



ESTUDIO Y ANÁLISIS ECONOMICO DEL SECTOR
(Artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015)

1. OBJETO:

“Suministro de combustible para el parque automotor los equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar, vigencia 2026”

2. CLASIFICACIÓN UNSPSC

El objeto contractual se clasifica en el siguiente código del Clasificador de Bienes y Servicios:

UNSPSC – Decreto 1082 de 2015										
ITEM	GRUPO		SEGMENTO		FAMILIA		CLASE		PRODUCTO	
1	B	Materias Primas	15	Materiales Combustibles, Aditivos para Combustibles, Lubricantes y Anticorrosivos	1510	Combustibles	151015	Petróleo y Destilados	15101506	Gasolina
2	B	Materias Primas	15	Materiales Combustibles, Aditivos para Combustibles, Lubricantes y Anticorrosivos	1510	Combustibles	151015	Petróleo y Destilados	15101505	Combustible diesel

El artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015 establece el deber de las Entidades Estatales de analizar el sector relativo al objeto del Proceso de Contratación desde la perspectiva legal, Comercial, financiera, organizacional, técnica y de análisis de Riesgo.

2.1. Necesidad:

El artículo 2 de la Constitución Política, establece que son fines esenciales del Estado servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución, indicando para el efecto, que es obligación de las autoridades de la República, proteger a todas las personas en su vida, honra, bienes, creencias y demás derechos y libertades, garantizando el cumplimiento de los deberes sociales del Estado y de los particulares.

La Constitución Política en su artículo 209 establece que: “La función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficiencia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización, la delegación y la desconcentración de funciones”. Destacando que las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado.

El SENA es un Establecimiento Público del orden nacional, adscrito al Ministerio del Trabajo, encargado de cumplir la función que corresponde al Estado de invertir en el desarrollo social y técnico de los trabajadores colombianos, ofreciendo y ejecutando la formación profesional integral, para la incorporación y el desarrollo de las personas en actividades productivas que contribuyan al desarrollo social, económico y tecnológico del país, en consonancia a lo establecido en la Ley 119 de 1994, fortaleciendo las actividades productivas de las empresas y de la industria, para obtener mejor competitividad y mayores resultados en los diferentes mercados.



La misión institucional del SENA como el “encargado de cumplir la función que le corresponde al Estado de invertir en el desarrollo social y técnico de los trabajadores colombianos, ofreciendo y ejecutando la formación profesional integral, para la incorporación y el desarrollo de las personas en actividades productivas que contribuyan al desarrollo social, económico y tecnológico del país”. Es por ello por lo que cuenta con diversos Programas de Formación destinados al desarrollo de conocimientos técnicos, tecnológicos y de actitudes y valores para la convivencia social, que le permiten a la persona Desempeñarse en una actividad productiva.

Es por lo anterior que el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar, con el propósito de permitir el normal funcionamiento de maquinarias, vehículos y equipos utilizados en la formación y en los procesos que se realizan en el Centro requiere el suministro permanente de combustibles y otros elementos que permitan emplear estos equipos y vehículos.

Con el fin de garantizar el suministro de combustible requerido para el normal funcionamiento del Parque Automotor el cual consta de: dos (2) vehículos asignados al Centro como son: una Camioneta Amarok de placas OJX-748, una Chevrolet Dimax 4X4 de placas OBG – 872 tipo Diésel, asignados al Centro, las cuales se utilizan para el desplazamiento de funcionarios a las diferentes localidades del Departamento y ejecuciones propias de la Subdirección y Coordinación Académica del Centro, al igual que un (1) Bus Marca Chevrolet Línea NQR Placa OJX-229 tipo Diésel destinado uso y desplazamiento de los aprendices.

Agregado a lo anterior se asignaron tres (3) Aulas Móviles identificadas con las placas OHK893, OBI078, y OKL219, la cuales en vigencias anteriores solo se movilizaban a municipios cercanos, y que para el año 2026 se proyecta incrementaran sus recorridos como herramienta clave para el desarrollo de las estrategias de CampeSENA y Economía Popular, programas bandera del Gobierno Nacional descritas en el Plan Nacional de Desarrollo "Colombia, potencia mundial de la vida"

El Centro de formación cuenta también con maquinaria amarilla compuesta por una (1) Excavadora Caterpillar 320D y dos (2) Minicargadores Caterpillar 236B, las cuales funcionan con combustible diésel.

El Centro también cuenta con tres (3) guadañadoras a gasolina con la cual se realiza el mantenimiento de los jardines de la edificación del Centro, la que requiere además combustible y lubricantes en forma continua.

Por otra parte, cuenta con dos plantas eléctricas (Herramientas menores FIC) las cuales consumen combustible - Gasolina para su operación al igual que los diferentes equipos, talleres y ambientes de formación que requieren combustible en las diferentes etapas que imparten formación.

El Centro también cuenta con Cuatro (4) Motocicletas marca HONDA XL 190L a gasolina incorporadas en la vigencia 2024, de placas LGW12F, LGW13F, LGW14F, LGW15F y para el año 2025 se proyecta iniciaran sus recorridos como herramienta clave para el desarrollo de las estrategias de CampeSENA y Economía Popular, programas bandera del Gobierno Nacional descritas en el Plan Nacional de Desarrollo "Colombia, potencia mundial de la vida", la que requiere además combustible y lubricantes en forma continua.

ITEM	VEHICULO Y MAQUINARIA	PLACA	GASOLINA	ACPM
			GL	GL
1	BUSETA NQR	OJX-229	0	2.000
2	FURGÓN (AULA MOVIL)	OHK893	0	1000
3	FURGÓN (AULA MOVIL)	OBI-078	0	1000
4	FURGÓN (AULA MOVIL)	OKL-219	0	1000
5	CAMIONETA AMAROK (SUBDIRECCION)	OJX-748	0	800
6	CAMIONETA DIMAX (COORDINACION)	OBG-872	0	800



ITEM	VEHICULO Y MAQUINARIA	PLACA	GASOLINA	ACPM
			GL	GL
7	EXCAVADORA CATERPILLAR 320D	SENA	0	1000
8	MINICARGADOR CATERPILLAR 236B JAGUA	SENA	0	150
9	MINICARGADOR CATERPILLAR 236B VUPAR	SENA	0	150
10	GUADAÑADORAS 3und	SENA	150	0
11	GENERADORES 2und	SENA	120	0
12	BANCOS Y SIMULADORES TALLER	SENA	750	250
13	MOTOCICLETA (CAMPESENA)	LGW12F	200	0
14	MOTOCICLETA (CAMPESENA)	LGW13F	200	0
15	MOTOCICLETA (CAMPESENA)	LGW14F	200	0
16	MOTOCICLETA (CAMPESENA)	LGW15F	200	0
TOTAL			1820	8.150

Por tales motivos todos estos equipos y parque automotor en general requieren el consumo de combustible para la plena ejecución de funciones propias del Centro para el cumplimiento de la formación integral de los aprendices del Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural del SENA Regional Cesar.

Así las cosas, se hace necesario, oportuno y conveniente contratar el suministro de combustible para satisfacer la demanda del Centro de formación, con el objetivo de cumplir con su misión institucional en el área urbana, municipios del departamento y otras ciudades cuando se requiera el desplazamiento, por lo que avocando a la figura jurídica del contrato estatal, como medio para la búsqueda de los fines estatales y teniendo en cuenta las demás consideraciones que acompañarán los estudios y documentos previos, solicita al ordenador del gasto la contratación del Suministro de combustibles para el parque automotor, los equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar

Para el Centro de formación es oportuno y conveniente la celebración del contrato con el objeto señalado en el presente documento, con el fin de dar cumplimiento a las políticas y funciones misionales de la Entidad, establecidas en la Ley 119 de 1994, Decreto 249 de 2004, acorde con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Estratégico Institucional 2023-2026.

La entidad no cuenta con infraestructura necesaria para garantizar el suministro de combustible, ni tampoco tiene existencia de hidrocarburos en el almacén por razones de seguridad industrial, por lo tanto, se hace necesario la contratación para el suministro del combustible con calidad y responsabilidad requerida, de acuerdo a la disponibilidad presupuestal y conforme al sistema de precios unitarios el cual está sujeto al OIP (Organización Internacional de Petróleo) y a las normas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y por el Ministerio de Hacienda.

En caso de no llevarse a cabo la contratación, el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural no podrá movilizar los vehículos, limitando de esta forma, el cumplimiento de sus compromisos misionales. El suministro será por demanda de acuerdo con las necesidades surgidas por la Entidad, siendo un contrato de Suministro en la modalidad de tracto sucesivo, el cual será ejecutado hasta el agotamiento de la partida presupuestal o vencimiento del contrato, lo que ocurra primero.

El objeto del contrato corresponde a un suministro, por los cual requiere la autorización para iniciar proceso de contratación, la cual se solicitará a la Dirección Regional Cesar del Sena, conforme a lo establecido en Artículo 12 de la Resolución 1-02862 de 2025.

Finalmente, se recomienda acudir a la opción legal precisada, para suplir en este momento la necesidad temporal, para ejecutar el objeto del contrato conforme a las especificaciones que se



indican posteriormente en este documento, con un plazo de ejecución de diez (10) meses, sin exceder de la presente vigencia presupuestal.

3. ASPECTOS GENERALES

3.1 SECTOR PERTENECIENTE AL OBJETO CONTRACTUAL

SECTOR ECONÓMICO
Sector terciario o de servicios, específicamente el comercio

Actividad económica del CIU revisión 4 A.C.

4661 Comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos

Esta clase incluye:

El comercio al por mayor de combustibles, grasas, lubricantes y aceites, tales como: carbón vegetal y mineral, coque, leña y nafta; petróleo crudo, aceite crudo, gasolina, diésel, aceite combustible, aceite de calefacción y keroseno; gases del petróleo licuado, butano y gas propano; y aceites lubricantes y grasas, productos de la refinación del petróleo.

4731 Comercio al por menor de combustible para automotores

Esta clase incluye:

- El comercio al por menor de carburantes (gasolina, biocombustibles, ACPM, gas natural vehicular) para todo tipo de vehículos automotores, motocicletas, trineos motorizados y embarcaciones.
- Las estaciones de gasolina y gas natural vehicular, donde el comercio de combustibles es la actividad principal.

3.2 ANÁLISIS ECONOMICO:

3.2.1. Aspectos Generales del Mercado.

Conceptos importantes referente al sector

Regulación del valor del barril de petroleo

El petróleo es uno de los más importantes productos que se negocian en el mercado mundial de materias primas. Las bolsas de Nueva York (NYMEX) y de Londres (LSE) son los principales centros donde se transa, pero también tiene un mercado "spot" o del momento. Los precios se regulan por sus marcadores o "precios de referencia" entre los que sobresalen el WTI, Brent y Dubai.

SIPG

El Sistema de Información de Petróleo y Gas: (SIPG) Contiene información histórica y de prospectiva de los sectores de petróleo y gas, datos sobre exploración, producción, precios, comercio exterior, inversiones y normatividad. Este módulo cuenta además con información georreferenciada de la infraestructura del sector.



HIDROCARBURO

Es un compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural – hasta estructuras muy pesadas y complejas.

Los hidrocarburos en un yacimiento van desde el más liviano, CH4 o gas metano, hasta compuestos química y físicamente pesados que son sólidos en su estado natural y se llaman asfaltenos. Las moléculas de los hidrocarburos presentes en los crudos tienen miles de estructuras y configuraciones según la manera como se encuentren unidas sus unidades constituyentes -o átomos- y el número y ubicación de estos átomos. De acuerdo a lo anterior, a estos hidrocarburos se les ha clasificado en varias familias que se conocen como series de hidrocarburos (parafínica, olefínica, nafténica, aromática, diolefínica y cíclica) que existen en un determinado crudo, rara vez como una sola serie, y más bien como una mezcla de series, cada una de las cuales tiene su propia identidad y comportamiento (en los yacimientos de carbón, las series son principalmente aromáticas y la composición es más variable en las tres direcciones del manto de la mina que en los yacimientos de crudo).

Esto determina que un crudo pueda utilizarse como materia prima o carga sólo para obtener determinados productos intermedios o finales, ejemplo; gasolina, diesel, aceites lubricantes, grasa lubricante, parafina para velas y asfalto, entre otras opciones. En la práctica, el mercado define la necesidad de mezclar dos o más crudos para suplir una demanda.

En el siguiente esquema se muestran algunos detalles de la instalación de un pozo productor de petróleo y/o gas natural.

Se ha propuesto asignarles a los crudos algunos valores convencionales:

Base de crudo	% Nafténicos	% Aromáticos	% Parafínicos
Parafínica	22-32	12-25	46-61
Nafténica	61-76	8-13	15-26
Mixta	38-39	16-20	12-45

Para el caso de yacimientos de hidrocarburos, el entorno es normalmente reductor; entonces, los elementos carbono e hidrógeno de la materia prima, confinada total o parcialmente en los yacimientos, se transforman, reaccionan entre sí o se reordenan molecularmente, pero no se oxidan; o lo hacen sólo parcialmente. Debe recordarse el principio de que en un sistema confinado simple que contiene dos o más compuestos, al oxidarse una, se reduce otra. A veces puede encontrarse CO2 en un yacimiento de gas, lo cual indica que por lo menos, durante un tiempo geológico, existió un ambiente oxidante en el yacimiento. A todo el proceso puede que se hayan incorporado también los mecanismos de degradación bacteriana y catalítica del entorno. Los productos son desde metano e hidrógeno hasta crudos de todas las clasificaciones y carbones minerales y oil shale -o esquistos bituminosos, roca impregnada de crudo-, pasando por todas las familias y mezclas de familias de compuestos orgánicos, condensables y no condensables, compuestos sulfurados y oxidados, parcial o totalmente.

Octanaje RON: Número de octano e Índice de octano

Toda la secuencia del funcionamiento de un motor de explosión interna (apertura de la válvula de admisión, iniciación de la carrera descendente del cilindro, cierre de la válvula de admisión, terminación de la carrera descendente, iniciación de la carrera ascendente del cilindro,



terminación de la carrera ascendente producción de chispa y detonación de la mezcla) debe coincidir con la programación de tiempos controlado por el mecanismo de sincronización del motor.

Cualquier desfase se traduce en mal funcionamiento que se manifiesta por desperdicio de potencia, bajo rendimiento, deterioro mecánico, quema incompleta de combustible y mayores emisiones contaminantes por el exhosto. Para medir la capacidad antidetonante se estableció inicialmente una escala entre cero y cien: cero para n-heptano y cien para isooctano, donde esta última equivale a la máxima capacidad antidetonante. La relación de compresión de los años 60 de 7, ha aumentado hoy hasta valores de 12 y continúan aumentando (o sea que la etapa final de la carrera ascendente del pistón confina el volumen inicial de la mezcla en 1/12 del valor inicial). A mayor relación de compresión, menor consumo de combustible, disminución hasta de un 4% por cada incremento de una unidad en la relación de compresión, pero también requerimiento de más octanaje.

El RON es la prueba de laboratorio para medir el número de octano. Octanaje es el potencial antidetonante de un hidrocarburo o mezcla de hidrocarburos; expresado, en otros términos, es la resistencia a que se produzca su explosión dentro de los pistones de los motores antes del instante deseable, que es cuando se produce la chispa de la bujía. Los hidrocarburos con moléculas de cadenas ramificadas tienen un número de octano mucho más alto que los compuestos de cadena lineal. La evolución de los motores de combustión interna, ejemplo, los motores de automóviles y de aviones, apuntan hacia una mejor eficiencia termo-mecánica. La combustión de la mezcla hidrocarburos-aire dentro de estos motores se hace con esta mezcla comprimida: mientras más comprimida -o sea mientras más alta sea la razón de compresión- el motor será más pequeño y más eficiente.

Debido a estas condiciones de operación de alta presión y temperatura, la mezcla combustible-aire tiene tendencia a quemar antes de completarse el recorrido total del pistón para alcanzar la máxima relación de compresión, lo cual desfavorece la eficiencia del motor. Según el American Petroleum Institute, API, se consume 6% más de crudo cuando una refinería produce gasolina de alto octanaje sin plomo, que es lo que más se aproxima a las gasolinas de URC, en vez de gasolina regular.

Reservas Probadas

Cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

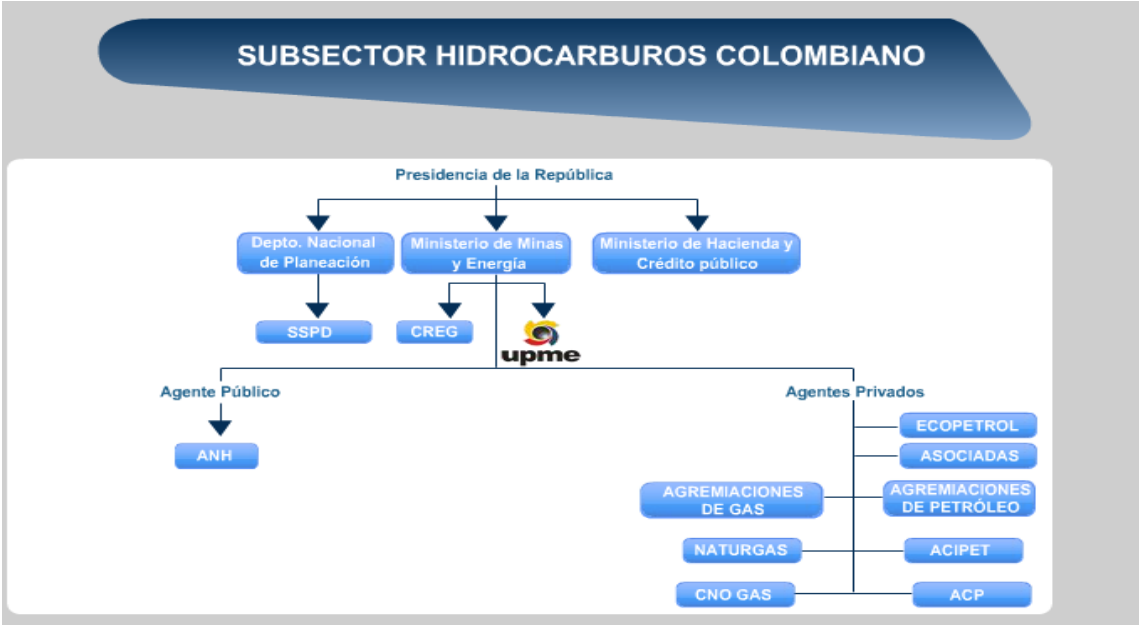
Quienes pueden comprar gasolina y ACPM

Los clientes distribuidores mayoristas que estén autorizados por el Ministerio de Minas y Energía.

Entidad que regula los precios de los combustibles en Colombia.

El Ministerio de Minas y Energía es el responsable de fijar los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, con excepción del Gas Licuado del Petróleo el cual es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Los productos que actualmente se encuentran regulados por el Ministerio de Minas y Energía son la Gasolina Corriente, Gasolina Corriente Oxigenada y el ACPM, para los demás productos derivados del petróleo los precios son establecidos por ECOPETROL y cada uno de los agentes de la cadena, con base en las condiciones del mercado.

Datos Historicos



El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.

En el 2003 se consolidó la reestructuración del sector hidrocarburífero colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, lo cual eventualmente llevaría al país a convertirse en importador de crudo. (Ver Decreto 1760 de 2003- modificado por el decreto 409 de 2006 .)

Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitiva a la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol, al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros.

Sin embargo, Ecopetrol mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los Contratos de Asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003.

3.3. OFERTA NACIONAL¹

En el ejercicio de planeación del sector de combustibles líquidos para los siguientes 15 años, resulta necesario evaluar el componente de “suministro” de éstos a lo largo de su cadena de valor,

¹ https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf
chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/PIACL_2025-2040_final_v2.pdf



iniciando desde la producción de petróleo en los campos de hidrocarburos hasta su proceso de transformación en las refinerías.

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

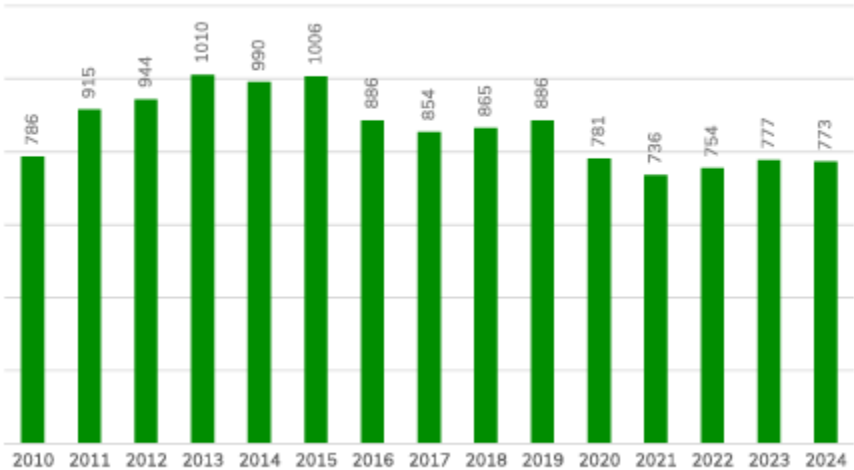
Cabe aclarar que, en el presente documento, “combustibles líquidos” se refiere específicamente a gasolina motor (GM), diésel (ACPM) y jet fuel (JP).

3.3.1. Crudo

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

3.3.1.1. Producción Histórica Nacional de Crudo

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



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

La producción histórica del petróleo en Colombia mostró una tendencia creciente entre 2013 y 2015, espacio en el que alcanzó máximos históricos de producción superando el millón de barriles por día (MBPD). Sin embargo, a raíz de la crisis mundial de los precios del petróleo y pese a los esfuerzos de la industria nacional para mantener la producción, en el 2016 se presentó una continua y marcada declinación en la capacidad de producción nacional, registrando una caída superior al 30% en menos de una década. Desde entonces, no se ha logrado sobrepasar la meta de los 900 KBPD. Aunado a lo anterior, la pandemia del COVID-19 alteró nuevamente los mercados internacionales y para el 2021 se registraron mínimos de producción del orden de los 736 KBPD. El Gráfico 3-1 presenta el comportamiento de la producción de petróleo en el país en los últimos 15 años.

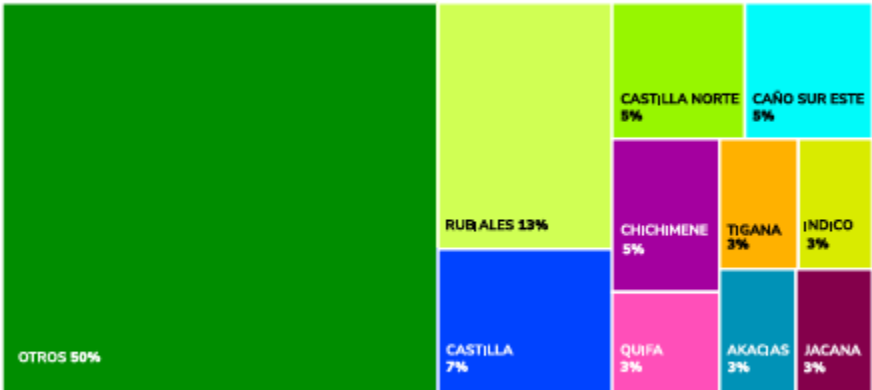
Durante el 2024 los siguientes ocho (8) campos ingresaron a la lista de campos que aportaron a la producción de petróleo, en comparación con los que aportaron en 2023: Alberta, Barque4, Kimbo, Lilia-Angie Unificado, Pavas Cachira, Progre3, Tronos y Unificado Río Ceibas, ubicados en las



cuencas de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. El año cerró con una producción de 773 KBPD, que significa una reducción aproximada de 1% con respecto al año 2023.

