país: Poliducto Puerto Salgar - Manizales - Pereira - Cartago	Se supera la capacidad de transporte actual con DRA a partir de 2022, capacidad necesaria estimada de 47 kBPD	Loop de 210 km y diametro de 8", estaciones de bombeo y almacenamiento en Manizales, Pereira y Cartago	5.4 y tabla 5-2	356	90.8
6	Suministro a los Departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo	Suministro actual interrumpido ocasionalmente y realizado a través de carrotanques, capacidad necesaria estimada de 25 kBPD	Poliducto de 300 km y de diametro 8", estaciones de bombeo y tanques de almacenamiento	5.6 y tabla 5-4	326,98	30,7
7	Suministro del Departamento del Cesar y otro: Planta de abastecimiento de Ayacucho	Costo operativo adicional asociado a transporte por carrotanque entre plantas de Galán y Ayacucho	Derivación y tanques de almacenamiento en Ayacucho	5.7 y tabla 5-6	3,7	1,32
8	Suministro al Departamento del Meta y otros: Planta de Abastecimiento de Apiay	Costo operativo adicional asociado a transporte por carrotanque desde Mansilla y Tocancipa	Tanques de almacenamiento en Apiay	5.8 y tabla 5-8	4,06	1,45
9	Conexión Costa Atlántica - Interior del País	No hay conexión por ducto entre el mercado de la Costa y el Interior, capacidad estimada 78Kbpd	Poliducto de 170 km y 10", entre Cartagena y el Copey	5.8 y tabla 5-11	235,5	130,75

Fuente: UPME

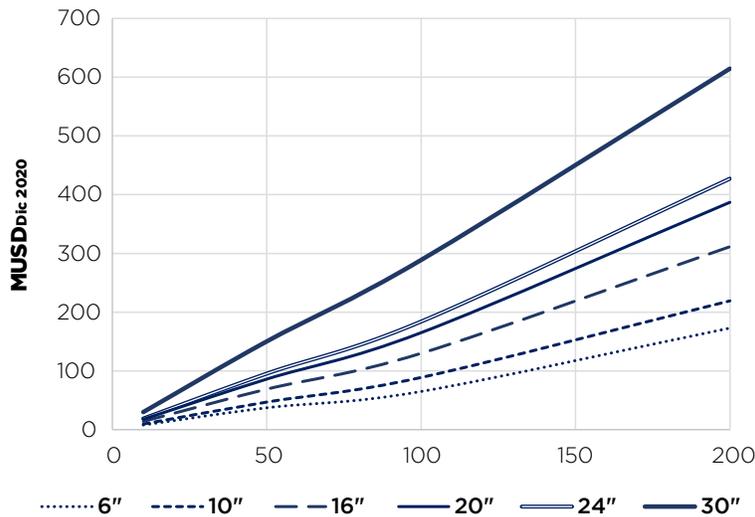
En un documento subsiguiente la UPME lleva a cabo el análisis de confiabilidad de la cadena de distribución de combustibles líquidos y se abordan las necesidades de internación de producto entre la costa y el interior del país, dadas las características de la oferta de refinados nacionales e importados. Además, se analizan las condiciones actuales y las necesidades de almacenamiento desde el punto de vista de la capacidad requerida, de la ubicación geográfica de esos requerimientos y de la incidencia para efectos de confiabilidad de que los agentes mayoristas dispongan de producto almacenado en sus respectivas plantas de abastecimien-

to. Este último elemento es indispensable para propender por una efectiva continuidad en la prestación del servicio: el almacenamiento mínimo en producto, regulado por el Ministerio de Minas y Energía, es, entre otros, un elemento crucial para minimizar los riesgos de interrupciones en el servicio público.