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

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



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

3.3.1.2. Importación histórica de crudo

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

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

Tabla 3-1. Importación histórica de crudo

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



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

Fuente: Elaboración UPME – Balance Energético Colombiano²⁷

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

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

3.3.1.3. Distribución de reservas y recursos de petróleo

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

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

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



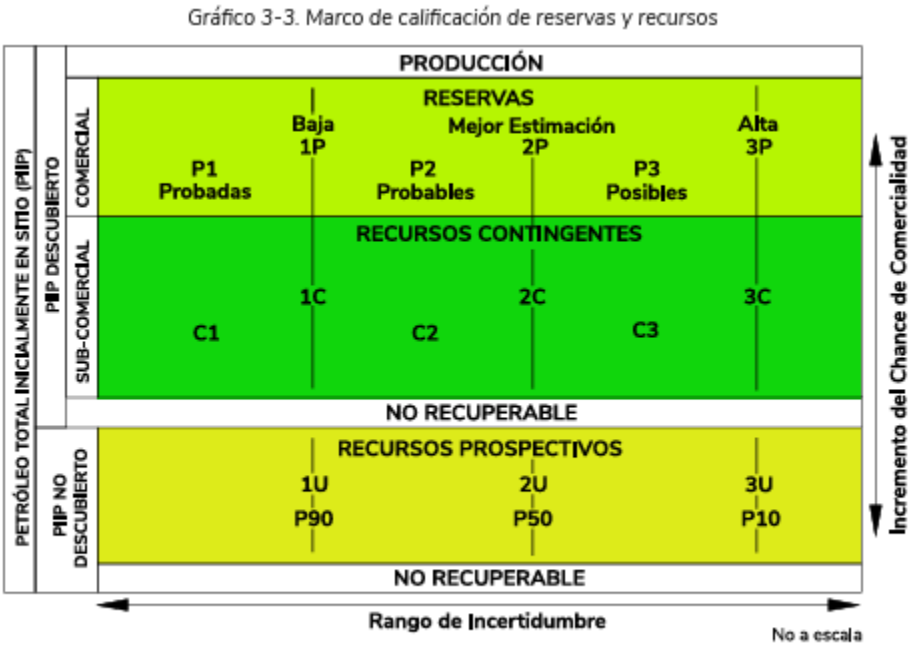
En cuanto a los recursos prospectivos, son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos potencialmente recuperables desde reservorios no descubiertos o proyectos en fase temprana de exploración, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. A pesar del limitado conocimiento geológico y económico,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

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

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

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

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



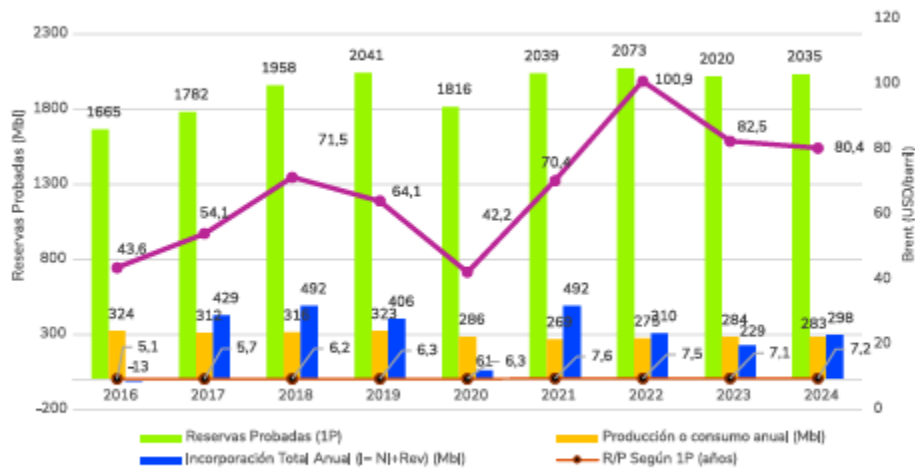
Fuente: Tomada de Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo. Versión 1.0

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

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



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



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

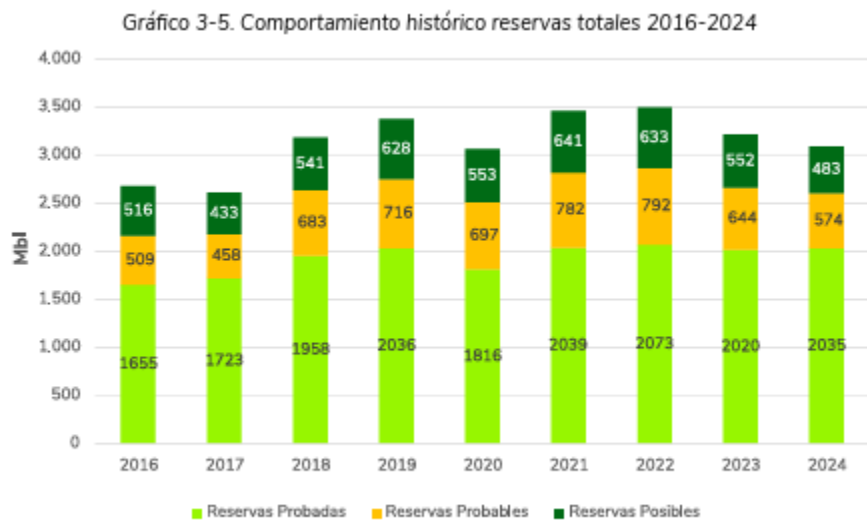
El comportamiento de las reservas probadas ha mostrado con el tiempo tener una relación directa con el comportamiento de los precios del crudo, logrando la mayor cantidad de reservas en el 2022, año en el cual los precios del crudo también alcanzaron sus máximos. Asimismo, dentro del detalle de incorporación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

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

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

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

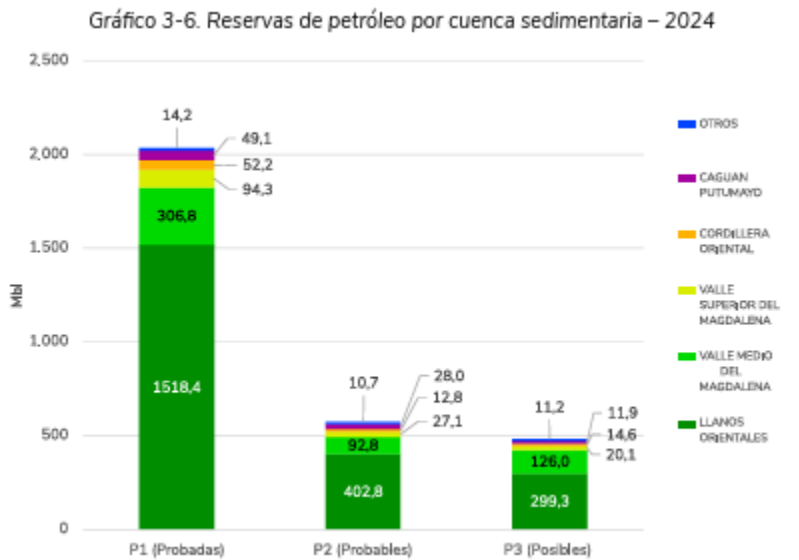
El Gráfico 3-5 presenta el comportamiento histórico de las reservas totales, mostrando una disminución de aproximadamente un 10,8% en las reservas probables y aproximadamente un 12,5% en las reservas posibles respecto al 2023, con un agregado total para las reservas 3P (probadas, probables y posibles)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



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

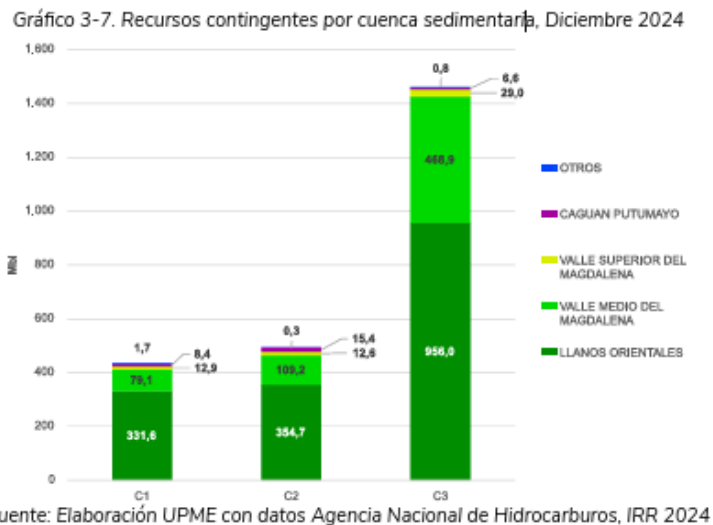
Por otra parte, hablando de las principales cuencas sedimentarias que concentran las reservas, como se observa en el Gráfico 3-6, la cuenca de los Llanos Orientales tiene la mayor participación en el total de las reservas probadas con un 75%, seguida por la cuenca del Valle Medio de Magdalena con más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

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



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

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



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

3.3.1.4. Escenarios de Oferta Nacional de Crudo

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

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

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

En este sentido, el primer escenario de oferta contempla las cantidades estimadas con menor nivel de incertidumbre y que corresponden al menor volumen agregado de referencia; el segundo escenario, contempla la agregación de reservas adicionales clasificadas en otra categoría de incertidumbre y finalmente, el tercer escenario, considera la incorporación de recursos



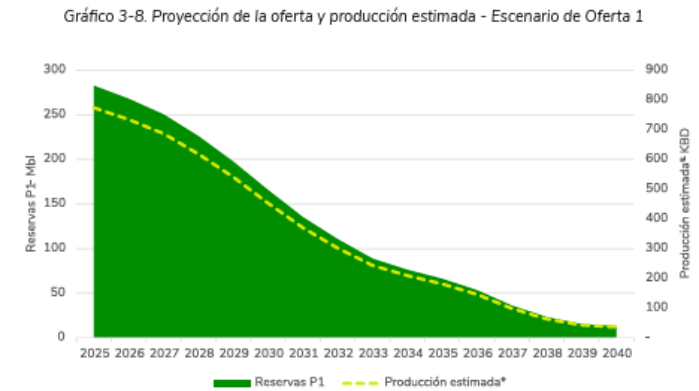
descubiertos que deben superar contingencias particulares para asegurar su desarrollo y comercialidad.

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

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

3.3.1.4.1. Escenario de Oferta 1

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

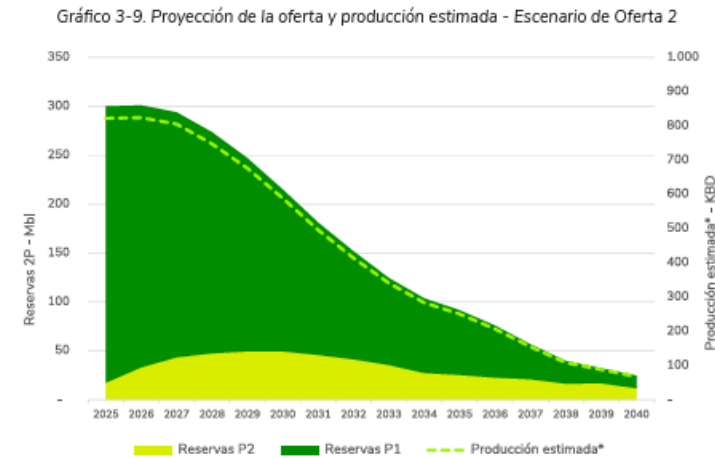


Fuente: Elaboración UPME con datos Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024

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

3.3.1.4.2. Escenario de Oferta 2

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



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



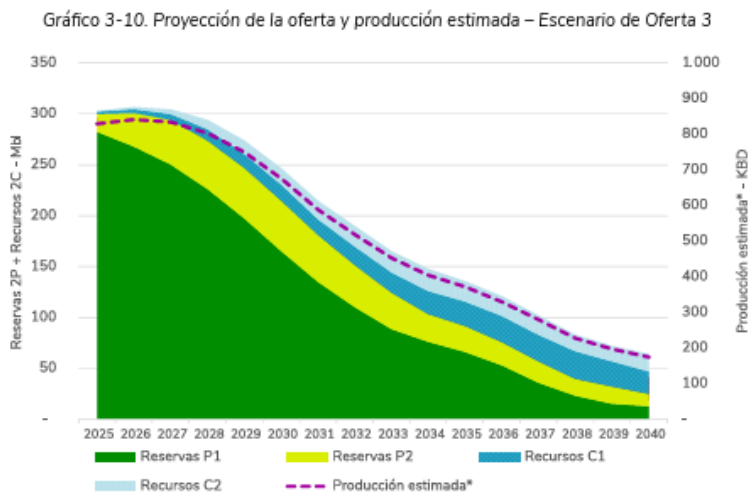
Al igual que en el Escenario de oferta anterior, la línea punteada representa el comportamiento estimado de la producción de petróleo en el caso que las reservas 2P, según el IRR 2024, no tuvieran incorporaciones de ningún tipo en los siguientes 15 años.

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

3.3.1.4.3. Escenario de Oferta 3

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

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



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

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

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

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

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

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

Fuente: Elaboración UPME



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

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

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

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

Fuente: Elaboración UPME, con datos del IRR 2024

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

3.4. Escenarios de oferta de refinados

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

En este sentido, su operación está asociada principalmente a la calidad de crudo utilizado para su carga, teniendo en cuenta que entre mayor sea la gravedad API del crudo insumo del proceso o éste sea más liviano, aumenta la posibilidad de obtener volúmenes superiores de destilados de mayor calidad, en contraste con crudos más pesados. Considerando lo anterior, el ejercicio de



planeación desarrollado en este documento asume una operación a plena carga de cada una de las refinerías, dando prioridad a la entrada de oferta de crudo nacional.

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

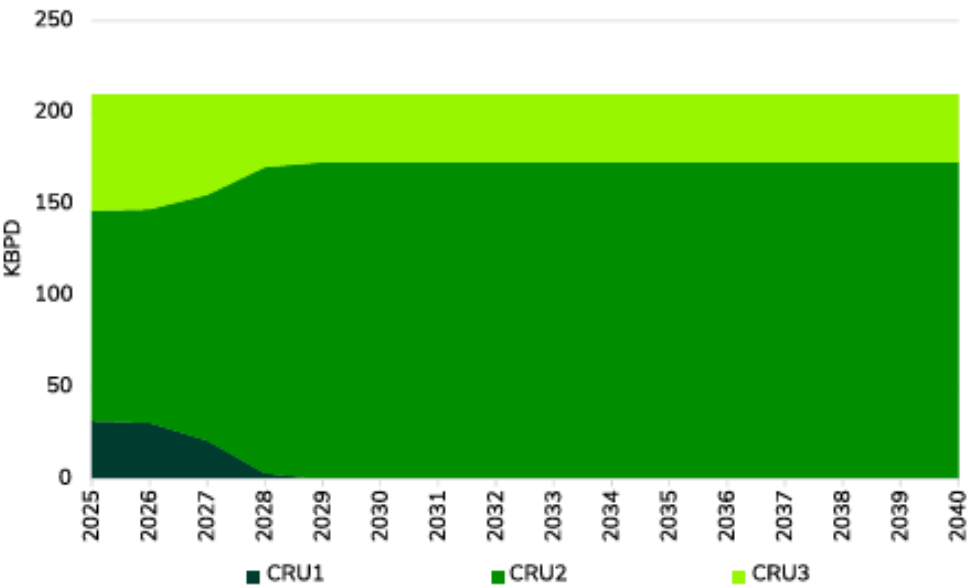
3.4.1.1. Refinería de Cartagena

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

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

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

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



Fuente: Elaboración UPME

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



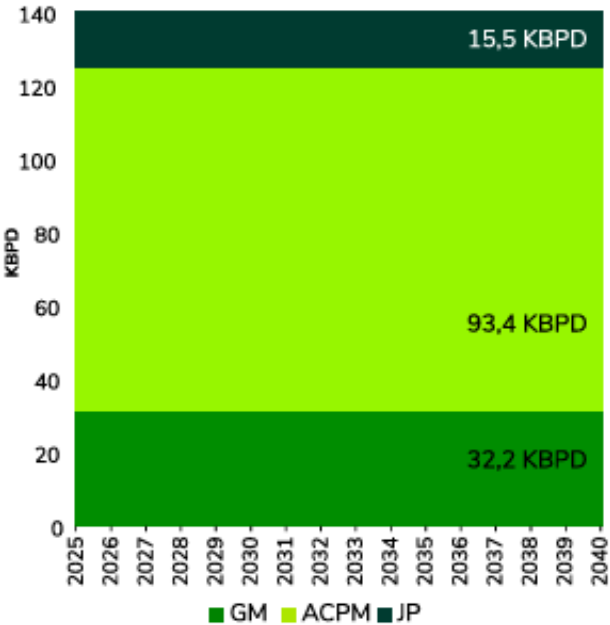
Tabla 3-5. Rendimientos Refinería de Cartagena

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

Fuente: Elaboración UPME

El Gráfico 3-18, presenta la proyección de combustibles ofertados por la Refinería de Cartagena, donde la producción promedio día de gasolina motor es de 32,2 KBPD, mientras que el ACPM alcanza los 93,4 KBPD y el Jet Fuel, los 15,5 KBPD. Cabe resaltar que en este análisis no se consideran cantidades estimadas de producción de otros productos líquidos refinados, además de la producción de coque o azufre.

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



Fuente: Elaboración UPME

3.4.1.2. Refinería de Barrancabermeja

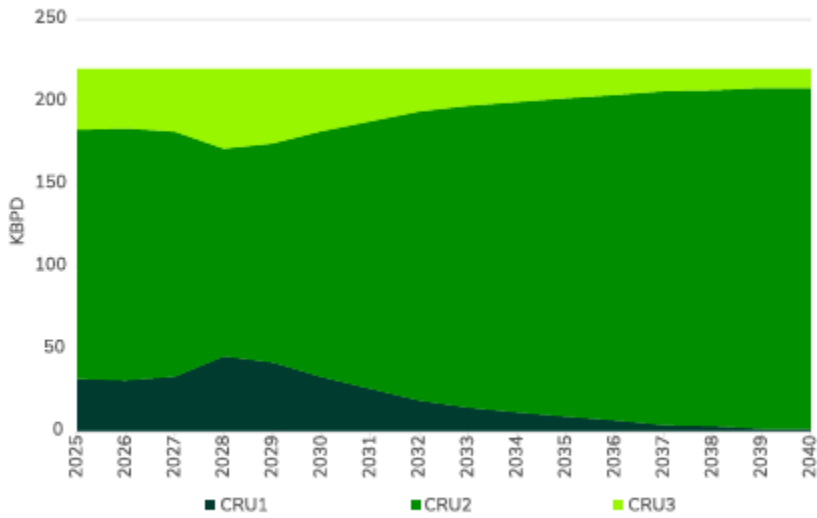
Esta refinería es considerada de mayor complejidad por su ubicación y configuración operativa, lo anterior derivado de la tecnología instalada en los procesos de transformación para procesamiento de crudos. Cuenta con una capacidad nominal de 250 KBPD de crudo, posicionándose como la principal fuente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

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

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



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



Fuente: Elaboración UPME

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

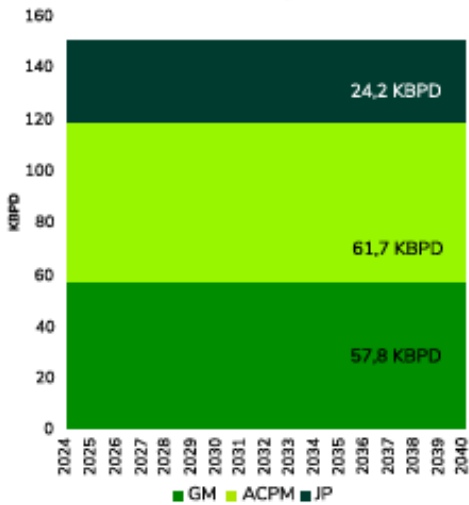
Tabla 3-6. Rendimientos Refinería de Barrancabermeja

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

Fuente: Elaboración UPME

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

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



Fuente: Elaboración UPME



3.4.2. Proyección de modernización de las refinerías

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

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

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

3.5. DEMANDA NACIONAL

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

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

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

3.5.1. Consumo histórico de Combustibles Líquidos

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

En el Gráfico 4-1 se presenta el comportamiento del consumo anual histórico agregado para gasolina corriente (GMC), gasolina extra (GME), diésel (ACPM) y jet fuel (JP). Tal como se observa, en 2022 y luego de superar la crisis sanitaria del Covid-19 se registró una disminución en el

Ministerio de Trabajo

SERVICIO NACIONAL DE APRENDIZAJE

Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural

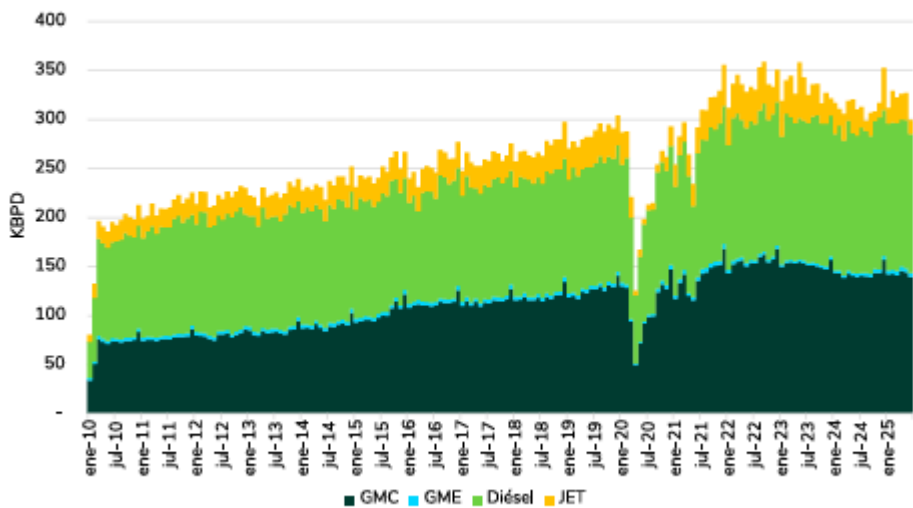
Carrera 19 entre Calles 14 y 15 Valledupar – Cesar

www.sena.edu.co - Línea gratuita nacional: 01 8000 9 10 270



consumo de gasolina corriente mientras que el consumo de diésel presentó una tendencia creciente, de igual forma como sucedió con el consumo de combustible de aviación al reactivarse el transporte aéreo.

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



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

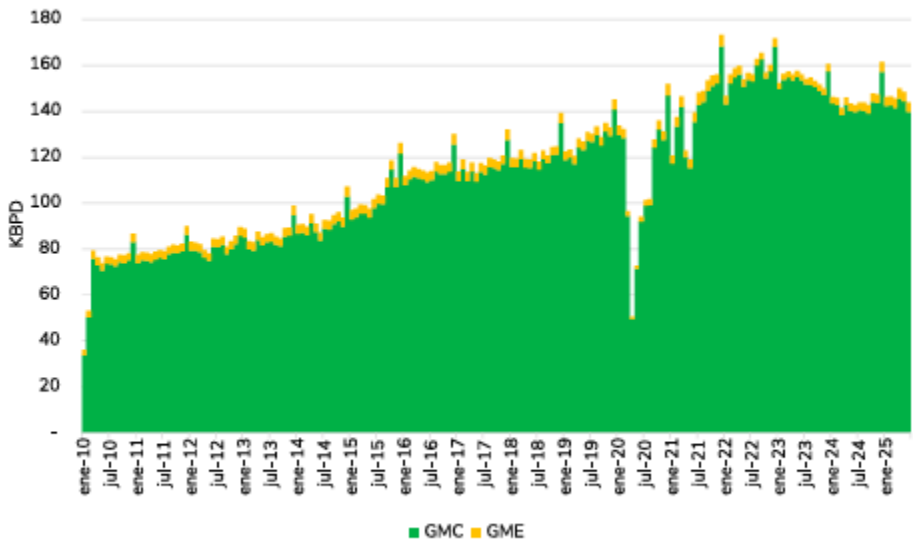
Este consumo se concentró en el sector transporte reflejándose en las principales capitales del país, donde aproximadamente la mitad de la demanda nacional es atendida.

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

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

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

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



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

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



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

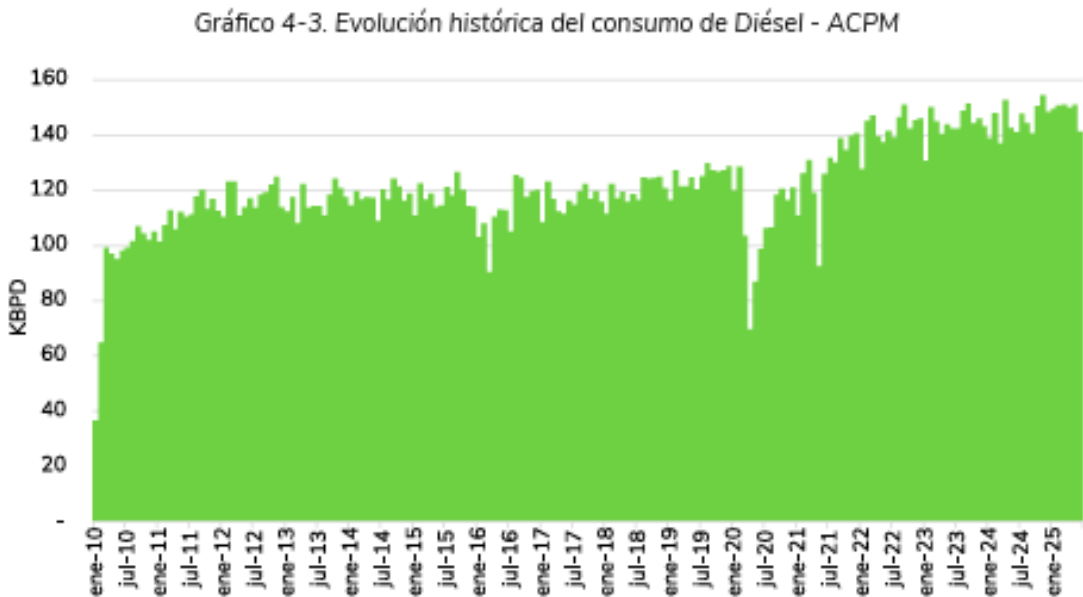
Finalmente, el consumo nacional de gasolina corriente y extra, que en 2023 había caído 2,5%, registró en 2024 una contracción adicional del 6%, al pasar de 156 KBPD a 147 KBPD, evidenciando señales de estabilización hacia el final de este periodo. En particular, la demanda de gasolina corriente oxigenada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

3.5.1.2. Diésel-ACPM

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

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

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



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

3.5.1.3. Jet Fuel

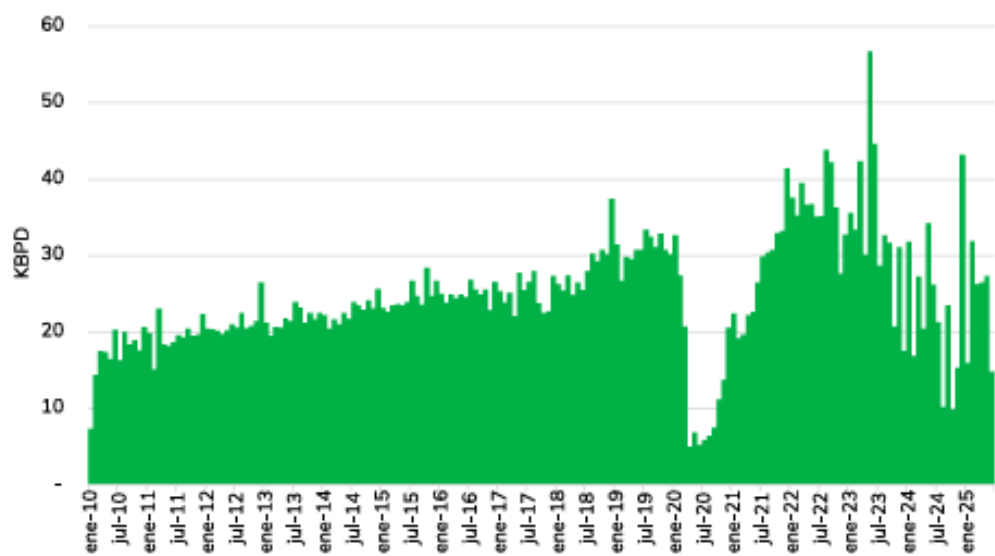
Entre los años 200 y 2023 este combustible ha mantenido una tendencia creciente del consumo a una tasa media anual de 6.1%, lo cual se explica principalmente por el incremento de los pasajeros aéreos. La tendencia de consumo del JET se vio interrumpida durante el año 2020 con ocasión de la pandemia del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

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



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

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



Fuente: Elaboración UPME con datos SICOM

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

3.5.2. Proyección de Demanda

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

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

Se señala que en el documento “Proyección de demanda de Combustibles Líquidos y GLP 20242040” se desarrollan tres (3) escenarios de transición⁴¹ considerando el papel que la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁴² asigna a la energía eléctrica, los biocombustibles y el hidrógeno en la descarbonización del transporte por carretera hacia mediados de este siglo. No obstante, se aclara que estos escenarios no fueron tomados como referencia en el ejercicio de planeación desarrollado en el presente documento teniendo en cuenta que representan mayor incertidumbre en los datos.

3.5.2.1. Gasolina Motor Corriente (GMC)

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



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

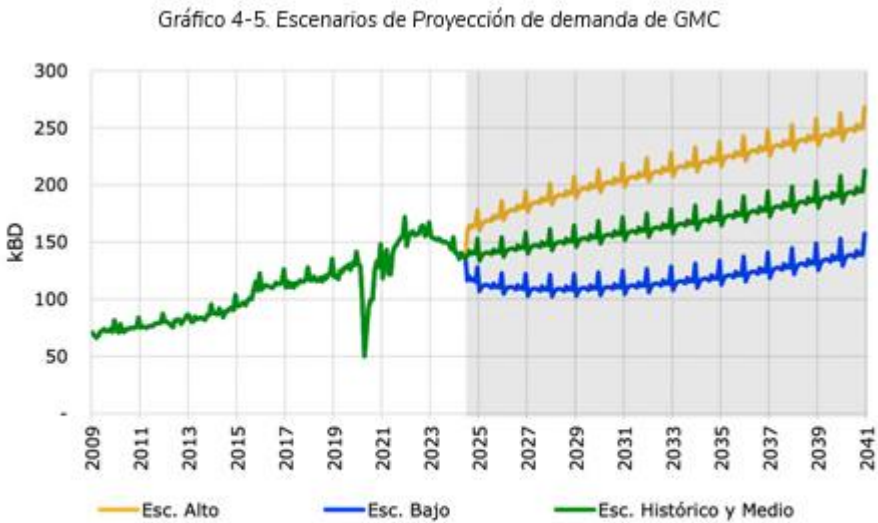
Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyectados (fuente)	Metodología
Gasolina Motor Corriente (GMC)	Combustible histórico mensual y municipal de gasolina corriente		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consumo histórico y las independientes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

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

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

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

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



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



3.5.2.2. ACPM – Diésel

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

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

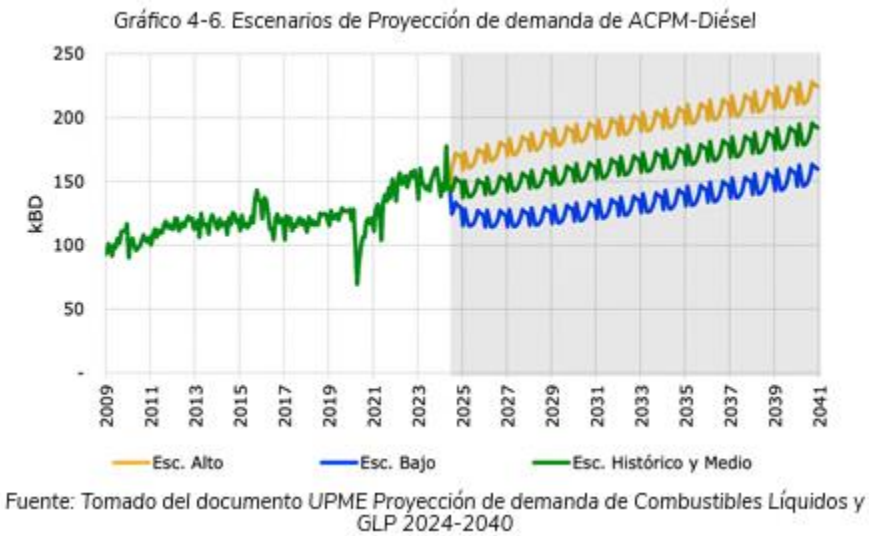
Combustible	Insumos históricos (fuente)	Insumos proyec- tados (fuente)	Metodología
Diésel (ACPM) Na- cional	Combustible histórico men- sual y municipal de ACPM Enero 2009-Sept. 2024 (SICOM)		Regresión estadística con resolución mensual y nacional donde la variable dependiente es el consu- mo histórico y las inde- pendientes son el precio y el PIB per cápita (=PIB/ Población). La desagregación regio- nal proyectada sigue las tendencias históricas de participación de cada re- gión dentro del total. Los escenarios alto y bajo se producen usando el error del autorregresivo del propio consumo histórico.
	PIB nacional anual 2009- 2024 (DANE-Banco de la República)	PIB nacional anual 2024- 2040 (Fedesa- rrollo – Ministe- rio de Hacienda – MFMP)	
	Población nacional anual 2009 – 2024 (DANE)	Proyección de población nacio- nal anual 2024- 2040 (DANE)	
	IPC nacional mensual Ene. 2009 – Jun. 2024 (DANE – Banco de la República)		

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

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

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

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





3.5.2.3. Jet Fuel

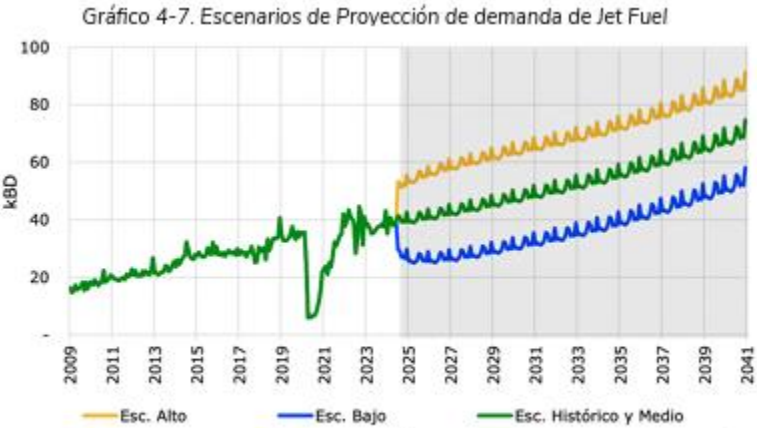
A continuación, se presenta un resumen de la información insumo, así como la descripción de la metodología utilizada para la proyección del Escenario Base de demanda de Gasolina Motor Corriente:

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

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

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

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



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

3.5.3. Consideraciones adicionales

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

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



consumo de Jet Fuel para Colombia se ubicaría en torno al 4 %–5 % anual, rango que se adopta como referencia para las simulaciones de este documento.

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

3.6. BALANCE

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

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

3.6.1. Consideraciones Generales

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

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

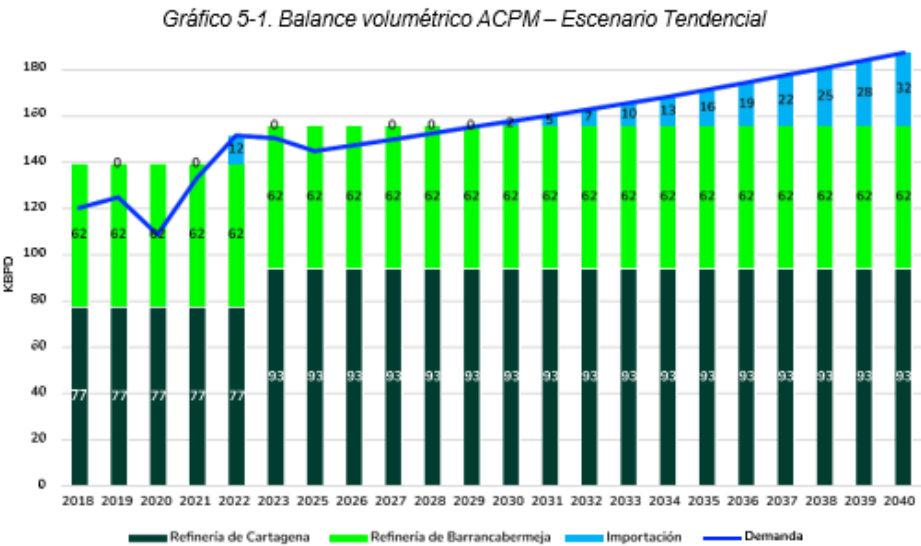
Dicho lo anterior, los ejercicios de balance por tipo de combustible fueron elaborados bajo los siguientes supuestos generales:

- i) Dentro de la elaboración de los escenarios de planeación no se consideraron los volúmenes de combustible directamente importados por los Grandes Consumidores Individuales no Intermediarios para su consumo propio.
- ii) El análisis presentado considera el volumen el consumo de cada producto considerando que el mismo contempla la proporción del biocombustible sobre el cual la regulación vigente contempla una mezcla obligatoria por galón de gasolina motor corriente y ACPM-diésel respectivamente.
- iii) Para completar el balance proyectado, se asumen cantidades de importación para cada combustible cuando la oferta nacional resulte insuficiente.



3.6.2. Balance de ACPM-Diésel

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



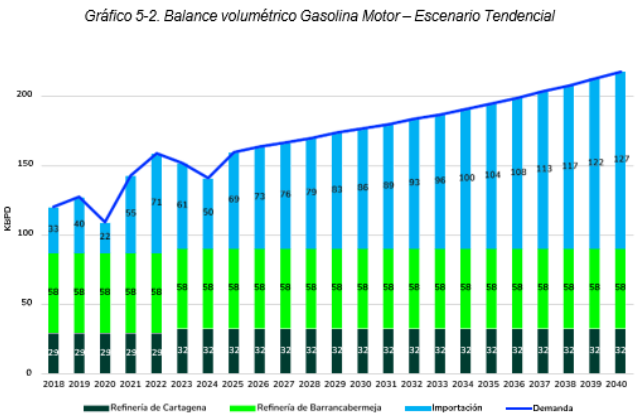
Fuente: Elaboración UPME

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

3.6.3. Balance de Gasolina Motor Corriente

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

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



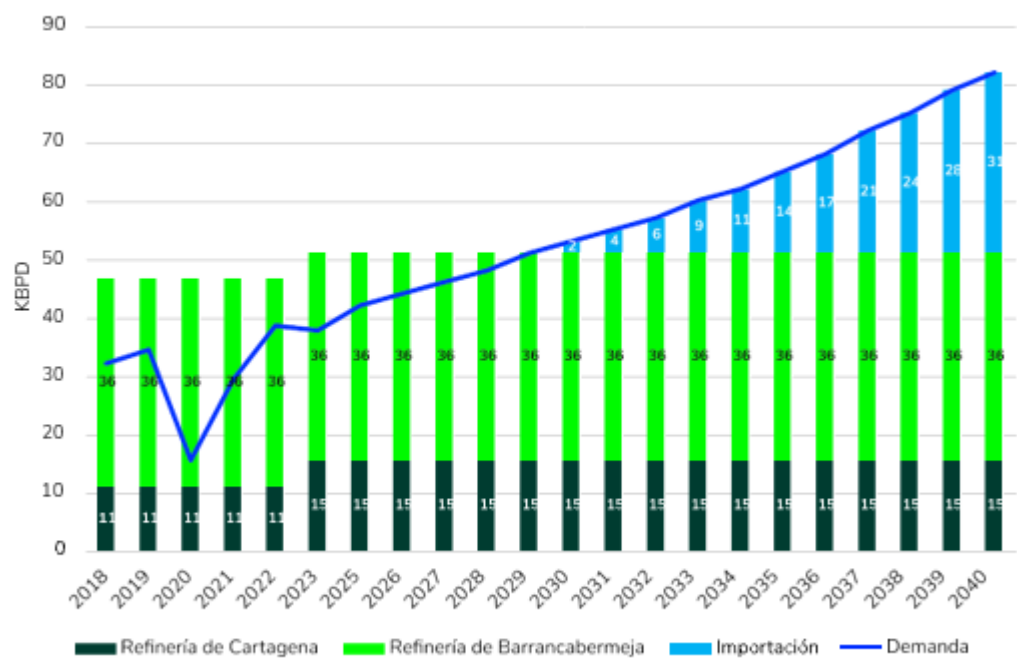
Fuente: Elaboración UPME



3.6.4. Balance de Jet Fuel

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

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



Fuente: Elaboración UPME

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

3.7. PRECIOS DE REFERENCIA

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

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



proyecciones de precios de algunos energéticos, integrando variables claves del mercado energético actual nacional e internacional.

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

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

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

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

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

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

Con lo anterior presente, la proyección de precios para gasolina motor corriente y ACPM-Diésel considera la estructura de precio de venta al público definida en la Resolución 40112 del 2024⁴⁹, realizando una aplicación metodológica a la proyección del precio internacional reflejado en el rubro del Ingreso Productor (IP), y a los componentes de la estructura de precios de combustibles



líquidos diferentes al IP. En este mismo sentido, la estimación de precios para el Jet Fuel contempla únicamente la metodología de proyección del IP.

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

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

3.7.1. Gasolina Motor Corriente

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

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

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

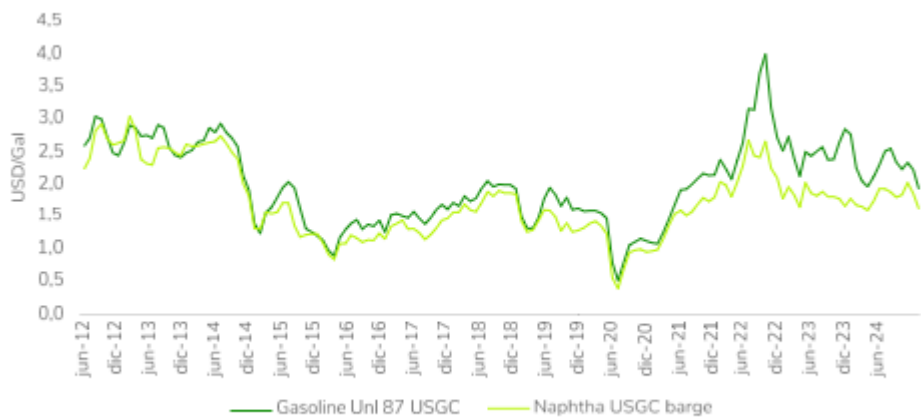
Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

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



En particular, el precio de paridad de exportación de la GMC en Colombia se referencia al mercado del Golfo de EE.UU., combinando los índices de la gasolina UNL 87 USGC (70%) y la nafta USGC (30%)⁵¹ (Gráfico 6-1). Además, los costos de transporte y seguros representan alrededor del 20% del precio base para diciembre de 2024. A continuación, se presentan los precios históricos de la gasolina y la nafta como base para la proyección del IP.

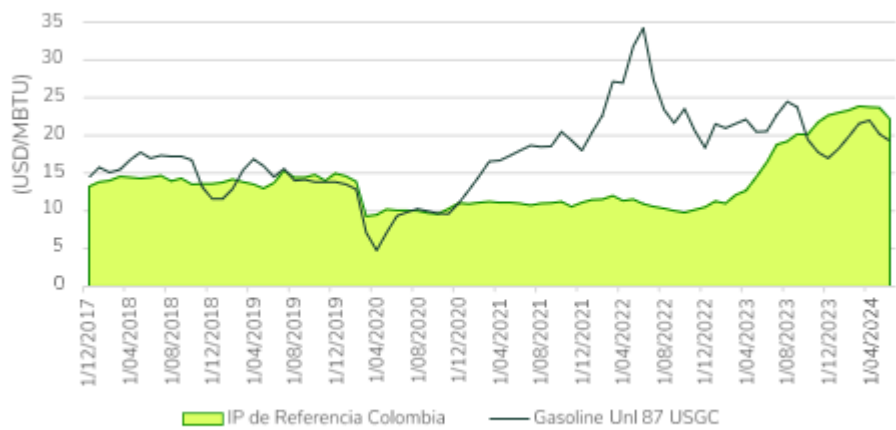
Gráfico 6-1. Referencia de precio Gasoline UNL 87 USGC y Nafta USGC



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

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

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



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

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

3.7.1.1. Resultados

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

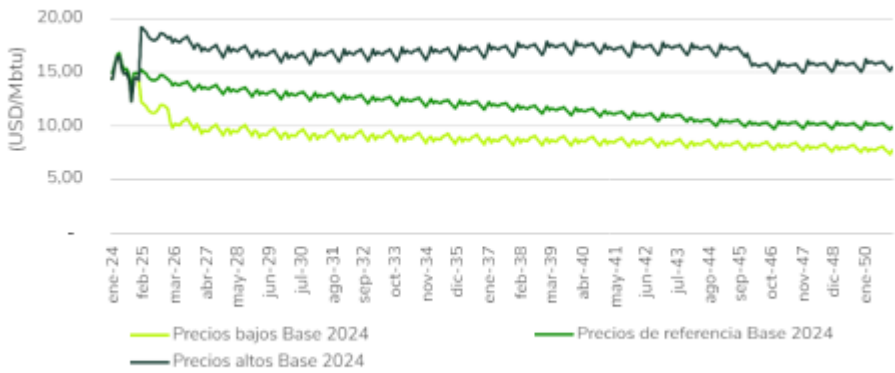
- El escenario de precios bajos de la EIA, estima que el precio del petróleo Brent caerá a 48 USD/Bbl, en términos reales del 2024, para el año 2050. Este escenario considera una importante reducción en la oferta de petróleo desde Estados Unidos, llegando a su máximo histórico de 13.3 millones de barriles diarios en 2024, hasta 7,5 millones de barriles por día en 2050.



- En el escenario de referencia de la EIA en el largo plazo, se proyecta una producción de petróleo relativamente alta en el corto plazo. Sin embargo, se anticipa una disminución a partir de 2029, lo que impulsaría un aumento en los precios, en un contexto de crecimiento moderado de la demanda. Bajo este escenario, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 91 USD/barril en 2050, a precios constantes de 2024.
- El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

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

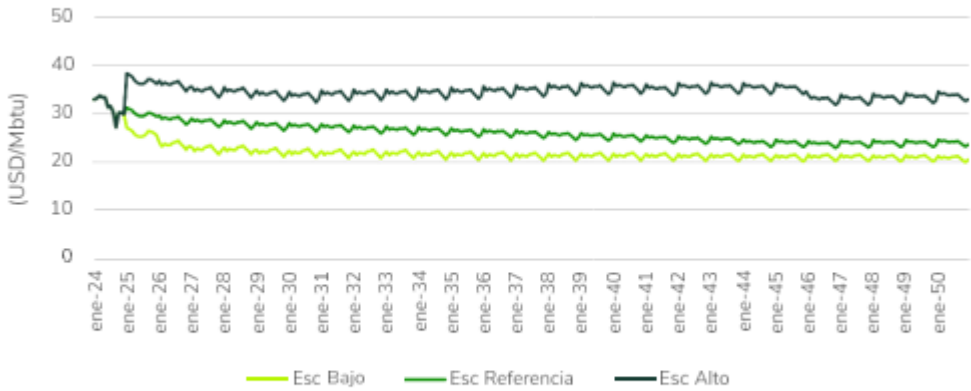
Gráfico 6-3. Proyección de ingreso al importador de la gasolina para Colombia – Puesto en puerto



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

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

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



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

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



3.7.2. ACPM-Diésel

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

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

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

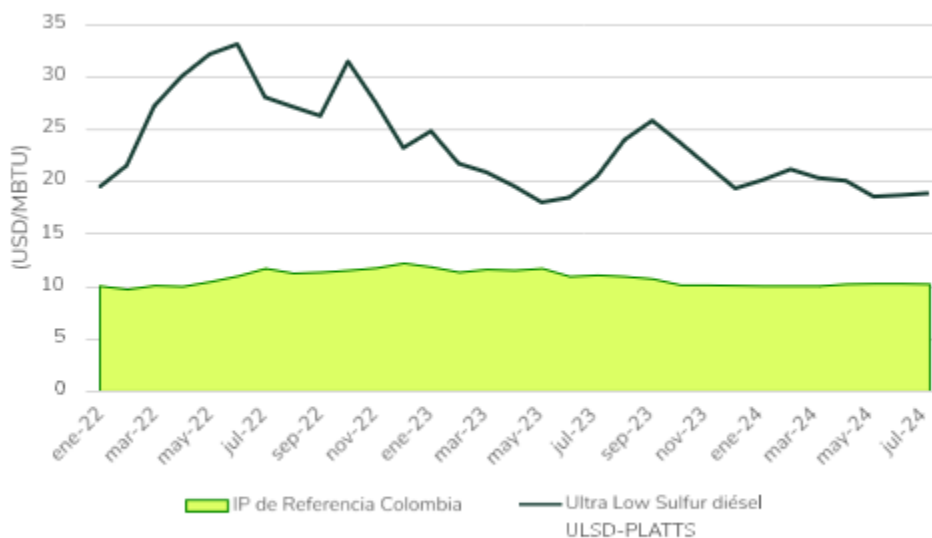
Fuente: Tomado del Documento UPME de proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050

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

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



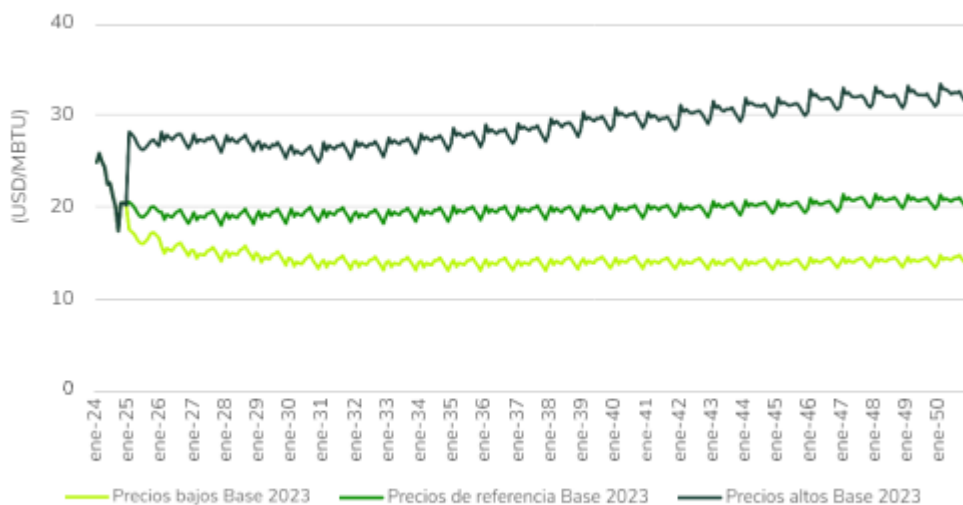
Gráfico 6-5. Precio internacional e ingreso al productor Diésel



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

3.7.2.1. Resultados

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



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

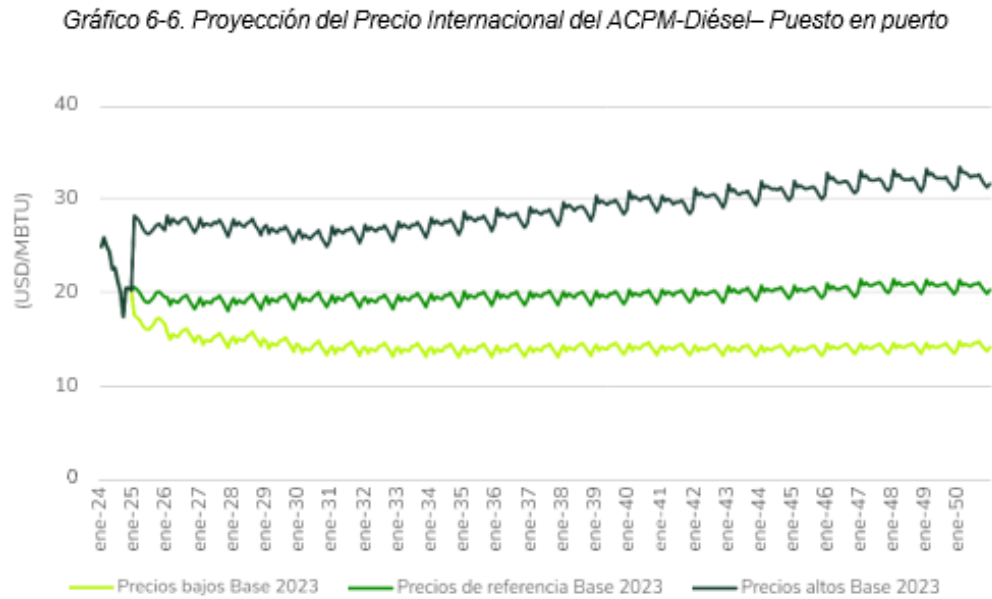
Al igual que para la gasolina, la metodología adoptada plantea tres escenarios de proyección para el precio del ACPM-Diésel partiendo de las simulaciones base plasmadas por la EIA, los cuales se definen como:

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



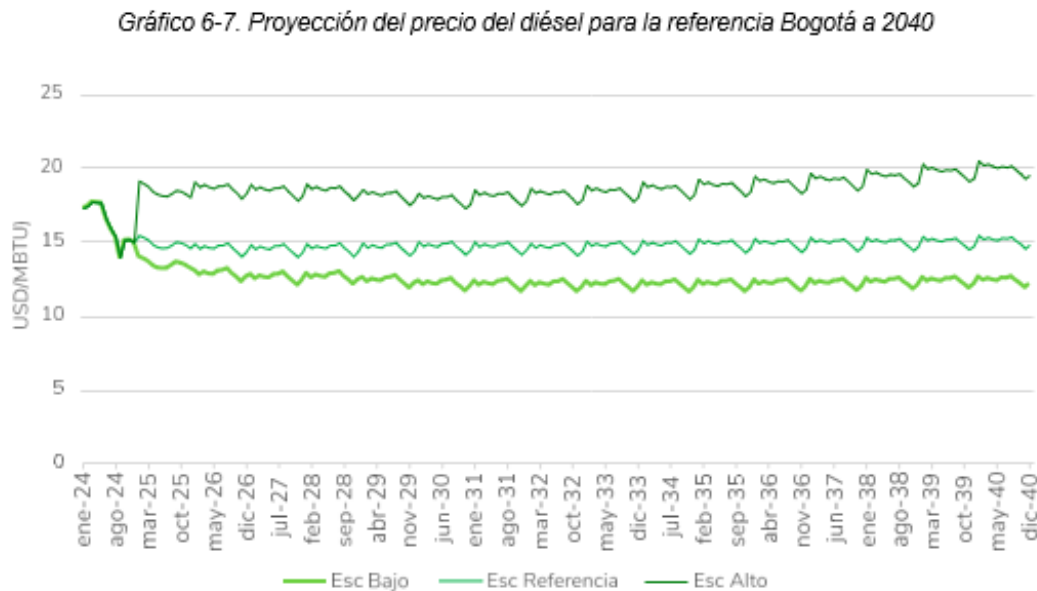
- El escenario de precios altos de la EIA se espera un aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos hasta alcanzar los 17,7 millones de barriles diarios en 2030, seguido de una disminución gradual que llevaría la producción a 13,3 millones de barriles diarios en 2050. En este contexto, la EIA estima que el precio del Brent alcanzará los 155 USD por barril en 2050, en términos reales de 2024.