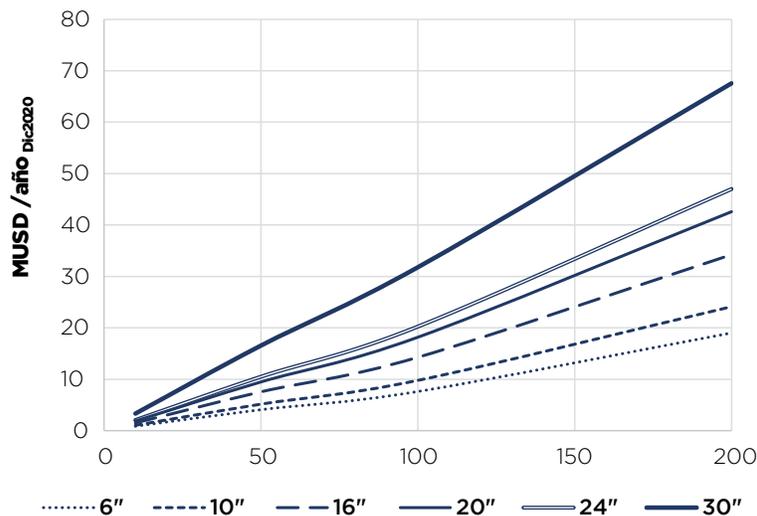
ANEXO 1: COSTOS INDICATIVOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