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



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

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



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

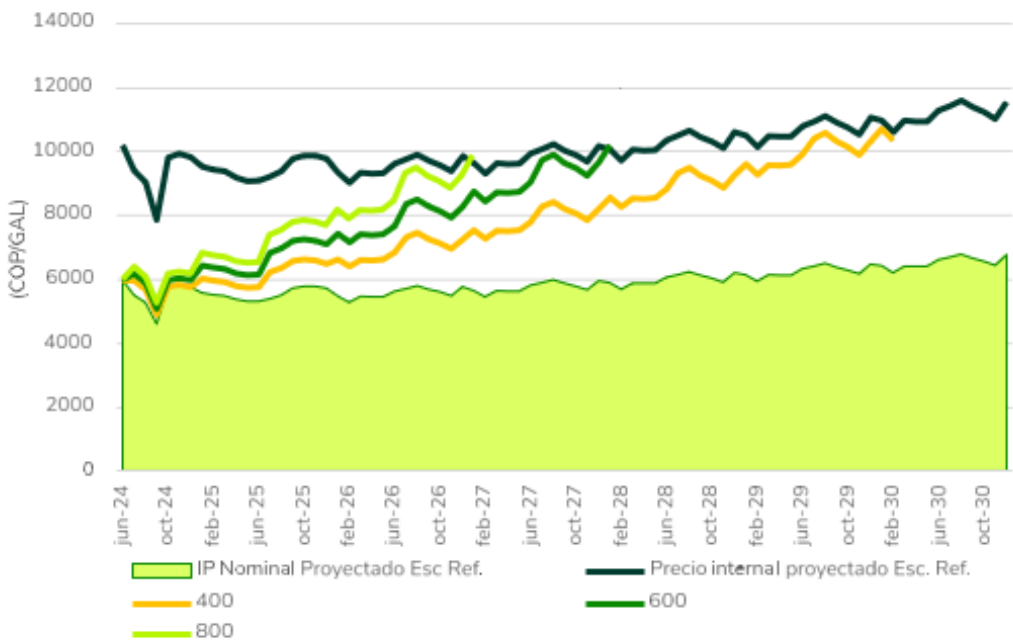


Finalmente, en lo que respecta a este energético, y retomando lo expuesto anteriormente, históricamente ha existido el desafío de incrementar el IP para alinearlo con su valor internacional, con el objetivo de reducir el déficit fiscal asociado al FEPC.

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

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

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



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

3.7.3. Jet Fuel

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



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

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

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

3.7.3.1. Resultados

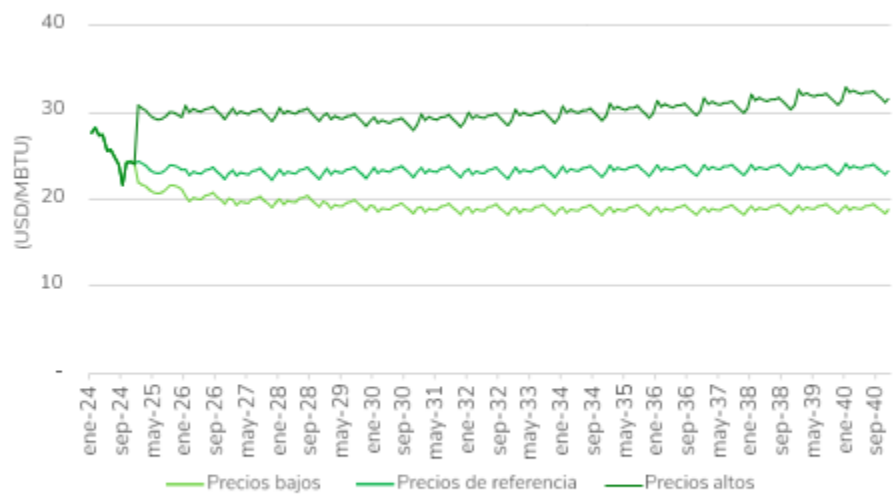
La metodología detallada en el documento base de este capítulo plantea tres escenarios de proyección para el precio del Jet Fuel partiendo de las simulaciones base plasmadas por la EIA, los cuales se definen como:

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



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

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



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

3.7.4. Transporte de Combustibles Líquidos

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

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

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

Adicionalmente, el artículo 334 de la Constitución Política establece que el Estado debe intervenir en la economía, con el fin de lograr, entre otros objetivos, el mejoramiento de la calidad de vida

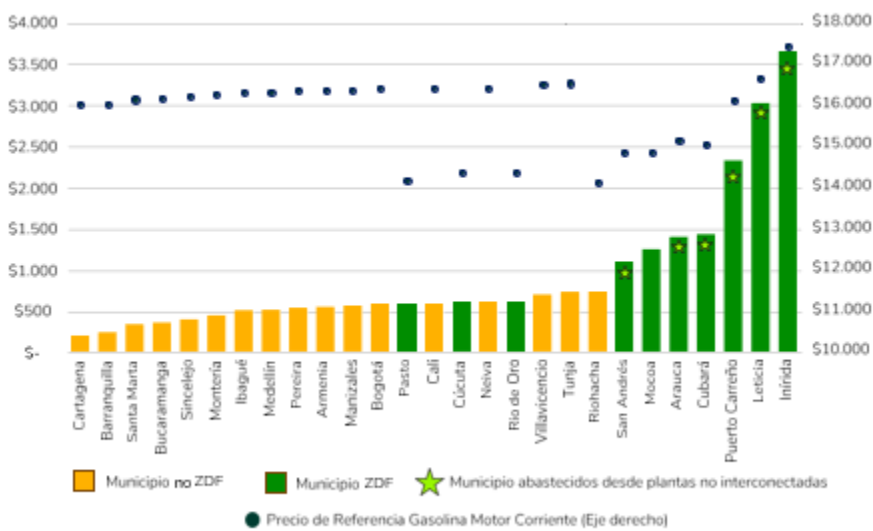


de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano. En este sentido, la intervención estatal en la formación de precios de un bien estratégico como los combustibles líquidos encuentra sustento constitucional cuando se orienta a corregir particularidades estructurales del mercado que generan resultados inequitativos, particularmente en contextos donde las condiciones de libre mercado tienen un rol en la asignación equitativa de los costos asociados a la prestación del servicio.

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

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

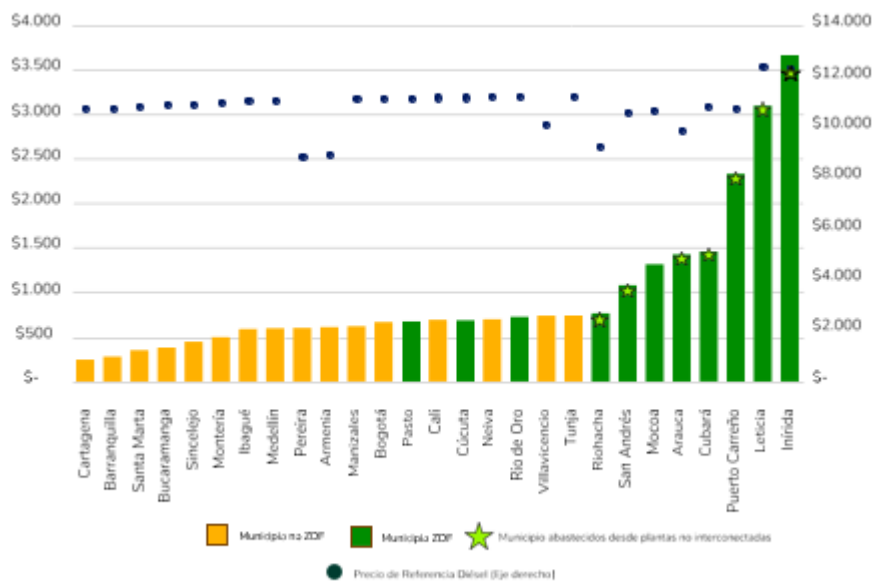
Gráfico 6-10. Tarifa de transporte Gasolina motor corriente vs Precio de Venta al Público de Referencia Promedio 2025.



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



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



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

3.8. CADENA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

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

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

3.8.1. Antecedentes

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

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



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

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

3.9. Infraestructura y Distribución

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

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

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

Fuente: Elaboración UPME con datos del agente transportador

En cuanto al transporte por poliductos, éste constituye la columna vertebral del sistema logístico nacional y se encuentra actualmente a cargo del único agente transportador que actualmente es CENIT. Este sistema permite el movimiento continuo e ininterrumpido de grandes volúmenes de combustibles líquidos (como gasolina motor corriente, ACPM-Diésel o JET). Si bien la operación por poliducto resulta más eficiente en términos energéticos y de costos por unidad transportada⁵², su implementación exigió inversiones significativas y su continuidad depende del



aseguramiento de grandes y constantes volúmenes de refinados a transportar de tal manera que se justifique su uso, del mantenimiento de las condiciones de seguridad requeridas para cumplir su función y del manejo de los riesgos asociados a los eventos o acciones causados por terceros⁵³.

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

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

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

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



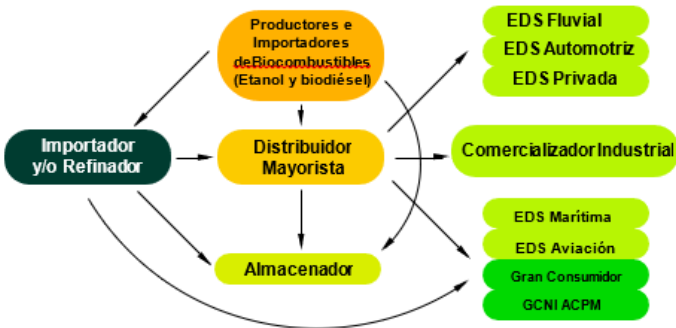
Fuente: Elaboración UPME

Ahora bien, considerando la normatividad citada y la distribución de infraestructura a nivel nacional, en los Gráficos 7-2 y 7-3 a continuación, se presenta las interacciones dentro de la



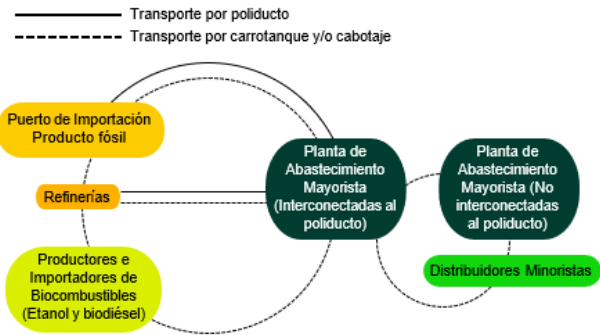
cadena de distribución de combustibles líquidos desde su producción y/o importación, hasta su punto de distribución minorista, considerando la participación de los agentes y actores de la cadena, los cuales se describen en la Tabla 7-2.

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



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

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



Fuente: Elaboración UPME con información de la CREG

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

Agente/ Actor	Nombre	Descripción
Agentes de la cadena	Refinador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de refinación de hidrocarburos para la producción de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Importador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de importación de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Almacenador	Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la actividad de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo.
	Distribuidor Mayorista	Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento, la cual entrega dichos productos con destino a la(s) planta(s) de otro(s) distribuidor(es) mayorista(s), a los distribuidores minoristas o al gran consumidor.
	Transportador	Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante.
	Distribuidor Minorista	Persona natural o jurídica dedicada a la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo al consumidor final, ya sea a través de una estación de servicio o en calidad de comercializador industrial. Este agente puede desarrollar su actividad mediante los siguientes tipos de establecimientos: <ul style="list-style-type: none">Estación de servicio de aviación: Almacena y distribuye combustibles líquidos derivados del petróleo, destinados exclusivamente para aviación.Estación de servicio automotriz: Almacena y distribuye combustibles para vehículos terrestres mediante surtidores fijos, y puede ofrecer servicios complementarios como mantenimiento básico, lubricación, lavado o venta de productos automotores y de conveniencia.Estación de servicio fluvial: Almacena y distribuye combustibles líquidos derivados del petróleo a embarcaciones, mediante equipos de suministro instalados en barcas flotantes no autopropulsadas, ancladas o aseguradas en un punto fijo, que llenan directamente los tanques de combustible.Estación de servicio marítima: Almacena y distribuye combustibles para buques o naves de navegación marítima.
Actores de la cadena	Gran Consumidor	Usuario que cuenta con instalaciones que permiten descargar y almacenar combustibles líquidos derivados del petróleo para su consumo final.
	Productores e importadores de alcohol carburante (etanol) y de los biocombustibles para uso en motores diésel.	

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



3.10. Planes de Abastecimiento en Zona de Frontera

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

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

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

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

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

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

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

Considerando lo anterior, dentro del ejercicio de planeación sectorial, la UPME incorporó dentro del modelo de simulación, presentado en el Capítulo 8, las restricciones operativas derivadas de la implementación de dichos planes de abastecimiento. De esta manera, el modelo reconoce que el suministro real de combustibles en estas zonas se realiza bajo un esquema de priorización de



despacho desde plantas ubicadas en los departamentos fronterizos, tal como lo establece la normativa vigente.

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

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

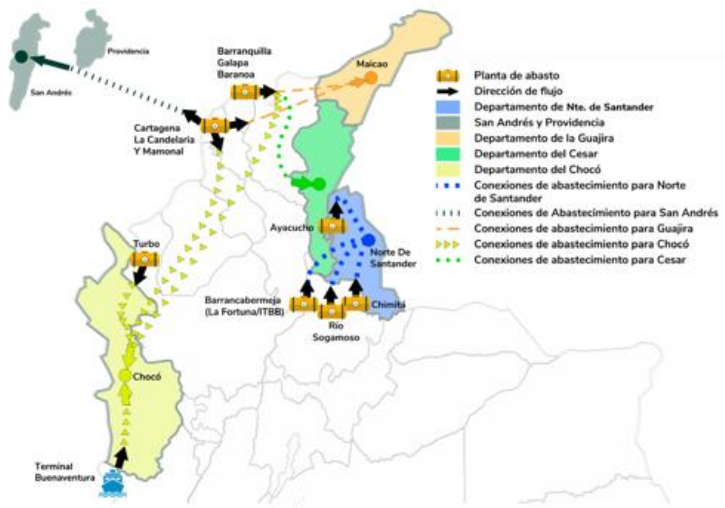
Departamento	Resolución(es)	Descripción general del esquema de abastecimiento
Amazonas	Resoluciones 124312 y 124541 de 2011	De acuerdo con lo establecido en las resoluciones mencionadas, el abastecimiento del departamento se realiza con producto transportado desde las plantas de abasto de Neiva (interconectada),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

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

Fuente: Elaboración UPME con información MME

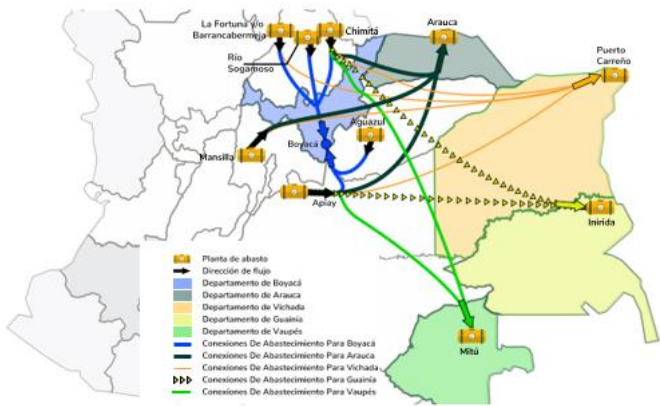


Gráfico 7-4. Planes de abastecimiento vigentes Zona de Frontera Noroccidente



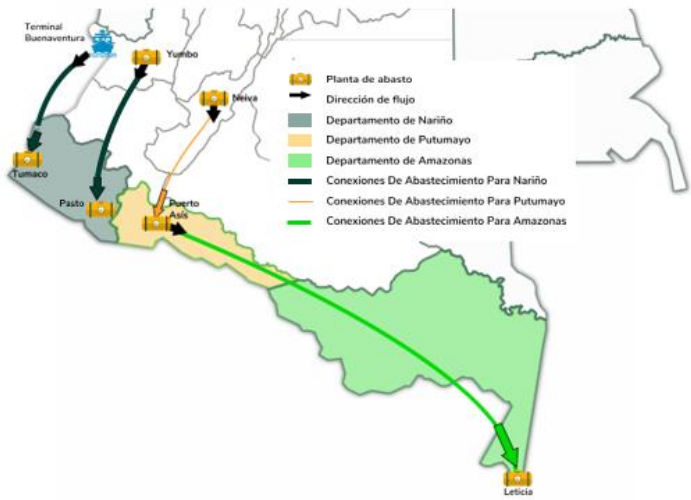
Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

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



Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

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



Fuente: Elaboración UPME con normatividad MME

3.11. Abastecimiento de biocombustibles

El uso de biocombustibles en el mercado colombiano se consolidó a partir de la creación de un conjunto de instrumentos normativos expedidos desde comienzos de la década del 2000, que establecieron las bases legales, técnicas e institucionales para su desarrollo y masificación. La



incorporación del alcohol carburante (etanol) y del biodiésel respondió a objetivos asociados con la diversificación de la matriz energética, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, la promoción del desarrollo agroindustrial y la mitigación de emisiones provenientes del sector transporte.

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

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

3.11.1. Antecedentes

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

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

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

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

La Ley 939 de 2004 también introdujo un conjunto de incentivos tributarios y económicos para promover la producción nacional de biodiésel. En particular, declaró exenta la renta líquida generada por el aprovechamiento de nuevos cultivos de tardío rendimiento⁵⁴ por un periodo de diez años a partir del inicio de la producción, y eximió del IVA y del impuesto global al ACPM-Diésel al



biodiésel de producción nacional destinado a mezcla. A diferencia del caso del etanol, la ley no constituyó inicialmente como obligatoria la mezcla de biodiésel con ACPM-Diésel, sino que estableció que “podrá contener” biocombustibles en las proporciones que definieran los Ministerios de Minas y Energía, y de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

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

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

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

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

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

3.11.2. Producción

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

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

En el caso del etanol, la producción nacional se concentra en los ingenios azucareros del suroccidente del país, donde se operan plantas duales capaces de modular la producción de azúcar y etanol según señales del mercado y condiciones climáticas. Adicionalmente, existe una planta de producción en los Llanos Orientales que actúa como un complejo dedicado, con cultivos



propios y procesos industriales independientes. Por su parte, el biodiésel se produce principalmente a partir del aceite de palma crudo a través de plantas industriales localizadas en regiones de alta concentración palmera. Estas instalaciones transforman el aceite producido a partir de cultivos nacionales en biodiésel de calidad especificada para mezclas obligatorias con el diésel fósil.

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

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

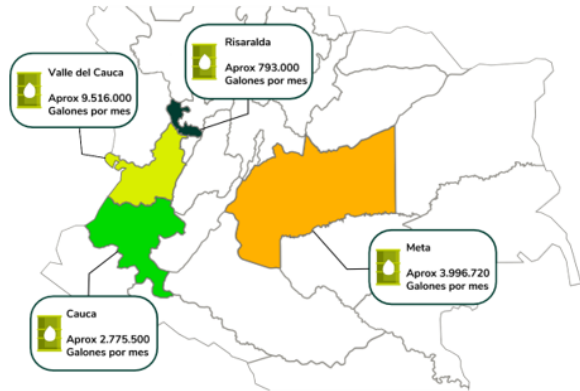
Finalmente, y retomando lo indicado a lo largo de el numeral 7.2 de este documento, como el biocombustible se moviliza a nivel nacional por carrotaques y no por poliductos, desde los sitios de producción hasta las plantas de abastecimiento mayorista, donde se realiza la mezcla de este producto con el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

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

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

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

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



Fuente: Elaboración propia con datos Federación Nacional de Biocombustibles

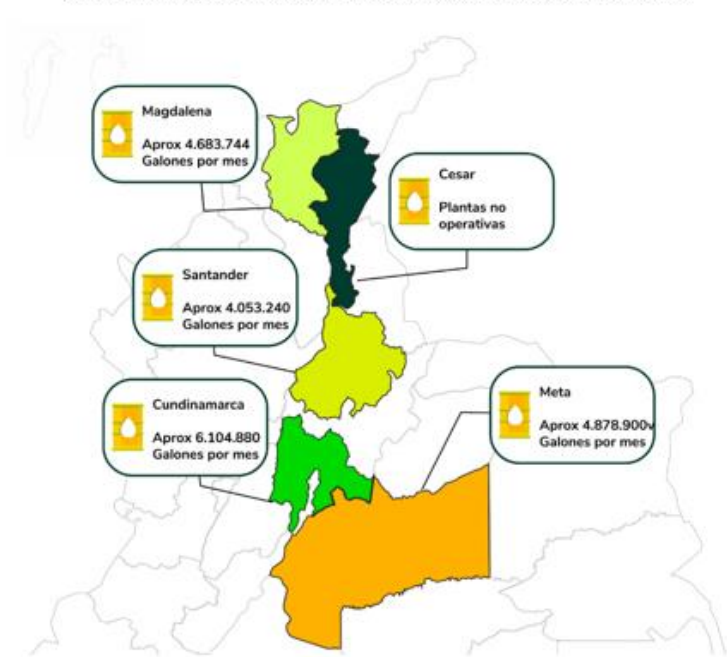


Tabla 7-4. Capacidad Instalada por planta de etanol en 2024

Productor	Departamento	Capacidad instalada galones / mes
Risaralda	Risaralda	793.000
Manuelita	Valle del Cauca	1.982.500
Mayagüez	Valle del Cauca	1.982.500
Providencia	Valle del Cauca	2.379.000
Incauca	Cauca	2.775.500
Riopaila	Valle del Cauca	3.172.000
Bionergy59	Meta	3.996.720
Capacidad Instalada Total		17.081.220

Fuente: Elaboración propia con datos Federación Nacional de Biocombustibles

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



Fuente: Elaboración UPME con datos Federación Nacional de Biocombustibles

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

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

Fuente: Elaboración UPME con datos Federación Nacional de Biocombustibles

3.11.3. Incidencia en el abastecimiento de combustibles líquidos

Como se mencionó previamente, el abastecimiento de biocombustibles en Colombia ha estado condicionado por la evolución de la política de mezclas adoptada desde comienzos de la década del 2000, la cual, en general, ha tenido el propósito principal de avanzar de manera gradual hacia niveles más altos y uniformes de incorporación de biocombustibles en el territorio nacional. Las

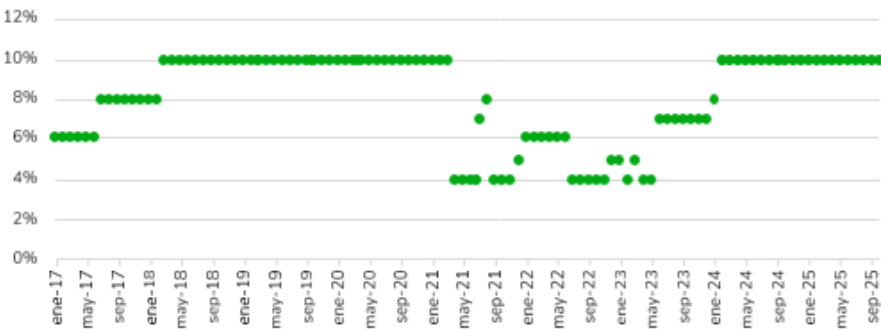


variaciones observadas en dicha política han respondido, en términos generales también, a los lineamientos definidos en la normativa vigente y en los documentos CONPES que orientaron su desarrollo, enmarcados en objetivos de diversificación energética y fortalecimiento del sector agroindustrial.