A1.1 Costos Indicativos de Poliductos

Gráfica A 1: Costos indicativos de inversión en poliductos

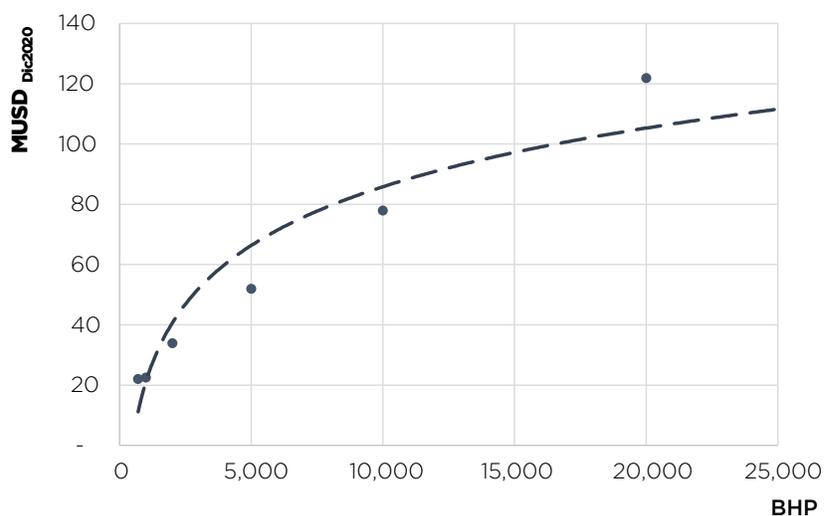


Gráfica A 2: Costos indicativos de operación y mantenimiento en poliductos

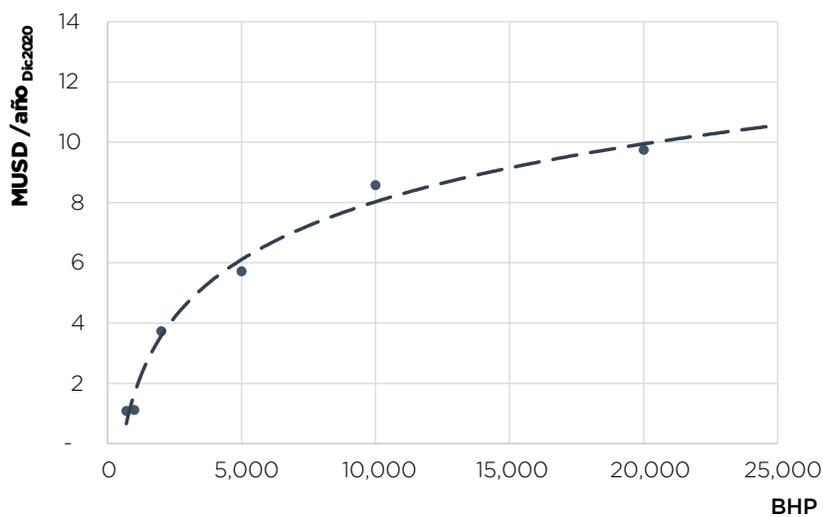


A1.2 Costos Indicativos de Sistemas de Bombeo

Gráfica A 3: Costos indicativos de inversión en sistemas de bombeo

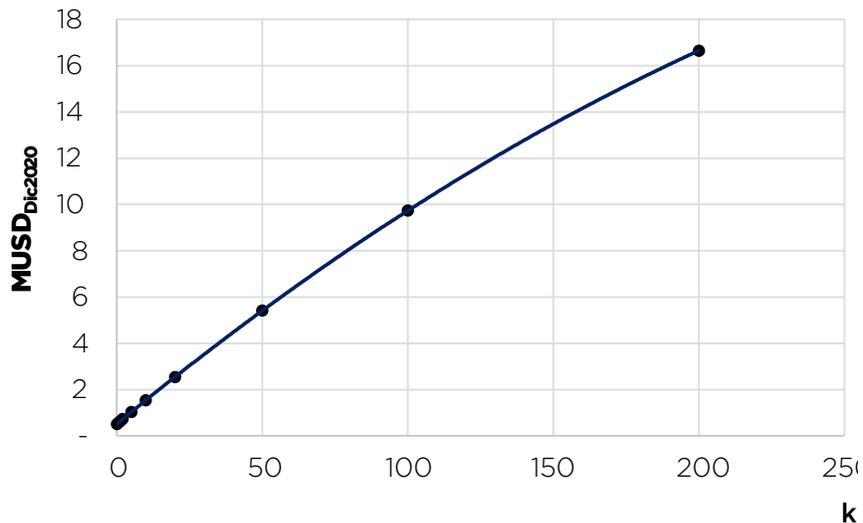


Gráfica A 4: Costos indicativos de operación y mantenimiento en sistemas de bombeo