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

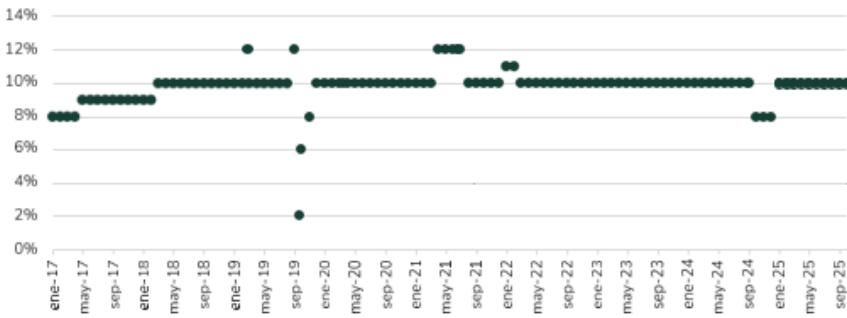
En los Gráficos 7-9 y 7-10 se presenta el comportamiento en los últimos 8 años del porcentaje autorizado de mezcla de etanol con gasolina motor y de biodiésel con ACPM respectivamente.

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



Fuente: Elaboración UPME con datos de MME

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



Fuente: Elaboración UPME con datos de MME

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



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

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

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



Fuente: Elaboración UPME con datos de Asocaña

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

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

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

3.12. Escenarios de Abastecimiento

A continuación, se describen los cuatro (4) escenarios considerados para el análisis de abastecimiento para el periodo 2024 – 2040, simulados con base en la producción estimada de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja a partir del Escenario de Oferta 2 y el Escenario de Demanda Tendencial descritos previamente en los Capítulos 3 y 4 respectivamente. De igual forma se parte de la capacidad de transporte de combustibles líquidos (Gasolina, ACPM, Jet y Nafta68)



de la actual red de poliductos, con destino a la prestación del servicio público y a su uso en refinerías o para el transporte de crudo, en el caso particular de la nafta.

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

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

4. ANÁLISIS TÉCNICO

El Centro de Innovación y de Gestion Empresarial y Cultural, requiere del suministro de combustible de gasolina corriente y ACPM para el parque automor de los vehiculos:

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD APROXIMADA	CODIGO CUARTO NIVEL DEL CLASIFICADOR DE BIENES Y SERVICIOS	UNIDAD DE MEDIDA
1	GASOLINA CORRIENTE:	1.820	15101506	GALON
2	ACPM	8.150	15101505	GALON

La anterior relación se encuentra sujeta a inclusiones y exclusiones dependiendo de las necesidades institucionales; en caso de inclusión, retiro de vehículos o cambio de planta Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar, dará aviso oportuno al proveedor para efectos de la instalación del control correspondiente.

4.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS EXIGIDAS

Las condiciones técnicas exigidas para el suministro son las siguientes:

Estaciones de Servicio: El proponente deberá contar con estaciones de servicio en las zonas donde se requiere el abastecimiento de combustible.

Horario: El suministro de combustible se requerirá de lunes a sábado, las 24 horas de forma ininterrumpida

De igual manera, el Proveedor deberá tener en cuenta las condiciones establecidas por la Entidad para realizar la presente contratación, señaladas en la **GUIA ADMINISTRACIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR A CARGO DEL SENA** Código: GIL–G-007 Versión: 5, las cuales rezan:

4.1.1. Especificaciones del combustible

El Combustible cumplirá con las especificaciones técnicas de calidad y la normatividad vigente. Para ello, el responsable de la contratación solicitará a las Estaciones de Servicio (EDS) las



certificaciones que acrediten que la calidad del combustible suministrado cumple con los Estándares legales. Estas certificaciones se solicitan de forma periódica y reposarán en el expediente del contrato.

4.1.2. Especificaciones para las Estaciones de Servicio – EDS

Los seguros, autorizaciones ambientales, controles para el manejo de contingencias y para el funcionamiento y operación requeridas por la EDS, se mantendrán vigentes durante la ejecución del contrato, acorde con la normatividad aplicable.

El suministro de combustible a contratar estará determinado por un tope máximo por vehículo, teniendo en cuenta:

- Consumo del Vehículo
- Tipo del vehículo
- Criterios de la utilización del vehículo (para labores misionales o administrativas de la Entidad).
- Recorrido promedio mensual en kilómetros
- Valor del galón de gasolina promedio en la zona
- Políticas de austeridad del gasto

Ejercer control sobre la calidad de la información reportada por los conductores a la Estación de Servicio respecto al reporte del kilometraje, así como el suministro de combustible y su rendimiento de acuerdo a las distancias recorridas; apoyándose en el módulo de administración de combustible con el usuario y contraseña que el proveedor asigna, a fin de acceder a la información en tiempo real del consumo del combustible por cada uno de los vehículos y del CHIP Maestro en los casos que aplique.

4.1.3. Medidas para la supervisión del control de combustible

El supervisor del contrato de suministro de combustible, además de las funciones contenidas en el Manual de Supervisión vigente de la Entidad, controlará lo siguiente:

- El control del cupo de combustible mensual respecto a lo presupuestado para cada vehículo.
- Administración, buen uso y socialización del sistema de control CHIP, Valera u otro.
- Suministrar y controlar las valerías, tarjetas u otros sistemas a los responsables del uso de los vehículos.
- Comunicación permanente con el proveedor para llevar el control de la utilización del CHIP, Valera u otro.
- Establecer el criterio que se seguirá cuando se presenten necesidades de sobrecupo de combustible, el cual tiene que poseer como mínimo: Justificación de la necesidad de sobrecupo y cuando se requiera un cambio de los parámetros de manera permanente, uso de un formato de cambio de parámetros.
- Conforme al punto anterior, autorizar los sobrecupos por vehículo, previo control presupuestal del contrato para su periodo de ejecución.



- Presentar informes periódicos de consumo de combustible y demás informes según requerimientos de la Entidad.
- Validar que se cuenten con los registros que demuestren el cumplimiento legal, ambiental y de pólizas por parte del proveedor.
- Confrontar aleatoriamente los registros de consumo de combustible por parte del SENA vs. la EDS.

Lo anterior sin perjuicio del cumplimiento de las demás obligaciones como supervisor establecidas en el Manual de Supervisión.

4.1.4. Límite máximo de consumo por vehículo

En aras de implementar medidas de austeridad en el gasto público, cada Despacho Regional y Centro de Formación hará un análisis del consumo de combustible promedio por cada uno de los vehículos, así como de los trayectos y kilometraje de sus recorridos mensuales, para que de esta forma se fijen consumos límite mensuales en pesos que tendrá cada vehículo adscrito al Centro o Regional. Esta instrucción tiene que ser impartida y controlada por los Coordinadores de Grupo de Apoyo Mixto de las Regionales, y puesta en práctica por los administradores del parque automotor en cada uno de los Despachos regionales y Centros de Formación.

En el evento en el que se exceda el límite establecido, se podrá autorizar el suministro de combustible, previa justificación por parte del responsable del vehículo.

4.1.5. Autorizaciones, permisos y licencias requeridos para la ejecución del contrato

El proponente debe certificar por escrito, que el producto ofrecido cumple con la Resolución N° 447 de 2003, Resolución N°1180 de 2006 y las Normas técnicas colombianas 1380 y 1438, obligatorias en el Territorio Nacional, para los productos derivados del petróleo.

El proveedor deberá presentar la autorización de operación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue.

El proponente deberá presentar declaración juramentada expedida por el Representante Legal certificando que, en caso de ser adjudicado, cuenta con Plan de Contingencias radicado ante la autoridad ambiental y se encuentra facultado para dar cumplimiento a la normatividad expedida en la materia.

El proponente debe anexar certificación por escrito que los acredite como distribuidores mayoristas o minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo en el Territorio Nacional, de igual manera certificar por escrito que dentro de su proceso de almacenamiento, manejo, transporte y distribución del combustible cumplen con la normatividad vigente (Decreto 1609 de 2002). Tomando como referencia las normas que obligan a proteger el medio ambiente, en concordancia con el Plan de Gestión Ambiental del SENA; de igual manera se hace necesario que el oferente cuente con permiso de vertimientos otorgado por la Entidad ambiental competente (Ministerio de Minas).

4.2. REQUISITOS TÉCNICOS DE CRITERIOS AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO



CRITERIO AMBIENTAL, SST/TÉCNICO	REQUISITO LEGAL ASOCIADO	SOPORTE/ EVIDENCIA	ETAPA
<p>Exigir a todos los proponentes que en el proceso contractual cumplan con:</p> <p>Demostrar cumplimiento de las obligaciones que le aplican en relación con la Seguridad y Salud en el Trabajo.</p> <p>Personas Independientes: Certificación Firmada por el representante legal donde indique que es persona natural que no tiene trabajadores a cargo y no está obligada a implementar el Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo.</p> <p>**Nota: De acuerdo con la resolución 0312 de 2019 en el Parágrafo 2. No están obligados a implementar los Estándares Mínimos los trabajadores independientes con afiliación voluntaria al Sistema General de Riesgos Laborales de que trata la Sección 5 del Capítulo 2 del Título 4 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1072 de 2015, Único Reglamentario del Sector Trabajo</p>	<p>Decreto 1072 de 2015, Libro 2, Parte 2, Título 4, capítulos 1, 2, 3, y 6 Artículo 2.2.4.1.3 Artículo 2.2.4.6.1 Artículo 2.2.4.6.4 Artículo 2.2.4.6.8</p> <p>Resolución 0312 de 2019 Ministerio del Trabajo</p>	<p><u>1. CERTIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DEL SG-SST ACORDE A LA EVALUACIÓN DE ESTÁNDARES MÍNIMOS, FIRMADA POR EL REPRESENTANTE LEGAL Y EL RESPONSABLE DEL SG - SST, CON LOS SIGUIENTES SOPORTES:</u></p> <p><u>2. FOTOCOPIA DE CÉDULA, DESIGNACIÓN DEL RESPONSABLE SGSST, CERTIFICADO VIGENTE CURSO DE SG-SST DE 50 HORAS O SU ACTUALIZACIÓN CURSO DE 20 HORAS Y LICENCIA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO DEL PROFESIONAL RESPONSABLE DEL SG-SST.</u></p> <p><u>3. EVALUACION DE ESTÁNDARES MÍNIMOS DEL MINISTERIO DEL TRABAJO Y/O DE LA ARL Y RESPECTIVO PLAN DE ACCIÓN DE ACUERDO A LA APLICACIÓN DE ESTÁNDARES MÍNIMOS CUANDO SEA INFERIOR AL 85% APLICABLES - DEC. 1072/2015(2.2.4.6.1) Y RES 0312-2019.</u></p> <p><u>PERSONAS INDEPENDIENTES: CERTIFICACIÓN FIRMADA POR EL REPRESENTANTE LEGAL DONDE INDIQUE QUE ES PERSONA NATURAL QUE NO TIENE TRABAJADORES A CARGO Y NO ESTA OBLIGADA A IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO. (Requisito de Seguridad y Salud en el trabajo).</u></p>	<p><u>PRECONTRACTUAL</u></p>
<p>Autorización de operación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o de la autoridad en quien este delegue.</p>	<p>Decreto 1521 de 1998 - <i>Reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, para estaciones de servicio.</i></p> <p>DECRETO 733 DE 2008 <i>“Por el cual se modifican transitoriamente los Decretos 386 de 2007, 4299 de 2005 y se establecen otras disposiciones”.</i></p>	<p><u>COPIA DE LA AUTORIZACIÓN O CERTIFICADO EMITO POR EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA O DE LA AUTORIDAD EN QUIEN ESTE DELEGUE.</u></p>	<p><u>PRECONTRACTUAL</u></p>
<p>El proveedor tiene que contar con plan de contingencias radicado a la (s) autoridad (es) ambiental (es) para el manejo de hidrocarburos.</p>	<p>Decreto 321 de 1999 Decreto 1076 de 2015. Título 3, Capítulo 3, Sección 4, Artículo 2.2.3.3.4.14, Título 6, Capítulo 1, Sección 1, Artículo 2.2.6.1.1.1 Sección 3, Artículo 2.2.6.1.3.6.</p>	<p>Presentar copia del plan de contingencias radicado a la (s) autoridad (es) ambiental (es) para el manejo de hidrocarburos.</p>	<p>CONTRACTUAL</p>

5. ANALISIS DESDE LA PERSPECTIVA ORGANIZACIONAL

El Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar requiere la contratación de una persona natural o jurídica, debidamente registrada ante la Cámara de Comercio, cuya actividad principal esté enfocada en el suministro de combustible A.C.P.M., Gasolina corriente y/o en la prestación de servicios relacionados con dicho suministro. La entidad contratante exige que el proponente se encuentre debidamente regulado y vigilado por el



Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con la normativa vigente. El proponente deberá cumplir con los requisitos establecidos, que son indispensables para garantizar su idoneidad, experiencia y capacidad técnica en el marco de este proceso de selección. Entre estos requisitos se incluye la garantía de disponibilidad del suministro de A.C.P.M. y gasolina corriente para el parque automotor del centro de formación, bajo las condiciones técnicas detalladas en el pliego de condiciones. Asimismo, se debe asegurar el cumplimiento de las autorizaciones y normativas exigidas por la legislación vigente y las regulaciones del Ministerio de Minas y Energía en relación con la calidad del servicio. Además, se espera que la empresa o persona contratada ofrezca un servicio confiable, eficiente y de alta calidad, asegurando así la continuidad de las operaciones del SENA en su totalidad. El cumplimiento de estos requisitos es esencial para garantizar el óptimo funcionamiento de los vehículos del parque automotor, lo que a su vez favorece la operatividad y efectividad de las actividades del Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar.

6. ANALISIS LEGAL

En virtud del objeto a contratar, y en atención a la cuantía del proceso de selección, la modalidad de contratación es de Selección Abreviada de Mediante la Modalidad de Mínima Cuantía, de conformidad con lo establecido en el artículo 2 de la Ley 1150 de 2007 y el artículo 2.2.1.1.2.1.1. subsección 5 del Decreto 1082 de 2015, el cual hace parte de la planeación del Proceso de Contratación y materializa los principios de planeación, responsabilidad y transparencia consagrados en la Ley 80 de 1993.

6.1. APLICACIÓN DEL DECRETO 1860 DE 2021 - *"Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1082 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Planeación Nacional, con el fin reglamentar los artículos 30, 31, 32, 34 y 35 de la Ley 2069 de 2020, en lo relativo al sistema de compras públicas y se dictan otras disposiciones"*

Los nuevos incentivos para la contratación dentro del sistema de compras públicas son los siguientes:

6.1.1. EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES

"ARTÍCULO 2.2.1.2.4.2.14. Definición de emprendimientos y empresas de mujeres. Con el propósito de adoptar medidas afirmativas que incentiven la participación de las mujeres en el sistema de compras públicas, se entenderán como emprendimientos y empresas de mujeres aquellas que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

1. Cuando más del cincuenta por ciento (50%) de las acciones, partes de interés o cuotas de participación de la persona jurídica pertenezcan a mujeres y los derechos de propiedad hayan pertenecido a estas durante al menos el último año anterior a la fecha de cierre del Proceso de Selección. Esta circunstancia se acreditará mediante certificación expedida por el representante legal y el revisor fiscal, cuando exista de acuerdo con los requerimientos de ley, o el contador, donde conste la distribución de los derechos en la sociedad y el tiempo en el que las mujeres han mantenido su participación.

2. Cuando por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de los empleos del nivel directivo de la persona jurídica sean ejercidos por mujeres y éstas hayan estado vinculadas laboralmente a la empresa durante al menos el último año anterior a la fecha de cierre del Proceso de Selección en el mismo cargo u otro del mismo nivel.

Se entenderá como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones están relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y la toma de decisiones a nivel estratégico. En este sentido, serán cargos de nivel directivo los que dentro de la organización de la empresa se encuentran ubicados en un nivel de mando o los que por su jerarquía desempeñan cargos encaminados al cumplimiento de funciones orientadas a representar al empleador.

Esta circunstancia se acreditará mediante certificación expedida por el representante legal y el revisor fiscal, cuando exista de acuerdo con los requerimientos de ley, o el contador, donde se señale de manera detallada todas las personas que conforman los cargos de nivel directivo del proponente, el número de mujeres y el tiempo de vinculación.



La certificación deberá relacionar el nombre completo y el número de documento de identidad de cada una de las personas que conforman el nivel directivo del proponente. Como soporte, se anexará copia de los respectivos documentos de identidad, copia de los contratos de trabajo o certificación laboral con las funciones, así como el certificado de aportes a seguridad social del último año en el que se demuestren los pagos realizados por el empleador.

3. Cuando la persona natural sea una mujer y haya ejercido actividades comerciales a través de un establecimiento de comercio durante al menos el último año anterior a la fecha de cierre del proceso de selección. Esta circunstancia se acreditará mediante la copia de cédula de ciudadanía, la cédula de extranjería o el pasaporte, así como la copia del registro mercantil.

4. Para las asociaciones y cooperativas, cuando más del cincuenta por ciento (50%) de los asociados sean mujeres y la participación haya correspondido a estas durante al menos el último año anterior a la fecha de cierre del Proceso de Selección. Esta circunstancia se acreditará mediante certificación expedida por el representante legal.

PARÁGRAFO. Respecto a los incentivos contractuales para los emprendimientos y empresas de mujeres, las certificaciones de trata el presente artículo deben expedirse bajo la gravedad de juramento con una fecha de máximo treinta (30) días calendario anteriores a la prevista para el cierre del procedimiento de selección.”

Teniendo en cuenta lo anterior, el artículo en mención no se aplicará al presente proceso de mínima cuantía; por cuanto, la disposición legal aplica a los procesos de licitación pública, selección abreviada de menor cuantía y concurso de méritos.

6.1.2. FOMENTO A LA EJECUCIÓN DE CONTRATOS POR PARTE DE POBLACIÓN DE ESPECIAL PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL

“ARTÍCULO 2.2.1.2.4.2.16. Fomento a la ejecución de contratos estatales por parte de población en pobreza extrema, desplazados por la violencia, personas en proceso de reintegración o reincorporación y sujetos de especial protección constitucional. En los Procesos de Contratación, las Entidades Estatales indistintamente de su régimen de contratación, los patrimonios autónomos constituidos por Entidades Estatales y los particulares que ejecuten recursos públicos fomentarán en los pliegos de condiciones o documento equivalente que los contratistas destinen al cumplimiento del objeto contractual la provisión de bienes o servicios por parte de población en pobreza extrema, desplazados por la violencia, personas en proceso de reintegración o reincorporación y sujetos de especial protección constitucional, garantizando las condiciones de calidad y sin perjuicio de los Acuerdos Comerciales vigentes.

La participación de los sujetos anteriormente mencionados en la ejecución del contrato se fomentará previo análisis de su oportunidad y conveniencia en los Documentos del Proceso, teniendo en cuenta el objeto contractual y el alcance de las obligaciones.

Esta provisión se establecerá en un porcentaje que no será superior al diez por ciento (10%) ni inferior al cinco por ciento (5%) de los bienes o servicios requeridos para la ejecución del contrato, de manera que no se ponga en riesgo su cumplimiento adecuado.

Previo análisis de oportunidad y conveniencia, la Entidad Estatal incorporará esta obligación en la minuta del contrato del pliego de condiciones o documento equivalente, precisando las sanciones pecuniarias producto del incumplimiento injustificado de esta a través de las causales de multa que estime pertinentes.

El supervisor o el interventor, según el caso, realizará el seguimiento y verificará que las personas vinculadas al inicio y durante la ejecución del contrato pertenezcan a los grupos poblacionales enunciados anteriormente.

PARÁGRAFO 1. Para los efectos previstos en el presente artículo, los sujetos de especial protección constitucional son aquellas personas que debido a su particular condición física, psicológica o social merecen una acción positiva estatal para efectos de lograr una igualdad real y efectiva. Dentro de esta categoría se encuentran, entre otros, las víctimas del conflicto armado interno, las mujeres cabeza de familia, los adultos mayores, las personas en condición de discapacidad, así como la población de las comunidades indígena, negra, afrocolombiana, raizal, palanquera, Rrom o gitanas.

Estas circunstancias se acreditarán en las condiciones que disponga la ley o el reglamento, aplicando en lo pertinente lo definido en el artículo 2.2.1.2.4.2.17 del presente Decreto. En ausencia de una condición especial prevista en la normativa vigente, se acreditarán en los términos que defina el pliego de condiciones o documento equivalente.

PARÁGRAFO 2. Para efectos de los Procesos de Contratación regidos por documentos tipo, con sujeción a la potestad prevista en este artículo, la Agencia Nacional de Contratación Pública - Colombia Compra Eficiente regulará el porcentaje de sujetos de especial protección constitucional que el contratista destinará al cumplimiento de las obligaciones, las condiciones para incorporarlas a la ejecución del contrato y las sanciones pecuniarias producto del incumplimiento injustificado de la obligación”

NOTA: Con el fin de fomentar este incentivo en la Contratación Pública, la entidad podrá solicitar la exigencia de un requisito técnico- talento humano, en los documentos previos, en los pliegos de condiciones y cualquier otro anexo del presente proceso.



6.1.3. CONVOCATORIA A MIPYMES

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 1150 de 2007 y el artículo 2.2.1.2.4.2.2 y 2.2.1.2.4.2.4 del Decreto 1082 de 2015 (modificado por el artículo 5 del Decreto 1860 de 2021), este proceso de selección se podrá limitar la convocatoria a MiPymes, cuando en el proceso de contratación con pluralidad de oferentes, como se señala seguidamente:

"ARTÍCULO 2.2.1.2.4.2.2. Convocatorias limitadas a Mipyme. Las Entidades Estatales independientemente de su régimen de contratación, los patrimonios autónomos constituidos por Entidades Estatales y los particulares que ejecuten recursos públicos, deben limitar la convocatoria de los Procesos de Contratación con pluralidad de oferentes a las Mipyme colombianas con mínimo un (1) año de existencia, cuando concurren los siguientes requisitos:

1. El valor del Proceso de Contratación sea menor a ciento veinticinco mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$125.000), liquidados con la tasa de cambio que para el efecto determina cada dos años el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. Este umbral es de \$457.297.264 hasta el 31 de diciembre de 2023 de acuerdo con la publicación de los umbrales para limitación de convocatorias a MiPymes 2022- 2023 del Ministerio de Comercio y Colombia Compra Eficiente.
2. Se hayan recibido solicitudes de por lo menos dos (2) Mipyme colombianas para limitar la convocatoria.
3. Para que las MiPymes puedan participar en las convocatorias deberán acreditar como mínimo un (1) año de existencia y presentar el certificado expedido por la cámara de comercio o por la autoridad que sea competente para dicha acreditación.
4. Estas solicitudes de manifestación de interés en participar de por lo menos dos (2) Mipyme colombianas para limitar la convocatoria, se deben haber recibido por lo menos un (1) día hábil antes de la expedición del acto administrativo de apertura, o el que haga sus veces de acuerdo con la normativa aplicable a cada Proceso de Contratación.
5. Tratándose de personas jurídicas, las solicitudes solo las podrán realizar Mipyme, cuyo objeto social les permita ejecutar el contrato relacionado con el proceso contractual, lo cual será verificado en el Certificado de Existencia y Representación Legal, expedido por la Cámara de Comercio o por la autoridad que sea competente para acreditar su antigüedad.
6. Las cooperativas y demás entidades de economía solidaria, siempre que tengan la calidad de Mipyme, podrán solicitar y participar en las convocatorias limitadas en las mismas condiciones dispuestas en el artículo 2.2.1.2.4.2 del Decreto 1082 de 2015.
7. En caso de que la convocatoria se limite a MiPymes, solo se aceptarán las ofertas de Mipyme o de proponentes plurales integrados únicamente por Mipyme.
8. Los incentivos previstos en los artículos 2.2.1.2.4.2.2 y 2.2.1.2.4.2.3 del Decreto 1860 de 2021, cuando aplique, no excluyen la aplicación de los criterios diferenciales para los emprendimientos y empresas de mujeres en el sistema de compras públicas."