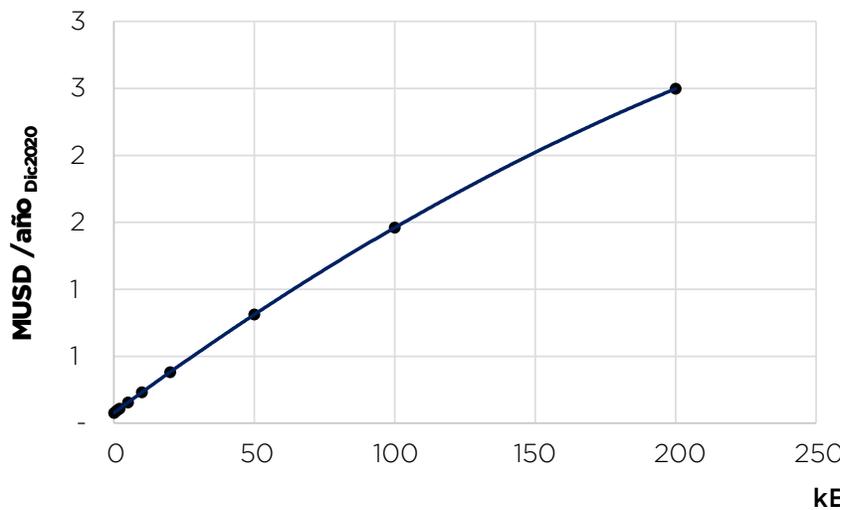


A1.3 Costos Indicativos de Sistema de Almacenamiento

Gráfica A 5: Costos indicativos de inversión en sistemas de almacenamiento

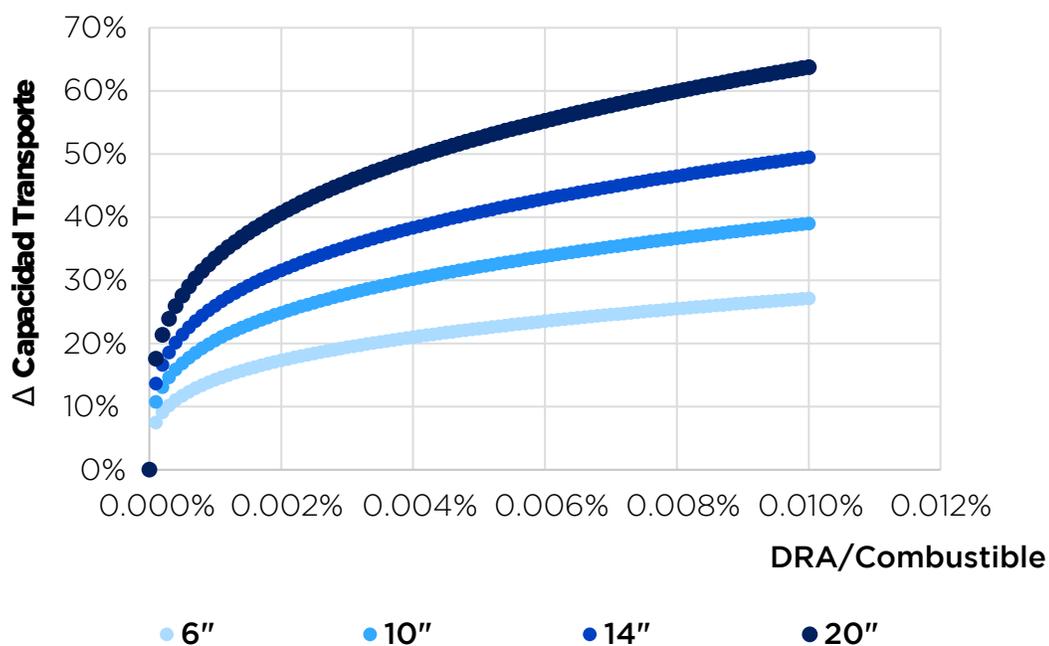


Gráfica A 6: Costos indicativos de operación y mantenimiento en sistemas de almacenamiento



ANEXO 2: RELACIÓN DE UTILIZACIÓN DE DRA (DRAG REDUCING AGENT)

A continuación se presenta la relación de incremento de la capacidad de transporte de un poliducto, su diámetro y proporción de uso del DRA. Para éste último se asume un costo de 2,500 USD/barril, valor de diciembre de 2020.



ANEXO 3: COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR CARROTANQUE

TARIFAS POR RANGOS (Km) A PARTIR DEL 10 DE NOVIEMBRE

LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NACIONAL

ESQUEMA \$/BARRIL-KM

RUTAS	COSTOS \$ BI-KM
≤ 50 km	\$ 80,62
51 - 100 km	\$ 73,31
101 -200 km	\$ 65,21
201-300 Km	\$ 55,33
301-400 km	\$ 47,24
401 km - 600 km	\$ 39,99
601 km - 800 km	\$ 37,30
801 km - 1000 km	\$ 33,83
1001 - 1400 km	\$ 31,80
> 1401 Km	\$ 29,12

LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NARIÑO Y PUTUMAYO

ESQUEMA \$/BARRIL-KM

RUTAS	COSTOS \$ BI-KM
≤ 50 km	\$ 127,73
51-100 km	\$ 110,90
101-150 km	\$ 91,57
151-200 Km	\$ 78,87
201-300 km	\$ 70,70
301 - 400 km	\$ 65,41
> 401 Km	\$ 60,60

Fuente: Ecopetrol. Disponible en: https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiTiM7O1p_xAhUbCjQIHcRBCQwQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fwww.ecopetrol.com.co%2Fwps%2Fwcm%2Fconnect%2Fba204132-0cd3-49fc-9cb1-df0a716fb3d0%2FTarifas-Carrotanques.pdf%3FMOD%3DAJPERES%26attachment%3Dtrue%26id%3D1583020024201&usg=AOvVaw11psENVk1MfLJBESNFB8JI