La solicitud de la Mipyme colombiana deberá presentarse, dentro del término establecido en el cronograma del proceso y deben acreditar que tiene el tamaño empresarial establecido por la ley de la siguiente manera:

1. Las personas naturales mediante certificación expedida por ellos y un contador público, adjuntando copia del registro mercantil con una fecha de máximo sesenta (60) días calendario anteriores a la prevista en el cronograma del Proceso de Contratación para el inicio del plazo para solicitar la convocatoria limitada.
2. Las personas jurídicas mediante certificación expedida por el representante legal y el contador o revisor fiscal, si están obligados a tenerlo, según sea el caso, adjuntando copia del certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio o por la autoridad competente para expedir dicha certificación con una fecha de máximo sesenta (60) días calendario anteriores a la prevista en el cronograma del Proceso de Contratación para el inicio del plazo para solicitar la convocatoria limitada.
3. Las Mipyme también podrán acreditar esta condición con la copia del certificado del Registro Único de Proponentes, el cual deberá encontrarse vigente y en firme al momento de su presentación con una fecha de máximo sesenta (60) días calendario anteriores a la prevista en el cronograma del Proceso de Contratación para el inicio del plazo para solicitar la convocatoria limitada.
4. Para efectos de la limitación a Mipyme, los proponentes aportarán la copia del registro mercantil, del certificado de existencia y representación legal o del Registro Único de Proponentes, según corresponda conforme a las reglas precedentes, con una fecha de máximo sesenta (60) días



calendario anteriores a la prevista en el cronograma del Proceso de Contratación para el inicio del plazo para solicitar la convocatoria limitada.

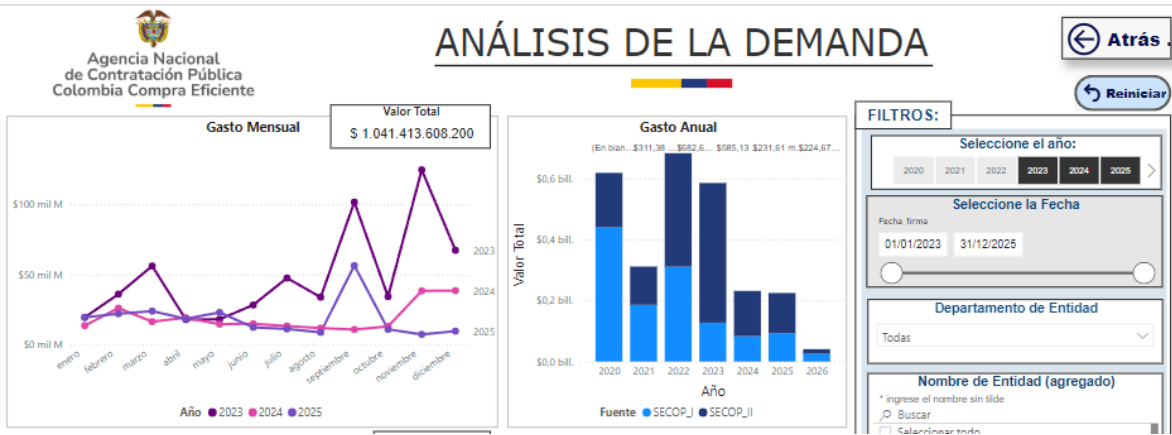
NOTA: Para la acreditación deberán observarse los rangos de clasificación empresarial establecidos de conformidad con la Ley 590 de 2000 y el Decreto 1074 de 2015, o las normas que lo modifiquen, sustituyan o complementen.

Teniendo en cuenta que el presente proceso no supera el valor de (US\$125.000), SE adelantará con posibilidad de limitación a MiPymes.

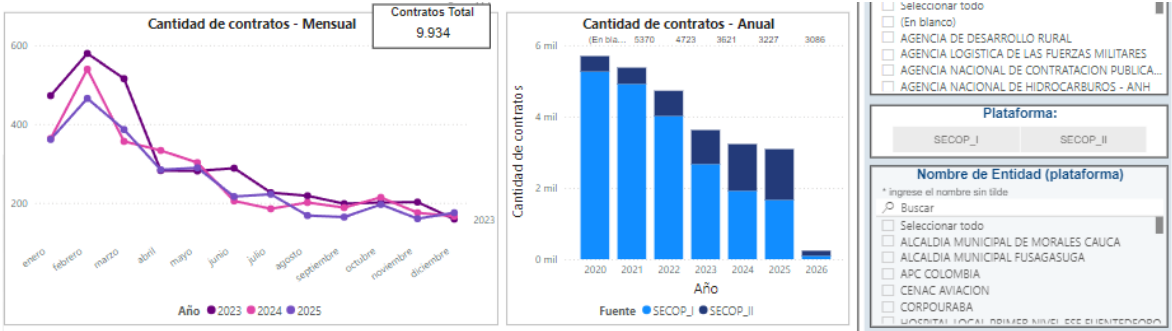
7. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

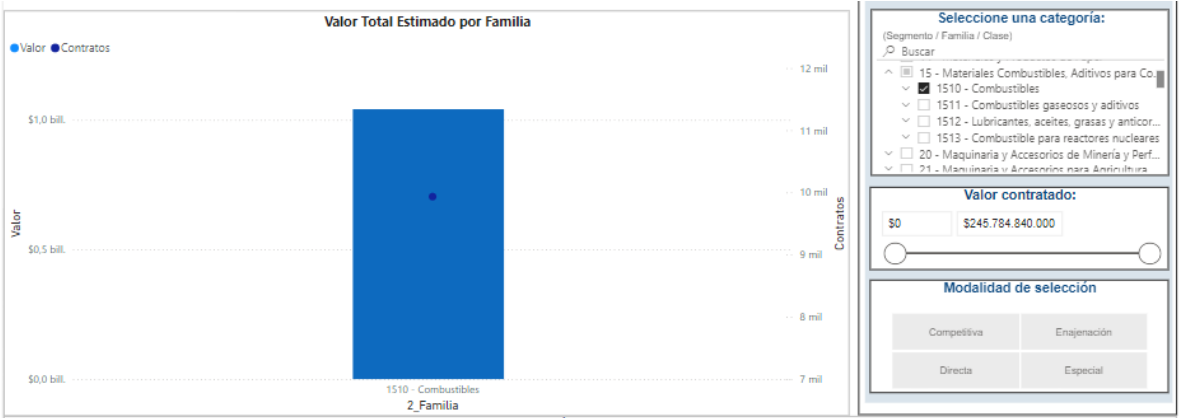
7.1. ANALISIS DE DEMANDA SEGÚN EL MODELO DE ABASTECIMIENTO ESTRATEGICO

Se realiza el análisis de la demanda con la herramienta modelo de abastecimiento estratégico (MAE) elaborado por la agencia nacional de contratación pública Colombia Compra eficiente CCE-EMAE-MA-02 y de Actualización del 30/12/2025

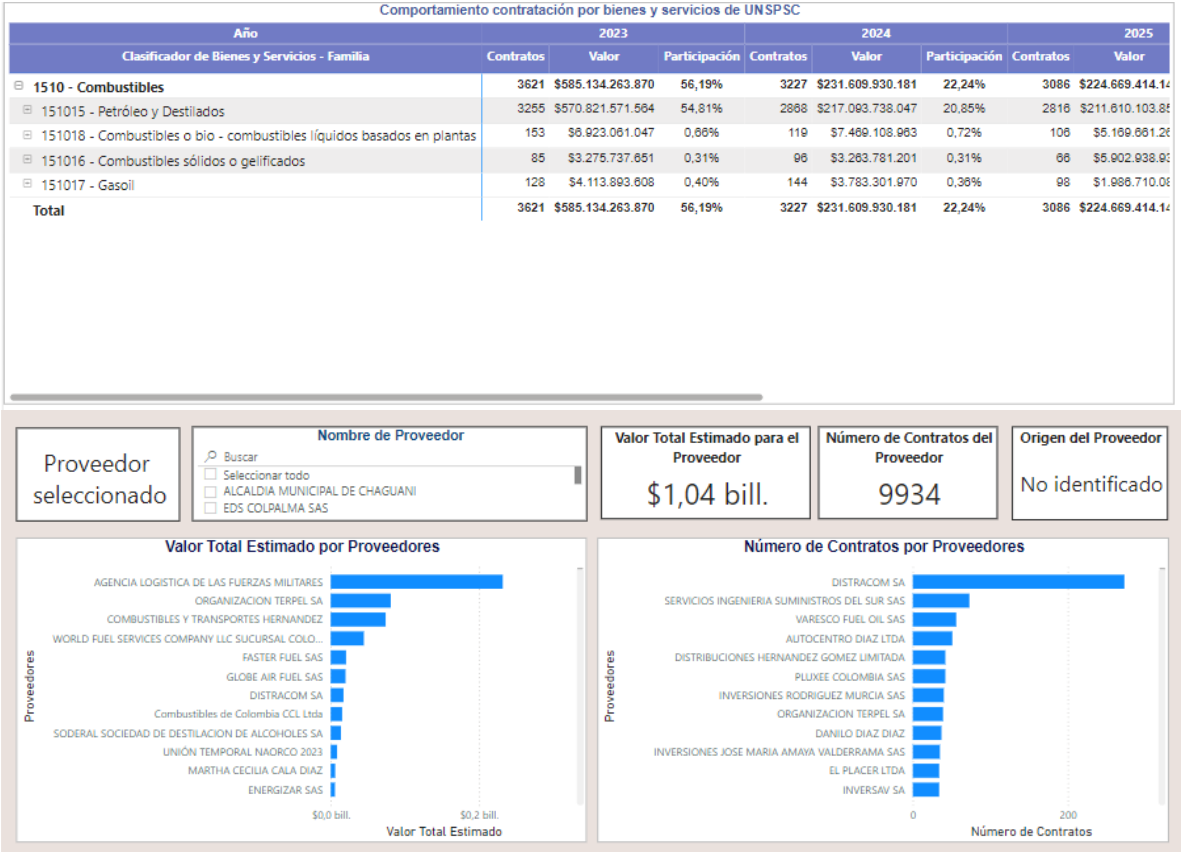


Las entidades han adquirido los bienes principalmente a través de mecanismos formales de contratación pública registrados en SECOP I y SECOP II, privilegiando procesos competitivos como la licitación pública y la selección abreviada para las compras de mayor valor. No obstante, también se observa un uso relevante de la contratación directa y del régimen especial, especialmente para suministros recurrentes o con proveedores estratégicos del sector energético. Esto evidencia una estrategia mixta de contratación, combinando competencia abierta con esquemas más flexibles según la naturaleza del bien y el proveedor.

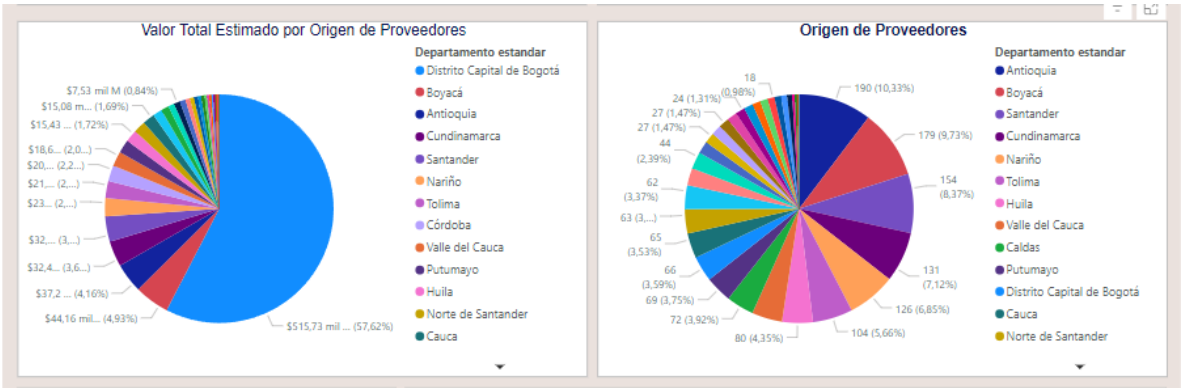




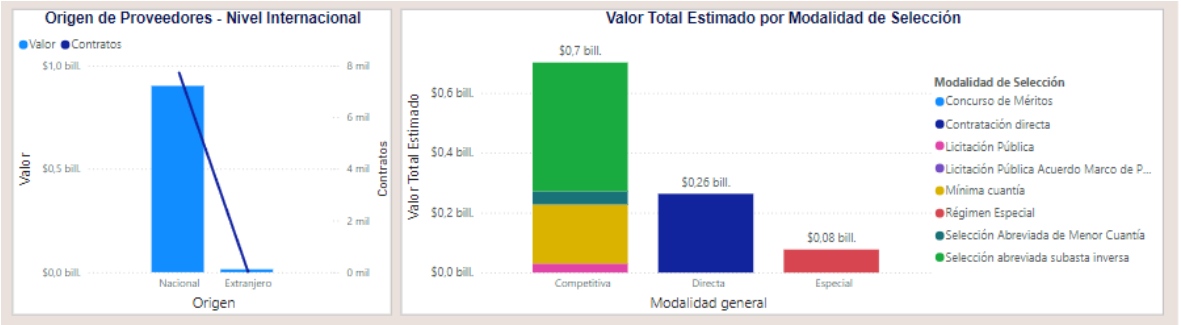
Entre 2020 y 2025 se observa una tendencia decreciente en el número de contratos, lo que sugiere una posible consolidación de compras en menos contratos de mayor cuantía, así como un mayor uso de acuerdos marco. En términos de proveedores, el mercado se encuentra altamente concentrado en grandes distribuidores de combustibles como Organización Terpel, Distracom, Agencia Logística de las Fuerzas Militares y World Fuel Services. Algunos proveedores manejan múltiples contratos de menor valor, mientras que otros ejecutan pocos contratos, pero con montos significativamente más altos.



La categoría predominante de adquisición corresponde al segmento UNSPSC 1510 (combustibles), especialmente petróleo y destilados, lo que representa la mayor proporción del gasto contractual. La modalidad más utilizada en términos de valor es la licitación pública, seguida de contratación directa y selección abreviada, lo que refleja una aplicación diferenciada de los instrumentos contractuales según el monto y la complejidad del suministro.



La mayoría de los proveedores son de origen nacional, concentrados principalmente en Bogotá, Antioquia y Cundinamarca, aunque se evidencia participación de proveedores internacionales en menor proporción. Esto indica que, si bien el mercado de combustibles tiene alcance global, la entidad depende mayoritariamente de actores locales para su abastecimiento.



De acuerdo con el análisis del comportamiento contractual reflejado en el archivo, las entidades estatales han utilizado las modalidades de selección, en orden de mayor a menor valor contratado, de la siguiente manera: en primer lugar, la Licitación Pública, que concentra el mayor volumen de recursos por ser el mecanismo empleado para adquisiciones de alta cuantía y bienes estratégicos como combustibles; en segundo lugar, la Contratación Directa, utilizada principalmente para suministros recurrentes o con proveedores estratégicos y situaciones especiales; en tercer lugar, la Selección Abreviada (incluida la subasta inversa), aplicada a compras estandarizadas o de menor complejidad; seguida por los Acuerdos Marco de Precios, empleados para compras centralizadas y recurrentes; y finalmente, la Mínima Cuantía y el Régimen Especial, que representan los menores valores contratados dentro del período analizado.

7.2. Adquisiciones Previas de la Entidad

Para analizar el presente sector se tuvo en cuenta los valores que se contrataron en el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural del SENA Regional Cesar ha cancelado a distintas empresas que han prestado esta clase de servicios en los años 2025, 2024, 2023, 2022, 2021, 2020, 2019, 2018, es decir se llevo a cabo un analisis historico de precios para determinar el valor de la futura contratacion asi:

Año de la prestación del servicio	No. de Contrato	Objeto del contrato	Plazo	Valor Presupuestado
2025	Orden de compra 141670	Suministro de combustible para el parque automotor los equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural SENA Regional Cesar, vigencia 2025	10 meses y 18 días calendario	\$ 79.194.000
2024	Orden de compra	Suministro de combustible para el parque automotor los equipos de mantenimiento del	11 meses y 2 días	\$75.000.000



Año de la prestación del servicio	No. de Contrato	Objeto del contrato	Plazo	Valor Presupuestado
	123963	edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero SENA Regional Cesar, vigencia 2024	calendario	
2023	Orden de compra 104140	Suministro de combustible para el parque automotor, los equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del Sena Regional Cesar, Vigencia 2023	11 meses y 2 días calendario	\$63.000.000
2022	Orden de compra 86348	Suministro de combustible a través de medios alternativos de pago para el parque automotor, equipos de mantenimiento del Edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del SENA Regional Cesar, vigencia 2022	9 meses y 24 días calendario	\$45.000.000
2021	Orden de compra 65071	Suministro de combustible a través de medios alternativos de pago para el parque automotor, equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del SENA Regional Cesar, vigencia 2021.	9 meses y 28 días calendario	\$ 50.000.000
2020	Orden de compra 45901	Suministro de combustible a través de medios alternativos de pago para el parque automotor, equipos de mantenimiento del edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del SENA Regional Cesar, vigencia 2020.	9 meses y 15 días calendario	\$ 75.010.067
2019	Contrato N° 703 de 2018	Suministro de combustible para el parque automotor, los equipos de mantenimiento del Edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del SENA Regional Cesar	9 Meses	\$63.142.092
2018	Contrato N° 818 de 2018	Suministro de combustible y lubricantes para el parque automotor, los equipos de mantenimiento del Edificio y los diferentes ambientes de formación que tiene el Centro de Operación y Mantenimiento Minero del SENA Regional Cesar.	10 Meses	\$49,501,800

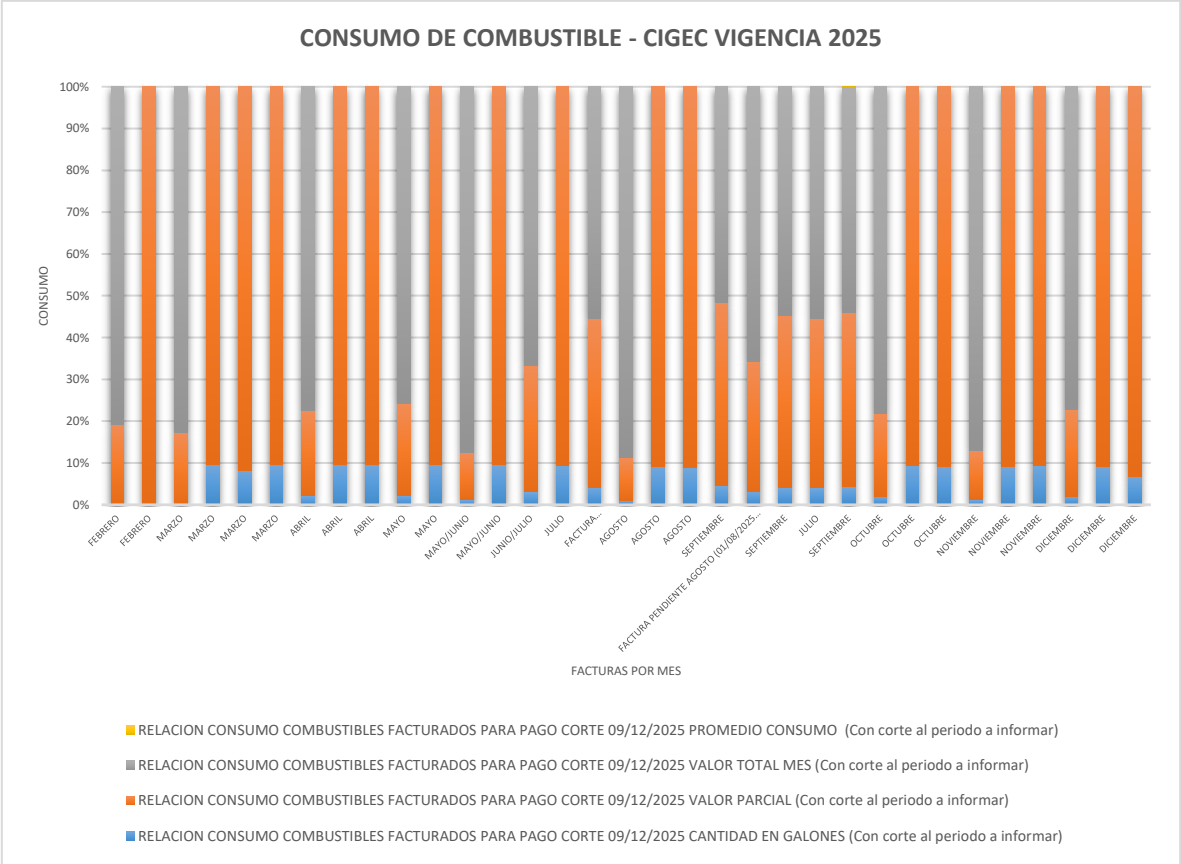
7.2.1. Consumo Año 2025 según tarjetas de control Entidad (Categoría B)²

RELACION CONSUMO COMBUSTIBLES FACTURADOS PARA PAGO CORTE 09/12/2025								
ITEM	No. DE FACTURA	MES FACTURADO	FECHA	DESCRIPCION CONSUMO	CANTIDAD EN GALONES	VALOR PARCIAL	VALOR TOTAL MES	
			(Con corte al periodo a informar)					
1	AR9019462604	FEBRERO	13/02/2025 25/02/2025	BIOACEM B10 N.I.	51,681	\$ 486.883,05	\$ 2.040.162,40	
				BIOACEM B10 N.I.	18,35	\$ 171.225,89		
				GASOLINA CORRIENTE 8% OXIGENADA N.I.	20,535	\$ 282.195,71		
				GASOLINA CORRIENTE 8% OXIGENADA N.I.	11,364	\$ 153.784,54		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 1.094.089,19		
2	AR9019462171	FEBRERO	26/02/2025 28/02/2025	BIOACEM B10 N.I.	51,221	\$ 482.549,42		
				GASOLINA CORRIENTE 8% OXIGENADA N.I.	33,73	\$ 463.523,79		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 946.073,21		
3	AR9019462215	MARZO	01/03/2025 13/03/2025	BIOACEM B10 N.I.	133,708	\$ 1.260.713,48		\$ 6.010.345,41
				GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	26,485	\$ 363.961,69		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 1.624.675,17		
4	AR9019473309	MARZO	13/03/2025 21/03/2025	BIOACEM B10 N.I.	170.774	\$ 1.605.522,61		
				GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	56.680	\$ 778.607,41		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 2.384.130,02		
5	AR9019473321	MARZO	22/03/2025 27/03/2025	BIOACEM B10 N.I.	70.832	\$ 784.939,69		
				GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	57.119	\$ 667.624,88		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 1.452.564,57		
6	AR9019478456	MARZO	28/03/2025 31/03/2025	BIOACEM B10 N.I.	57.843	\$ 548.975,65		
				GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	0	\$ 0,00		
VALOR A CANCELAR POR FACTURA						\$ 548.975,65		
7	AR9019478470	ABRIL	01/04/2025	BIOACEM B10 N.I.	205.061	\$ 1.938.158,72	\$ 7.360.534,55	

² Tomado de Informe final de supervisión - Sistema de control Orden de compra 141670 – Proveedor Terpel.