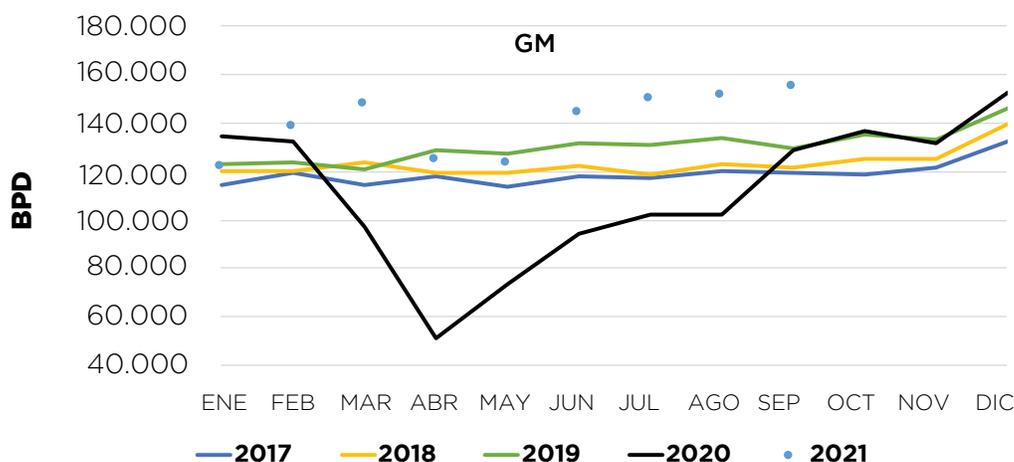
ANEXO 4: DEMANDA DE COMBUSTIBLES - TERCER TRIMESTRE DE 2021

El presente anexo tiene por objeto incorporar información sobre el consumo de combustibles líquidos del tercer trimestre de 2021, durante el cual se identificaron niveles elevados de despacho de gasolinas (corriente y extra), diésel y jet fuel, aunque a partir de la información de un trimestre no es posible determinar un cambio estructural en los patrones de consumo de los combustibles que afecte las tendencias de largo plazo con las cuales se realiza el análisis de abastecimiento y confiabilidad del sistema. La UPME considera relevante poner en conocimiento del público esta tendencia, puesto que es objeto de análisis y refleja la coyuntura asociada a la reactivación económica posterior a los efectos de la pandemia del COVID-19.

1. Gasolina motor corriente y extra

Durante el tercer trimestre de 2021 se observaron crecimientos en las ventas de mayoristas de gasolina corriente y extra en promedio 38,5% mayores al mismo trimestre del año 2020. En comparación con 2019, un año de comportamiento pre-pandemia, el crecimiento de este trimestre fue en promedio del 16%. En decir, el tercer trimestre de 2021 tiene niveles relativamente altos de consumo en comparación con las series históricas reportadas por el SICOM. Este crecimiento se observa desde el mes de junio de 2021 de manera sostenida, evidenciando la recuperación de las actividades económicas con posterioridad a las medidas tomadas en el contexto del COVID-19.

Gráfica A 8. Compras de gasolinas (corriente + extra) - Serie mensual 2017-2021 (bpd)



Fuente: SICOM. Cálculos: UPME.

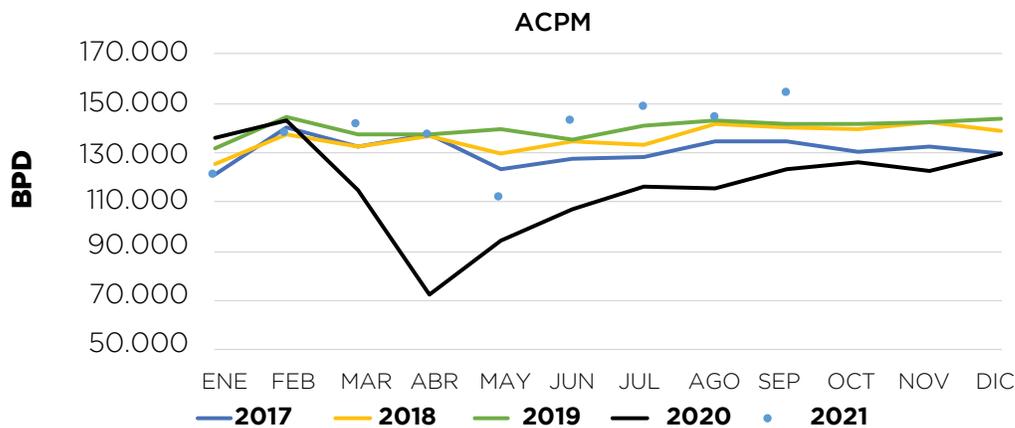
2. Diésel

En cuanto al diésel, para julio de 2021 el SICOM reporta casi 148 mil barriles por día en ventas de mayoristas, cuyos niveles para el tercer trimestre son cercanos a los niveles de 2019.

Durante la pandemia la caída en consumo de diésel llegó a niveles del -47%. La recuperación observada a lo largo del año 2021 ha sido sostenida desde el mes de marzo. Para el tercer trimestre específicamente los crecimientos con respecto al año anterior han sido en promedio del 25%.

En comparación con el periodo pre-pandemia (2019) el mayor crecimiento se observó, de acuerdo con las ventas de mayoristas reportadas en el SICOM, en el mes de septiembre, con casi 154 mil barriles por día, un crecimiento del 8,7% en comparación con el mes de septiembre de 2019.

Gráfica A 9. Compras de diésel (ACPM) - Serie mensual 2017-2021 (bpd)



Fuente: SICOM. Cálculos: UPME.

3. Jet

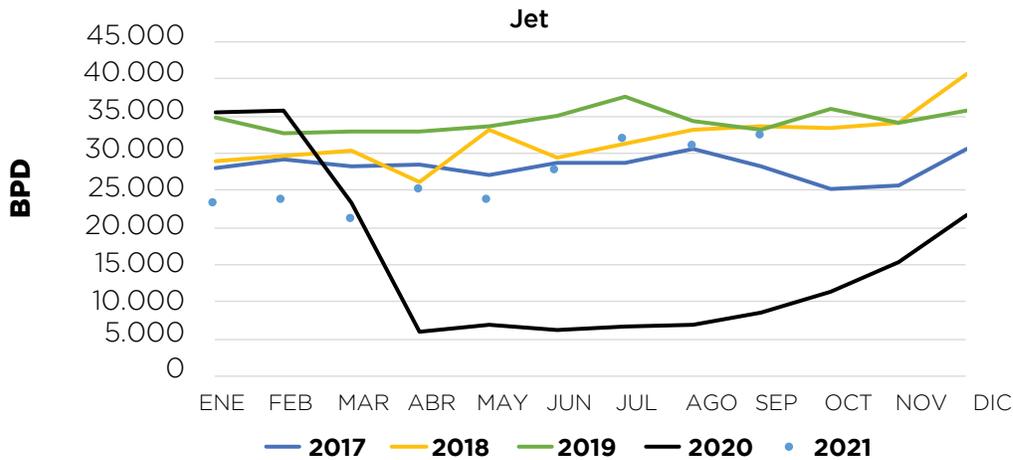
En el caso del Jet, el combustible que se vio más afectado durante la pandemia del COVID-19, durante el mes de julio también se presentaron los mayores despachos luego del inicio de la pandemia, registrando 39 millones de galones/mes (30,952 BPD) y dando muestras de recuperación en el transporte aéreo y en la temporada de vacaciones. Durante los meses de agosto y septiembre de 2021 se presentaron incrementos de 4,1% y 2,7% frente a lo reportado en el mes de julio de 2021.

En comparación con los mismos meses de 2020, los incrementos observados fueron de 445% para agosto y de 329% para septiembre, respectivamente. Esto es coherente con la reactiva-

ción de las actividades económicas posteriores a las medidas tomadas como consecuencia de la pandemia. Se trata, por lo tanto, de crecimientos atípicos puesto que el valor 2020 fue particularmente bajo.

De manera similar, la reactivación de la actividad de transporte aéreo se ve reflejada en un crecimiento del consumo del Jet A1 las cifras de junio, julio y agosto de 2021 tuvieron crecimientos por encima de 200% de manera sostenida, aunque con corte a septiembre aun se encuentran por debajo de los niveles de consumo de 2019.