RELACION CONSUMO COMBUSTIBLES FACTURADOS PARA PAGO CORTE 09/12/2025							
ITEM	No. DE FACTURA	MES FACTURADO	FECHA (Con corte al periodo a informar)	DESCRIPCION CONSUMO	CANTIDAD EN GALONES	VALOR PARCIAL	VALOR TOTAL MES
			12/04/2025	GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	98.257	\$ 1.350.265,56	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.288.424,28	
8	AR9019489084	ABRIL	13/04/2025 27/04/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	282.767 42.926	\$ 2.672.301,98 \$ 592.805,96	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.265.107,94	
9	AR9019493992	ABRIL	28/04/2025 30/04/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	70.367 10.126	\$ 667.849,00 \$ 139.153,33	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 807.002,33	\$ 8.782.806,22
10	AR9019494011	MAYO	01/05/2025 12/05/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	267.074 69.749	\$ 2.529.081,60 \$ 958.835,11	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.487.916,71	
11	AR9019503370	MAYO	13/05/2025 27/05/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	445.282 78.653	\$ 4.214.025,68 \$ 1.080.863,83	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 5.294.889,51	
12	AR9019510901	MAYO/JUNIO	28/05/2025 12/06/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	52.117 30.367	\$ 494.631,39 \$ 417.308,84	\$ 3.813.432,78
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 911.940,23	
13	AR9019510903	MAYO/JUNIO	28/05/2025 12/06/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	201.623 71.834	\$ 1.914.216,89 \$ 987.275,66	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.901.492,55	
14	AR9019527622	JUNIO/JULIO	13/06/202512/07/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	274.418 41.761	\$ 2.629.974,63 \$ 575.047,09	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.205.021,72	\$ 5.845.786,29
15	AR9019538117	JULIO	13/07/2025 27/07/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	214.789 40.819	\$ 2.079.822,45 \$ 560.942,12	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.640.764,57	
16	FACTURA PENDIENTE AR9019519824	FACTURA PENDIENTE JUNIO	FACTURA PENDIENTE 13/06/2025 12/07/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	380.839 97.705	\$ 3.622.930,81 \$ 1.345.128,07	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 4.968.058,88	
17	AR9019556532	AGOSTO	13/08/2025 16/08/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	53.882 50.547	\$ 519.541,76 \$ 695.238,24	\$ 4.484.991,09
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.214.780,00	
18	AR9019556564	AGOSTO	17/08/2025 27/08/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	165.917 27.269	\$ 1.632.731,09 \$ 375.723,79	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.008.454,88	
19	AR9019561837	AGOSTO	28/08/2025 31/08/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	102.320 15.203	\$ 1.050.035,22 \$ 211.720,99	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.261.756,21	\$ 2.433.693,98
20	AR9019561867	SEPTIEMBRE	01/09/2025 12/09/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	212.875 26.385	\$ 2.068.941,17 \$ 364.752,81	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.433.693,98	
21	AR9019544483	FACTURA PENDIENTE AGOSTO (01/08/2025 12/08/2025)	FACTURA PENDIENTE 01/08/2025 12/08/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	90.846 70.637	\$ 880.391,85 \$ 978.430,86	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.858.822,71	
22	AR9019572408	SEPTIEMBRE	13/09/2025 27/09/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	277.082 65.608	\$ 2.691.862,59 \$ 904.240,89	\$ 3.596.103,48
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.596.103,48	
23	AR9019574875	JULIO	FACTURA PENDIENTE JULIO 28/07/2025 31/07/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	137.343 35.480	\$ 1.319.750,78 \$ 499.839,01	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.819.589,79	
24	AR9019578041	SEPTIEMBRE	28/09/2025 30/09/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	122.879 25.492	\$ 1.196.344,97 \$ 351.365,26	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.547.710,23	\$ 5.574.638,47
25	AR9019578054	OCTUBRE	01/10/2025 12/10/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	146.480 39.482	\$ 1.420.002,87 \$ 542.908,29	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 1.962.911,16	
26	AR9019589463	OCTUBRE	13/10/2025 27/10/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	204.933 60.507	\$ 1.988.664,32 \$ 834.256,29	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.822.920,61	
27	AR9019596282	OCTUBRE	28/10/2025 31/10/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	73.920 4.000	\$ 733.358,94 \$ 55.447,76	\$ 7.090.912,15
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 788.806,70	
28	AR9019596302	NOVIEMBRE	01/11/2025 12/11/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	97.297 86.061	\$ 952.316,39 \$ 1.204.477,51	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.156.793,90	
29	AR9019608590	NOVIEMBRE	13/11/2025 27/11/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	284.233 89.989	\$ 2.795.910,95 \$ 1.259.859,30	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 4.055.770,25	\$ 7.374.004,40
30	AR9019614257	NOVIEMBRE	28/11/2025 30/11/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	54.815 24.892	\$ 528.661,39 \$ 349.686,61	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 878.348,00	
31	AR9019614257	DICIEMBRE	01/12/2025 12/12/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	199.440 86.589	\$ 1.963.298,01 \$ 1.205.388,79	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 3.168.686,80	
32	AR9019616500	DICIEMBRE	13/12/2025 19/12/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	146.438 53.938	\$ 1.440.114,42 \$ 747.984,64	\$ 7.374.004,40
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.188.099,06	
33	AR9019616503	DICIEMBRE	20/12/2025 24/12/2025	BIOACEM B10 N.I. GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA 10% N.I.	110.018 49.633	\$ 1.525.062,85 \$ 492.155,69	
				VALOR A CANCELAR POR FACTURA		\$ 2.017.218,54	
TOTAL FACTURAS/TOTAL MESES							\$ 74.601.592,83



7.3. Adquisiciones de otras Entidades

ENTIDAD	MUNICIPIO DE VALLEDUPAR	CENTRO BIOTECNOLÓGICO DEL CARIBE SENA REGIONAL CESAR
MODALIDAD DE SELECCIÓN	Mínima cuantía	Mínima cuantía
OBJETO DEL CONTRATO	Suministro de combustible tipo gasolina corriente y Diesel (ACPM) para los vehículos del ente territorial utilizados para actividades asociadas al cumplimiento de su función administrativa, vigencia 2026.	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES ACPM Y GASOLINA CORRIENTE PARA EL PARQUE AUTOMOTOR MAQUINARIA AGRÍCOLA Y EQUIPOS A CARGO DEL CENTRO BIOTECNOLÓGICO DEL CARIBE SENA REGIONAL CESAR NECESARIOS PARA SU NORMAL FUNCIONAMIENTO
VALOR DEL CONTRATO	\$148.826.925	\$105.000.000
MONEDA	COP	COP
ADICIONES	No	No
FORMA DE PAGO	El Municipio le pagará al contratista el valor total del contrato, de conformidad con las actas parciales del suministro realizado, hasta agotar el monto del registro presupuestal correspondiente, previo el cumplimiento del aporte de los siguientes documentos: a) Elaboración y presentación de los Informes de supervisión. b) Certificación del supervisor del contrato sobre el cumplimiento del contrato a entera satisfacción del Municipio. c) Presentación del último recibo de pago de seguridad social integral y obligaciones parafiscales. d) Radicación de las cuentas de cobro respectivas, anexando todos los	El contrato se pagará de la siguiente forma: El Sena pagará al Contratista mediante pagos mensuales parciales, contra recibo a satisfacción del suministro contratado, dentro de los treinta (30) días siguientes al recibo a satisfacción de los servicios objeto de la contratación, previo cargue de la factura en la plataforma SIIF NACION y certificación del supervisor donde conste el cumplimiento a satisfacción del objeto contractual. En todo caso, el contratista deberá atender lo establecido en la Resolución No. 000042 del 5 de mayo de 2020, expedida por la DIAN “Por la cual se desarrollan los sistemas de facturación, los proveedores tecnológicos, el registro de la factura electrónica de venta como título valor, se expide el



ENTIDAD	MUNICIPIO DE VALLEDUPAR	CENTRO BIOTECNOLÓGICO DEL CARIBE SENA REGIONAL CESAR
	documentos anteriores.	anexo técnico de factura electrónica de venta y se dictan otras disposiciones en materia de sistemas de facturación”.
OFERENTES	BAMOS SAS NIT 824000231	INVERSIONES SALGUERO SAS NIT. 824000064
VIGENCIA DEL CONTRATO	11 MESES	250 DIAS CALENDARIO
GARANTIAS EXIGIDAS EN EL PROCESO	El CONTRATISTA deberá constituir a favor del MUNICIPIO DE VALLEDUPAR una garantía que podrá consistir en una póliza de seguro expedida por una compañía de seguros legalmente establecida en Colombia, que otorgue los siguientes amparos: a) CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DEL CONTRATO: Por un valor asegurado equivalente al diez por ciento (10%) del valor del Contrato y una duración igual a la vigencia del mismo, contado a partir de la suscripción del contrato un plazo igual al del contrato y (4) meses más. b) CALIDAD DEL SERVICIO: Por un valor asegurado equivalente al diez por ciento (10%) del valor del Contrato y una duración igual a la vigencia del mismo, contado a partir de la suscripción del contrato un plazo igual al del contrato y (4) meses más.	
NUMERO DE PROCESO / URL	CMC-SGR-001-2026	MC-CSR-CBC- 003-2025

6.1. Proyección de la demanda de energéticos en Colombia ³

- La recuperación económica marcó la reactivación de la demanda de energéticos: Colombia fue uno de los países de Latinoamérica con mejor desempeño económico. Luego de la caída del 7% en 2020, el crecimiento del 2021 fue del 10,7%. Se espera que el crecimiento económico en 2022 se encuentre entre 3,8% y 5,2%. De 2024 - 2027, la economía colombiana crecería en promedio 3,6%, convergiendo hacia un crecimiento de 3,3%.
- Los energéticos donde se observó el mayor repunte de la demanda de energía, fueron los combustibles líquidos: En 2021, el consumo creció en 30%, recuperación más que proporcional, a la caída de -19,88% observada en 2020. Las expectativas de crecimiento en el mediano plazo son que la demanda de ACPM crezca en promedio 0,93%, la gasolina 1,28%, el jet fuel 5,91% y el GLP 2,20%.
- El mercado no regulado de energía eléctrica se reactivó: El crecimiento anual de la demanda fue del 5,24%, lo que contrasta con la contracción del 2% del 2020. Este crecimiento se explica por la recuperación del mercado no regulado, que creció 9,52%. En el corto plazo se estima que el consumo aumente en 3,1% frente a 2021 y a mediano plazo entre el 2,22% y el 3,35%.
- El gas natural fue el único energético donde la demanda no aumentó: En 2021, la demanda anual de gas natural fue -1,42% con respecto a 2020. La desaceleración en el consumo de gas natural es un fenómeno que se ha presentado los últimos 5 años, pues ha disminuido en promedio 2,4% cada año. Se estima que el crecimiento del consumo de los sectores residencial, terciario, industrial y transporte sea del orden de 0,5%.

³ https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf
Ministerio de Trabajo

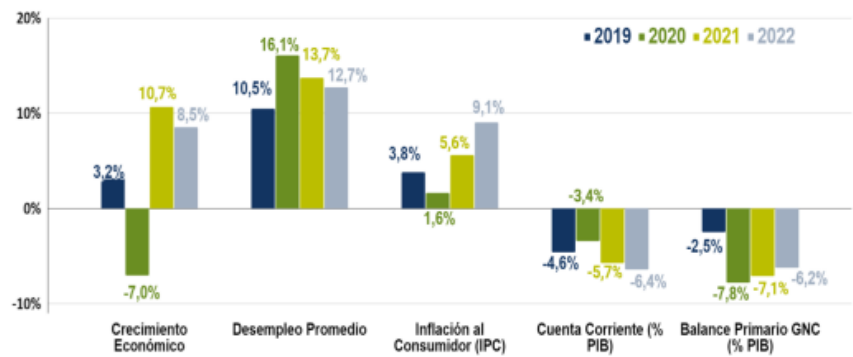


6.1.1. Reactivación Económica

Colombia tuvo la tercera tasa de crecimiento del PIB más alta en Latinoamérica (10,7%). El mayor crecimiento se presentó en las actividades de: entretenimiento (33,1%), comercio (20,9%), transporte (17,4%), e industria (16,4%). El consumo de hogares creció 14,8% y el gasto público 10,3%, la inversión creció 12,2%, pero fue inferior en magnitud a la contracción sufrida en 2020 (-20,5%).

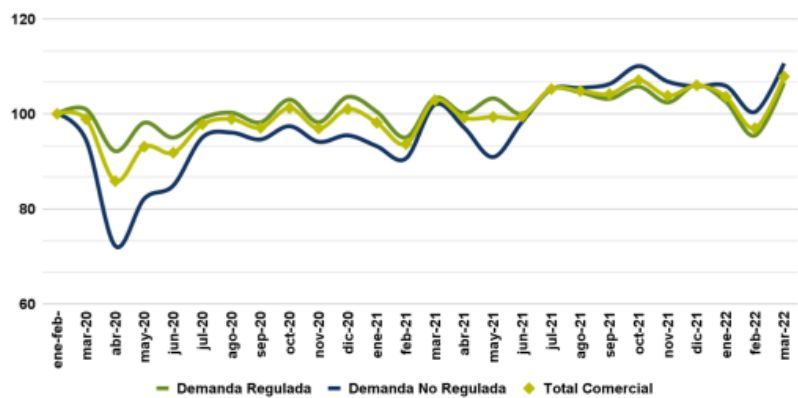


Repunte en los indicadores macroeconómicos, salvo la inflación El desempleo tuvo un descenso de 2,4 puntos porcentuales. En 2021 en promedio fue 13,7% y cerró en 11,2%. El aumento en los precios del petróleo (42 USD/barril en 2020 a 71 USD/barril en 2021) contribuyó a reducir el déficit del Gobierno Nacional Central. Como porcentaje del PIB, el déficit pasó de 7,8% a 7,1% en 2021. La inflación ha sido el contrapeso de la reactivación. En 2021 finalizó en 5,6% y entre enero y mayo de 2022 alcanzó un promedio de 8,4%.

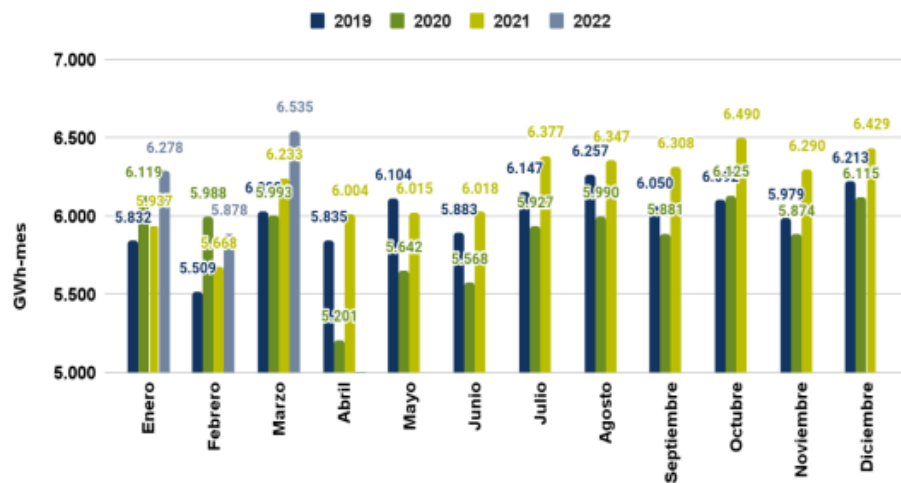


6.1.2. Energía eléctrica 2021

El crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica fue del 5,2%. El promedio de consumo mensual pasó de 5.869 GWh-mes en 2020 (i.e. 192 GWh-día) a 6.176 GWh-mes (i.e. 203 GWh-día) en 2021. La tasa de crecimiento promedio mes pasó del -2,01% para 2020 a 5,4% en 2021. Para Q1 2022, la demanda sigue recuperándose, el promedio mensual fue 6.231 GWh-mes (i.e. 207,8 GWh-día), 4,77% mayor a 2021. Los crecimientos anuales de consumo para el MR y el MNR fueron del 3,4% y 9,5%, respectivamente.

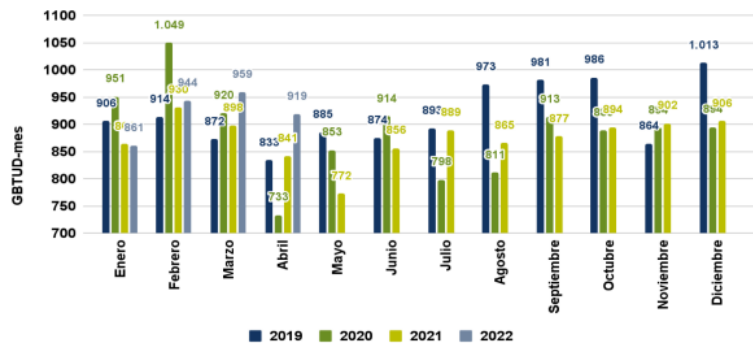


El crecimiento estuvo jalonado por la demanda no regulada En 2021, la demanda con mayor crecimiento fue la de industrias manufactureras con 12,8%, sigue, explotación de minas y canteras con 7,2%, agricultura et al. 6,98% y comercio 5,34%. Para el Q1 2022, el MNR continúa creciendo frente a 2021. Las ramas más representativas fueron: 27% explotación de minas y canteras, 6,2% industrias manufactureras, 5,03% comercio, 5,04% para la administración pública, 5,91% en agricultura y 13.84% en el resto de las actividades.



6.1.3. Gas Natural

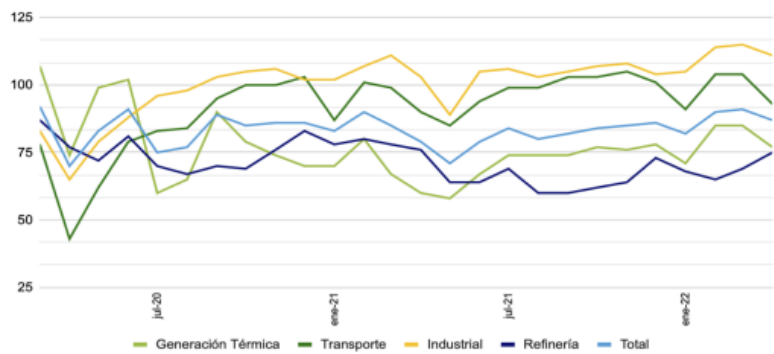
Continúa la desaceleración del consumo de gas natural en el país. La demanda anual de gas natural fue de 319.021 GBTU-año, lo que es - 1,42%, menor al de 2020. El consumo promedio diario de gas natural en Colombia fue 874 GBTUD durante 2021, cifra que fue 10,15 GBTUD menor a la registrada en 2020. A finales de 2021, el consumo nacional de gas natural alcanzó cerca del 90% del nivel registrado en enero y febrero de 2020.



Comportamiento heterogéneo entre sectores. La mayor recuperación fue en el transporte con 11,4%, seguido por la industria (6,9%), el sector terciario (4,6%) y petroquímico (3,2%). Sin

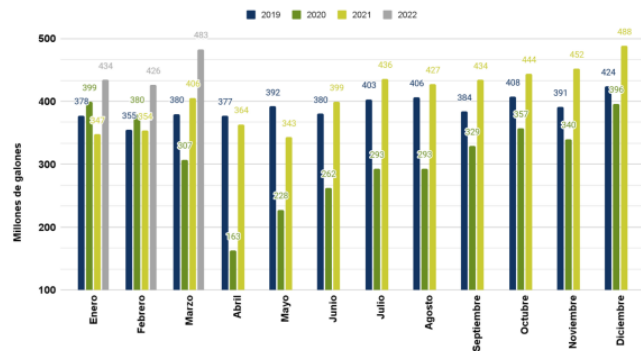


embargo, el nivel de la demanda del sector transporte y terciario es menor al nivel pre pandemia en 11,17%, y 22,51%, respectivamente. Los sectores que redujeron consumo fueron el termoeléctrico (-15,7%) y residencial (-3,0%). La caída en la demanda de gas del sector termoeléctrico es consecuencia del alto nivel de los embalses durante el Q2 y Q3 del 2021. En las refinerías se presentó una caída de 2,4% que responde a la disminución en el consumo de CL por el paro de abril y mayo de 2021.

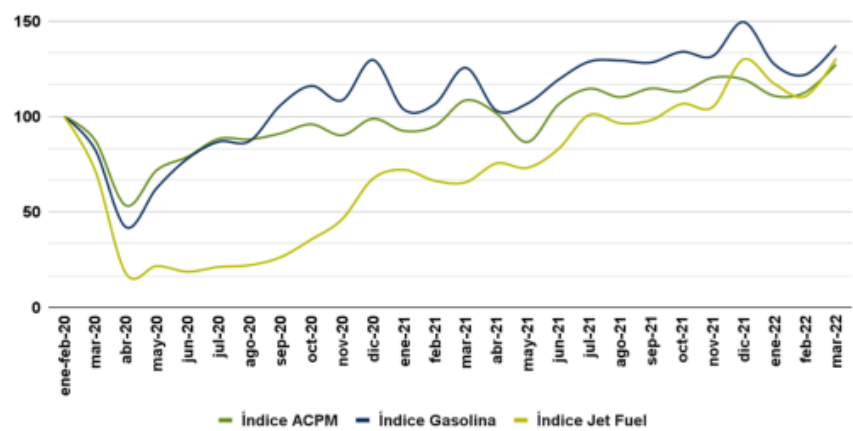


6.1.4. Combustibles líquidos

El consumo de CL se recuperó gracias al levantamiento de restricciones a la movilidad. La recuperación comenzó a consolidarse en dic-2020, con una demanda de 396 Mgal que se mantuvo por esos niveles durante Q1 2021. En los meses de abr-may-2021 con el paro nacional redujo el consumo parcialmente. A partir de julio de 2021 se registraron demandas superiores a los 400 Mgal y en diciembre se registró el mayor nivel de consumo con 488 Mgal



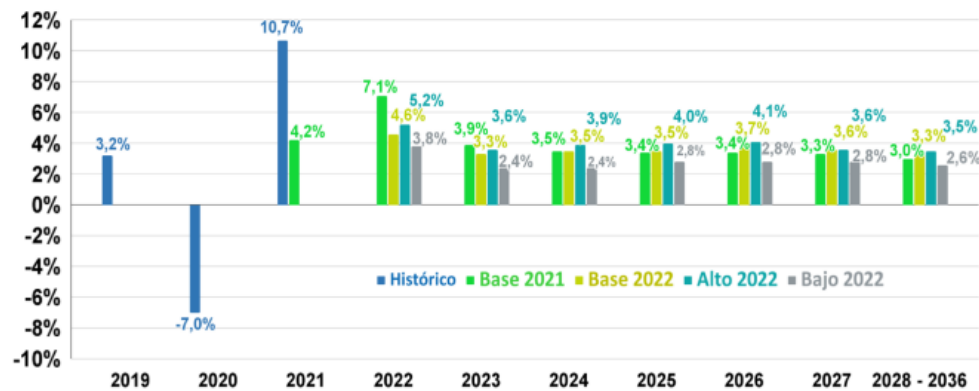
El consumo de combustibles líquidos recuperó los volúmenes previos a la pandemia. En 2020 la demanda fue de 3.748 Mgal y para 2021 fue 4.894 Mgal, esto es un aumento del 30%, más que proporcional a la caída del 19,8% del 2020. La demanda de ACPM creció en 22% frente a 2020, el consumo total pasó de 1.793 Mgal a 2.192 Mgal en 2021. El consumo de gasolina aumentó en 31% pues fue de 2.251 Mgal frente a los 1.718 Mgal de 2020. El consumo total de Jet Fuel creció en 90%, pasó de 237 Mgal en 2020 a 451 Mgal en 2021.





6.1.5. Perspectivas económicas

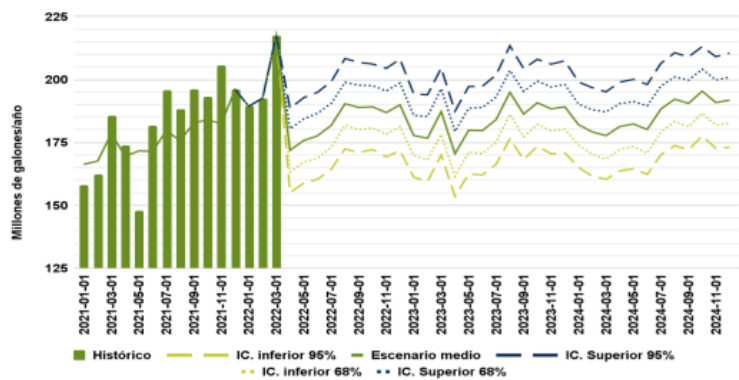
Durante Q1 2022, la economía colombiana creció 8,5%, resultado impulsado por la industria (11,1%), el comercio (15,3%), transporte (19,8%) y comunicaciones (20,6%). La previsión de crecimiento económico para 2022 es de 4,6% en un rango entre 3,8% y 5,2%. Esta previsión está en línea con lo previsto por el Banco de la República (5%), el MHCP, (5%), el FMI (5,8%) y los analistas económicos (entre 5% y 6,5%).



A partir de 2023, se estima una moderación en el ritmo de crecimiento del PIB. El pronóstico del escenario utilizado para la proyección de demanda es de 3,3%, con un rango de 2,4% a 3,6%. A mediano plazo (2024 - 2027), la economía colombiana crecería en promedio 3,6%, convergiendo a largo plazo (2028 - 2036) hacia un crecimiento de 3,3% en línea con la estimación de crecimiento potencial (3,2%).

6.1.6. Proyección de la demanda de ACPM

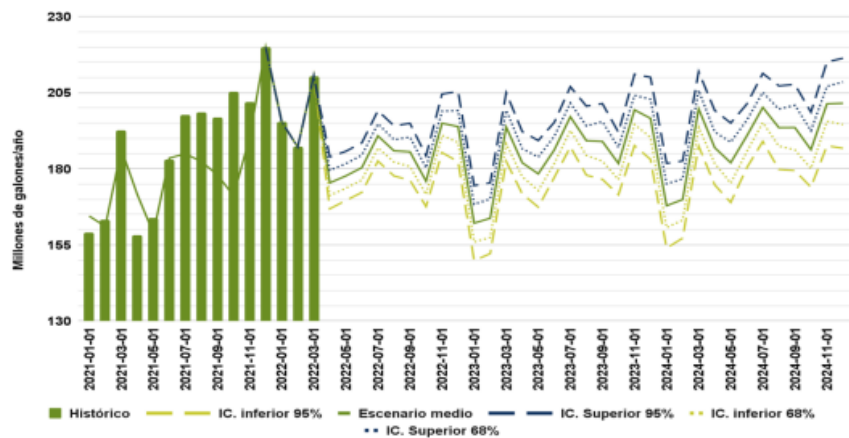
A mediano plazo, se estima que el consumo proyectado de ACPM presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 0.93% de 2022 a 2035.