Gráfica A 10. Compras de Jet A1 - Serie mensual 2017-2021 (bpd)



Fuente: SICOM. Cálculos: UPME.

4. Conclusiones 3er trimestre 2021

El consumo de combustibles (gasolinas, diésel y jet) ha presentado comportamientos crecientes durante el año 2021, en particular en el tercer trimestre. Aunque el Jet A1 no ha llegado a máximos históricos, el diésel y las gasolinas sí presentan niveles superiores a los de los años anteriores a la pandemia.

Con corte a octubre de 2021, se mantienen las necesidades identificadas y las soluciones propuestas en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, que incorpora información pre-pandemia, información 2020 y 1er semestre de 2021. Dados los comportamientos atípicos de los últimos 18 meses, este comportamiento puede ser resultado de la retoma de actividades. Aun no existe evidencia suficiente que permita concluir que se trata de un fenómeno estructural de cambio de la demanda.

Para efectos de la planeación de mediano y largo plazo, se continuará monitoreando la información reportada por el SICOM mes a mes para los distintos productos. Adicionalmente, en la actualización anual de las series de demanda se incluirá la información reciente, sin que esto implique un cambio de nivel necesariamente para las proyecciones de largo plazo.

REFERENCIAS

- [1] B. Ansgar, «Techno-economic optimisation of large natural gas transmission systems,» *Gas for Energy*, n° 4, pp. 24-33, 2016.
- [2] Colombia. Ideam, PNUD y otros., «Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.cambioclimatico.gov.co/inventario-nacional-de-gases-efecto-invernadero>. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [3] Bogotá., «Secretaría Distrital de Ambiente,» 2017. [En línea]. Available: http://www.ambientebogota.gov.co/c/document_library/get_file?uuid=d134928c-8756-4a69-ad18-ff09bb-822fef&groupId=3564131. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [4] DNP, «Departamento Nacional de Planeación,» 2018. [En línea]. Available: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Presentaci%C3%B3n%20Calidad%20del%20Aire%2015_02_2018.pdf. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [5] Colombia. Minambiente, «Ministerio de Ambiente,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/3264-medidas-acordadas-por-diferentes-sectores-en-colombia-para-la-mitigacion-de-gases-efecto-invernadero>. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [6] M. Quinteros, «Optimizing the ENAP's Systems for Distributing Refined Petroleum Products by Tankers and Pipelines,» Tesis de Doctorado. Universidad de Chile., Santiago de Chile., 2017.
- [7] S. Relvas, H. Matos, B.-P. Ana Paula, F. Joao y P. Antonio, «Pipeline Scheduling and Inventory Management of a Multiproduct Distribution Oil System,» *American Chemical Society*, vol. 45, pp. 7845-7855, 2006.
- [8] M. Joly, L. Moro y J. Pinto, «Planning and Scheduling for Petroleum Refineries Using Mathematical Programming,» *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 19, n° 2, pp. 207-228, 2002.

- [9] H. Galeano y P.-C. Narváez, «Genetic Algorithms for the Optimization of Pipeline Systems for Liquid Transportation,» *Ciencia, Tecnología y Futuro.*, vol. 2, n° 4, pp. 55-64, 2003.
- [10] S. M. Neiro y J. M. Pinto, «A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains,» *Computers and Chemical Engineering*, vol. 28, pp. 871-896, 2004.
- [11] A. K. Sinha, H. Aditya, M. Tiwari y F. Chan, «Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach,» *Expert Systems with Applications*, vol. 38, pp. 6132-6145, 2011.
- [12] J. Tian y H. Tianfield, «Multi-agent Modeling and Simulation for Petroleum Supply Chain,» In: Huang DS., Li K., Irwin G.W. (eds) *Computational Intelligence. ICIC 2006.* , vol. 4114, 2006.
- [13] Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, «Histórico de Reservas 2019,» [En línea]. Available: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADas-y-Participaciones/Documents/2020.07.07-Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>. [Último acceso: 10 Febrero 2021].