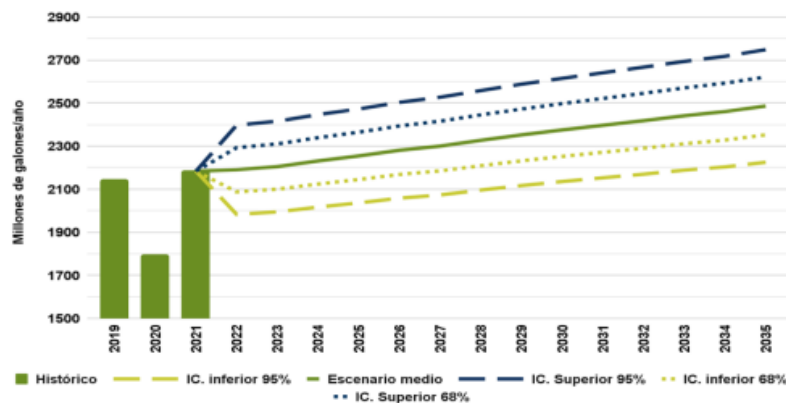
El consumo promedio mensual estimado para el corto plazo (próximos 3 años) estaría en el rango de 155 y 194 Mgal con un nivel de confianza del 68%. El consumo promedio mensual en los próximos 3 años es 1.09% frente a lo observado en 2021, lo anterior teniendo como referencia que el año 2021 tuvo un consumo atípico, superior a lo observado históricamente y que como supuesto se planteó que bajo condiciones de reemplazo tecnológico hacia tecnologías de cero y bajas emisiones, la flota que opera con ACPM disminuye a medida que pasa el tiempo.

6.1.7. Proyección de la demanda de Gasolina

A mediano plazo, se estima que el consumo proyectado de gasolina presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 1.28%, con un rango de -1.53% y 2.46% de 2022 a 2035.



En los próximos 3 años, el valor esperado para la demanda de gasolina estaría en el rango de 162 y 210 Mgal, frente al promedio registrado en 2021, esto equivale a un aumento del 0.73%.



6.1.8. Conclusiones

El consumo de combustibles líquidos, registraron un crecimiento de 30% en 2021. Las tasas de crecimiento promedio anual esperadas para el periodo 2022-2036 son: ACPM 0,81%, gasolina 2.24%, jet fuel 6.10% y GLP 2.2% La demanda de energía creció en 5,24%, lo que se explica por el repunte del 9,52% del mercado no regulada.

Se estima que, en los próximos 2 años, la demanda diaria oscile entre 191 a 232 GWh-día, lo que representaría un aumento de 3,1% frente a 2021. A mediano plazo, la tasa de crecimiento promedio año se estima sea entre el 2,22% y el 3,35%.

El gas natural fue el único energético que no aumentó consumo (-1,42% con respecto a 2020). Este comportamiento se explica por la caída en 15,7% del consumo termoeléctrico, puesto que en el transporte aumentó 11,4%, en la industria 6,9%, en el sector terciario 4,6% y en el petroquímico 3,2%.

Dada la tendencia de lento crecimiento del consumo de gas, la tasa de crecimiento esperada se encuentra entre -0,47% y 1,1%. Si bien el panorama es de recuperación existen elementos coyunturales que pueden tener incidencia en el comportamiento futuro de la economía colombiana y en consecuencia, la demanda de energéticos.

- Medidas para mitigar la inflación. El aumento en las tasas de interés de la Reserva Federal y el Banco Central Europeo, tendrán repercusiones en el desempeño económico de Estados Unidos, pues se espera una desaceleración de la economía. Colombia no es la excepción, la JDBR ya ha intervenido en las tasas de interés, dado que las expectativas de inflación son mayores al rango meta de largo plazo [2% - 4%].



- Comportamiento de los precios del petróleo. La sostenibilidad del fondo de estabilización de los precios de los combustibles (FEPC) requiere que la brecha entre el precio interno de GMC y ACPM versus el externo se cierre, para evitar un mayor déficit. Sin embargo, este cierre está limitado por el impacto inflacionario que tengan los aumentos de los combustibles líquidos.
- Evolución del conflicto entre Rusia y Ucrania. Pieza clave en el comportamiento del precio del petróleo, así como en el de otros commodities.

7. ANALISIS DE LA OFERTA

El análisis económico fue realizado teniendo como consideración una de las variables establecidas en la circular No. 3-2013-000133 de fecha 04 de octubre de 2013 expedida por el Director Administrativo y Financiero del SENA.

Teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía es el responsable de fijar los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, con excepción del Gas Licuado del Petróleo el cual es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

Los productos que actualmente se encuentran regulados por el Ministerio de Minas y Energía son la Gasolina Corriente, Gasolina Corriente Oxigenada y el ACPM, para los demás productos derivados del petróleo los precios son establecidos por ECOPETROL y cada uno de los agentes de la cadena, con base en las condiciones del mercado.

7.1. ESTRUCTURA DE PRECIOS A 24 DE OCTUBRE DE 2025 ⁴

Valores están reportados en COP/galón	
IP GASOLINA MOTOR CORRIENTE	10.772,52
IP ACPM	5.724,28
IP ALCOHOL CARBURANTE	14.000,42
IP BIODIESEL	20.192,53

IMPUESTO NACIONAL. BASE GRAVABLE Y TARIFA DEL IMPUESTO A LA GASOLINA Y AL ACPM.- MODIFICACIÓN LEY 1819 DE 2016	\$/galón
Gasolina Corriente	762,39
Gasolina Extra	1.375,46
ACPM	729,71

Tarifas de sobretasa por galón	Nacional	Zonas de Frontera abastecidas con producto importado	Municipios considerados como zonas de frontera de Norte de Santander, La Guajira, Arauca, Vichada, Guainía, Nariño y Boyacá
GASOLINA MOTOR CORRIENTE (Aplicable al % de mezcla)	1.655,85		620,80
GASOLINA MOTOR EXTRA (Aplicable al % mezcla)	2.200,00		2.202,00
ACPM	392,47	141,00	266,21

BASE GRAVABLE EN OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO	%
IVA	5%
IVA para distribuidor mayorista	19%

⁴ <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Estructura-precios-combustibles.aspx>
Ministerio de Trabajo



IMPUESTO AL CARBONO	
GASOLINA	\$ 198
ACPM	\$ 224

PRECIOS DE REFERENCIA GASOLINA MOTOR CORRIENTE EN ALGUNAS CIUDADES DEL PAÍS [\$/Galón]									
OCTUBRE DE 2025									
CIUDAD		BARRANQUILLA	BOGOTÁ	BUCARAMANGA	CALI	CARTAGENA	MEDELLÍN	NEIVA	PEREIRA
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR (incluye oxigenados)		11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31
IMPUESTO NACIONAL		686,15	686,15	686,15	686,15	686,15	686,15	686,15	686,15
IVA		484,76	484,76	484,76	484,76	484,76	484,76	484,76	484,76
IMPUESTO AL CARBONO		178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14
TARIFA MARCACIÓN		9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS		131,02	437,18	178,51	490,45	89,42	384,12	480,98	437,29
TARIFA DE TRANSPORTE ALCOHOL		18,60	66,60	90,61	22,50	18,60	42,60	45,00	14,40
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRECIO MAXIMO DE VENTA DISTRIBUIDOR MAYORISTA		12.603,42	12.957,57	12.722,91	12.966,74	12.561,82	12.880,52	12.979,77	12.905,49
MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71
IVA MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29
SOBRETASA		1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO		14.790,68	15.144,83	14.910,17	15.154,00	14.749,08	15.067,78	15.167,03	15.092,75
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA		1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04
PERDIDA DE EVAPORACIÓN		59,16	60,58	59,64	60,62	59,00	60,27	60,67	60,37
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERVICIO		88,95	88,95	88,95	88,45	88,95	88,95	88,95	88,95
PRECIO MAXIMO DE VENTA POR GALON INCLUIDA SOBRETASA		16.037,83	16.393,40	16.157,79	16.402,10	15.996,06	16.316,03	16.415,69	16.341,10

PRECIOS DE REFERENCIA GASOLINA MOTOR CORRIENTE EN ALGUNAS CIUDADES DEL PAÍS [\$/Galón]											
OCTUBRE DE 2025											
CIUDAD		POPAYA N	SANTA MARTA	TUNJA	VALLEDUPAR	VILLAVICENCIO	MANIZALES	ARMENIA	IBAGUE	SINCELEJO	MONTERIA
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR (incluye oxigenados)		11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31	11.095,31
IMPUESTO NACIONAL		686,15	686,15	686,15		686,15	686,15	686,15	686,15	686,15	686,15
IVA		484,76	484,76	484,76		484,76	484,76	484,76	484,76	484,76	484,76
IMPUESTO AL CARBONO		178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14	178,14
TARIFA MARCACIÓN		9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS		490,45	131,02	437,18	131,02	437,18	437,29	437,29	382,24	89,42	89,42
TARIFA DE TRANSPORTE ALCOHOL		22,50	18,60	66,60	18,60	66,60	41,10	14,40	23,10	18,60	18,60
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRECIO MAXIMO DE VENTA DISTRIBUIDOR MAYORISTA		12.966,74	12.603,42	12.957,57	11.432,50	12.957,57	12.932,19	12.905,49	12.859,13	12.561,82	12.561,82
MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71
IVA MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29
SOBRETASA		1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26	1.490,26
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO		15.154,00	14.790,68	15.144,83	13.619,76	15.144,83	15.119,45	15.092,79	15.046,39	14.749,08	14.749,08
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA		1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04
PERDIDA DE EVAPORACIÓN		60,62	59,16	60,58	54,48	60,58	60,48	60,37	60,19	59,00	59,00
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERVICIO		88,95	188,95	222,95	88,95	188,95	88,95	100,95	104,95	288,95	338,95
PRECIO MAXIMO DE VENTA POR GALON INCLUIDA SOBRETASA		16.402,60	16.137,83	16.527,40	14.862,23	16.493,40	16.367,91	16.353,10	16.310,57	16.196,06	16.246,06

PRECIOS DE REFERENCIA ACPM EN ALGUNAS CIUDADES DEL PAÍS [\$/Galón]									
OCTUBRE DE 2025									
CIUDAD		BARRANQUILLA	BOGOTÁ	BUCARAMANGA	CALI	CARTAGENA	MEDELLÍN	NEIVA	PEREIRA
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR (Incluye biocombustible)		7.171,11	7.171,11	7.171,11	7.171,11	7.171,11	7.171,11	7.171,11	7.171,11
IMPUESTO NACIONAL		656,74	656,74	656,74	656,74	656,74	656,74	656,74	656,74
IVA		257,59	257,59	257,59	257,59	257,59	257,59	257,59	257,59
IMPUESTO AL CARBONO		201,32	201,32	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3
TARIFA MARCACIÓN		9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS		133,93	446,89	182,47	501,34	91,41	392,66	491,67	447,01
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE		53,89	56,13	76,12	143,06	62,44	133,11	104,52	139,16
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRECIO MAXIMO DE VENTA DISTRIBUIDOR MAYORISTA		8.484,02	8.799,22	8.554,79	8.940,59	8.450,04	8.821,95	8.892,38	8.882,36
MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71	585,71
IVA MARGEN DISTRIBUIDOR MAYORISTA		111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29	111,29
SOBRETASA		392,47	392,47	392,47	392,47	392,47	392,47	392,47	392,47
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO		9.573,49	9.888,68	9.644,25	10.030,06	9.539,51	9.911,42	9.981,85	9.971,83
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA		1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04	1.099,04
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERVICIO		88,95	88,95	88,95	88,45	88,95	87,95	88,95	88,45
PRECIO MAXIMO DE VENTA PUBLICO ESTACION		10.761,47	11.076,47	10.832,24	11.217,55	10.727,49	11.098,41	11.169,83	11.159,31

PRECIOS DE REFERENCIA EN ALGUNAS CIUDADES FRONTERA [\$/Galón]		
OCTUBRE DE 2025		
PRECIOS DE REFERENCIA EN PASTO [\$/Galón]		
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD		
INGRESO AL PRODUCTOR		10.894,28
IMPUESTO AL CARBONO		178,14
COSTO DE CESIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN		146,41
RECUPERACIÓN DE COSTOS ley 681		20,82
TARIFA MARCACIÓN		14,56
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS		488,80
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE		22,50



MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	0,00	0,00
PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	11.765,50	8.098,50
MARGEN AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	585,71	585,71
SOBRETASA	558,72	266,21
TRANSPORTE ENTRE PLANTAS NO INTERCONECTADAS	0,00	0,00
PRECIO MAXIMO DE VENTA PLANTA DE ABASTO - Hasta Tumaco	12.909,93	8.950,42
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA	1.099,04	1.099,04
PERDIDA POR EVAPORACIÓN	51,64	0,00
TRANSPORTE PLANTA DE ABASTO A ESTACIÓN DE SERVICIO	88,95	88,95
PRECIO MAXIMO DE VENTA POR GALÓN	14.149,56	10.138,41

PRECIOS DE REFERENCIA EN RIOHACHA [\$/Galón]	GMC	ACPM
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR	10.967,07	6.186,14
IMPUESTO AL CARBONO	178,14	201,32
RECUPERACIÓN COSTOS LEY 681	30,57	30,57
COSTO DE CESIÓN	107,73	107,73
TARIFA DE MARCACIÓN	14,56	14,56
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTOS	131,02	133,93
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE	18,60	53,89
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	0,00	0,00
PRECIO MÁX. DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	11.447,67	6.728,14
MARGEN DEL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	585,71	585,71
SOBRETASA	558,72	266,21
PLANTAS NO INTERCONECTADAS	340,00	340,00
PRECIO MAXIMO EN PLANTA DE ABASTO MAYORISTA	12.932,10	7.920,06
MARGEN DEL DISTRIBUIDOR MINORISTA	1.099,04	1.099,04
PÉRDIDA POR EVAPORACIÓN	51,73	0,00
TRANSPORTE PLANTA ABASTO MAYORISTA A ESTACIÓN	234,54	150,00
PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO POR GALÓN	14.317,41	9.169,09

PRECIOS DE REFERENCIA EN CÚCUTA [\$/Galón]	GMC	ACPM
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR	11.095,31	5.893,85
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTO	178,51	182,47
TRANSPORTE BIOCOMBUSTIBLE	90,61	76,12
IMPUESTO AL CARBONO	178,14	201,32
COSTO DE CESIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	30,57	30,57
RECUPERACIÓN DE COSTOS ley 681	146,41	146,41
TARIFA DE MARCACIÓN	14,56	14,56
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	0,00	0,00
PRECIO MAXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	11.734,09	6.545,30
MARGEN AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	585,71	585,71
TRANSPORTE DE LA PLANTA DE ABASTECIMIENTO MAYORISTA A LA PLANTA DE ABASTECIIENTO EN EL DEPARTAMENTO	247,21	247,21
SOBRETASA	558,72	266,21
PRECIO MAX PLANTA DE ABASTO	13.125,73	7.644,43
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA	1.099,04	1.099,04
PERDIDA POR EVAPORACIÓN	52,50	0,00
TRANSPORTE PLANTA Y/O CENTRO DE ACOPIA A LA EDS	88,95	88,95
PRECIO MAXIMO DE VENTA POR GALON INCLUIDA SOBRETASA	14.366,22	8.832,42

PRECIOS DE REFERENCIA EN ARAUCA [\$/Galón]	GMC	ACPM
PORCENTAJE DE MEZCLA POR CIUDAD	10%	10%
INGRESO AL PRODUCTOR	11.095,31	6.093,28
TARIFA DE TRANSPORTE POLIDUCTO	437,27	446,89
TRANSPORTE DE ALCOHOL / BIOCOMBUSTIBLE	51,00	71,58
IMPUESTO AL CARBONO	178,14	201,32
COSTO DE CESIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	13,44	13,44
RECUPERACIÓN DE COSTOS ley 681	146,41	146,41
TARIFA DE MARCACIÓN	14,56	14,56
MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD	0,00	0,00
PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	11.936,12	6.987,48
MARGEN AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	585,71	585,71
TRANSPORTE DE LA PLANTA DE ABASTECIMIENTO MAYORISTA A LA PLANTA DE ABASTECIIENTO EN EL DEPARTAMENTO	820,00	820,00
SOBRETASA	558,72	266,21
PRECIO MAX PLANTA DE ABASTO	13.900,55	8.659,40
MARGEN DISTRIBUIDOR MINORISTA	1.099,04	1.099,04
PERDIDA POR EVAPORACIÓN	55,60	0,00
TRANSPORTE PLANTA Y/O CENTRO DE ACOPIO A LA EDS	88,95	88,95
PRECIO MAXIMO DE VENTA POR GALON INCLUIDA SOBRETASA	15.144,14	9.847,38



7.2. PRECIOS DE REFERENCIA POR CIUDADES⁵

Precios de referencia por ciudades	Vigencia 01 de febrero de 2026
------------------------------------	--------------------------------

No.	Ciudad	Gasolina MC (\$/gal)	ACPM (\$/gal)
1	Bogotá	15.991	11.276
2	Medellín	15.912	11.301
3	Cali	16.002	11.424
4	Barranquilla	15.626	10.951
5	Cartagena	15.583	10.916
6	Montería	15.833	11.166
7	Bucaramanga	15.748	11.025
8	Villavicencio	16.091	11.376
9	Pereira	15.939	11.363
10	Manizales	15.966	11.349
11	Ibagué	15.907	11.267
12	Pasto	13.747	10.338
13	Cúcuta	13.900	9.032
Promedio PVP precio (13 ciudades principales)		15.557	10.983

7.2. ESTADÍSTICAS PRECIOS EN ESTACIONES DE SERVICIO A SEPTIEMBRE DE 2025⁶

ESTADÍSTICAS PRECIOS EN ESTACIONES DE SERVICIO
SEPTIEMBRE DE 2025

# EDS	ARMENIA	BARRANQUILLA	BOGOTA D.C.	BUCARAMANGA	CALI	CARTAGENA DE INDIAS	IBAGUE	MANIZALES	MEDELLIN	MONTERIA	NEIVA	PASTO	PEREIRA	POPAYAN	RIOHACHA	SAN JOSE DE CUCUTA	SANTA MARTA	SINCELEJO	TUNJA	VALLEDUPAR	VILLAVICENCIO	YOPAL
ACPM, GM, GME	18	53	172	25	85	28	27	21	78	18	22	6	27	5	0	10	16	9	9	4	25	7
ACPM, GM	7	29	144	18	55	28	21	11	13	23	13	39	16	23	21	47	24	20	12	29	20	22
GM, GME	0	2	9	1	4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOLO ACPM	1	1	9	3	3	2	0	0	8	3	2	1	0	2	1	0	0	0	0	2	3	1
SOLO GM	1	1	3	0	4	3	1	1	0	0	1	1	0	0	3	3	1	2	1	0	0	0
TOTAL	27	86	337	47	151	62	49	33	100	44	38	47	43	30	25	60	41	31	22	35	48	30

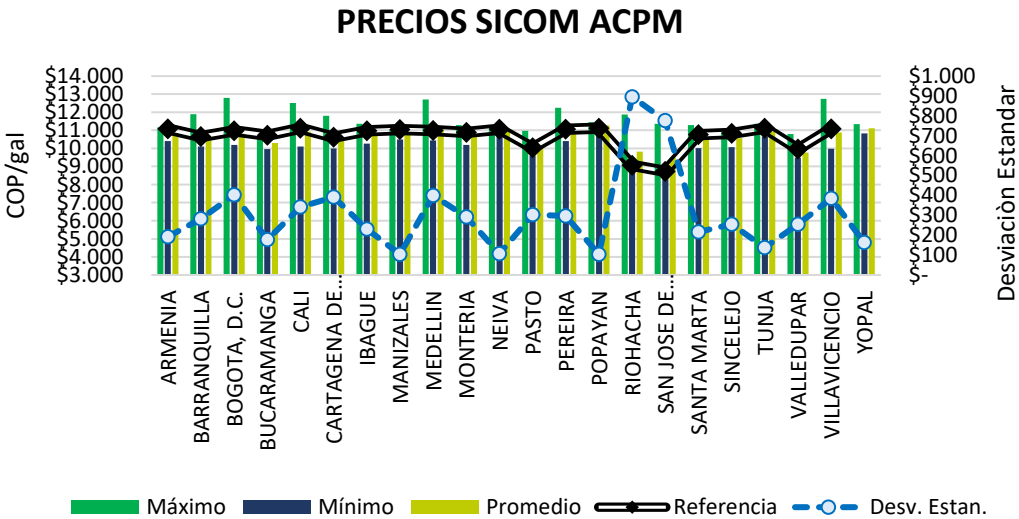
PRECIOS SICOM										
ACPM	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio	Desv. Estan.	Moda	Max - Ref	Max - Min	Ref - Min	Ref - Prom
ARMENIA	\$ 11.072	\$ 11.164	\$ 10.405	\$ 10.844	\$ 192	\$ 10.900	\$ 92	\$ 759	\$ 667	\$ 227
BARRANQUILLA	\$ 10.661	\$ 11.890	\$ 10.100	\$ 10.505	\$ 283	\$ 10.340	\$ 1.229	\$ 1.790	\$ 561	\$ 156
BOGOTA, D.C.	\$ 10.977	\$ 12.799	\$ 10.190	\$ 10.809	\$ 402	\$ 10.690	\$ 1.822	\$ 2.609	\$ 787	\$ 168
BUCARAMANGA	\$ 10.732	\$ 10.632	\$ 9.960	\$ 10.296	\$ 178	\$ 10.170	\$ -100	\$ 672	\$ 772	\$ 436
CALI	\$ 11.117	\$ 12.520	\$ 10.110	\$ 10.926	\$ 342	\$ 10.690	\$ 1.403	\$ 2.410	\$ 1.007	\$ 191
CARTAGENA DE INDIAS	\$ 10.627	\$ 11.800	\$ 9.995	\$ 10.610	\$ 391	\$ 10.260	\$ 1.173	\$ 1.805	\$ 632	\$ 18
IBAGUE	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$

⁵ <https://creg.gov.co/publicaciones/15089/estructura-tarifaria/>

⁶ <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Informe-precios-estaciones.aspx>
Ministerio de Trabajo



PRECIOS SICOM										
ACPM	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio	Desv. Estan.	Moda	Max - Ref	Max - Min	Ref - Min	Ref - Prom
	10.967	11.370	10.260	10.888	231	10.820	403	1.110	707	79
MANIZALES	\$ 11.045	\$ 11.000	\$ 10.500	\$ 10.747	\$ 104	\$ 10.780	-\$ 45	\$ 500	\$ 545	\$ 298
MEDELLIN	\$ 10.998	\$ 12.700	\$ 10.443	\$ 11.169	\$ 399	\$ 10.890	\$ 1.702	\$ 2.257	\$ 555	-\$ 171
MONTERIA	\$ 10.877	\$ 11.300	\$ 10.200	\$ 10.767	\$ 292	\$ 10.510	\$ 423	\$ 1.100	\$ 677	\$ 110
NEIVA	\$ 11.070	\$ 11.195	\$ 10.710	\$ 10.977	\$ 107	\$ 10.890	\$ 125	\$ 485	\$ 360	\$ 93
PASTO	\$ 10.038	\$ 10.966	\$ 9.610	\$ 10.034	\$ 303	\$ 10.000	\$ 928	\$ 1.356	\$ 428	\$ 4
PEREIRA	\$ 11.059	\$ 12.249	\$ 10.410	\$ 10.807	\$ 297	\$ 10.830	\$ 1.190	\$ 1.839	\$ 649	\$ 252
POPAYAN	\$ 11.118	\$ 11.450	\$ 11.050	\$ 11.276	\$ 104	\$ 11.350	\$ 332	\$ 400	\$ 68	-\$ 158
RIOHACHA	\$ 9.069	\$ 11.869	\$ 8.800	\$ 9.830	\$ 896	\$ 10.314	\$ 2.800	\$ 3.069	\$ 269	-\$ 761
SAN JOSE DE CUCUTA	\$ 8.732	\$ 11.358	\$ 8.390	\$ 9.482	\$ 777	\$ 8.931	\$ 2.626	\$ 2.968	\$ 342	-\$ 749
SANTA MARTA	\$ 10.761	\$ 11.300	\$ 10.010	\$ 10.497	\$ 217	\$ 10.480	\$ 539	\$ 1.290	\$ 751	\$ 264
SINCELEJO	\$ 10.827	\$ 10.930	\$ 10.070	\$ 10.572	\$ 255	\$ 10.740	\$ 103	\$ 860	\$ 757	\$ 255
TUNJA	\$ 11.111	\$ 11.360	\$ 10.650	\$ 10.941	\$ 137	\$ 10.990	\$ 249	\$ 710	\$ 461	\$ 170
VALLEDUPAR	\$ 9.971	\$ 10.800	\$ 9.490	\$ 9.766	\$ 255	\$ 9.590	\$ 829	\$ 1.310	\$ 481	\$ 205
VILLAVICENCIO	\$ 11.077	\$ 12.740	\$ 9.990	\$ 10.880	\$ 385	\$ 10.720	\$ 1.663	\$ 2.750	\$ 1.087	\$ 197
YOPAL		\$ 11.350	\$ 10.830	\$ 11.122	\$ 164	\$ 11.190		\$ 520		

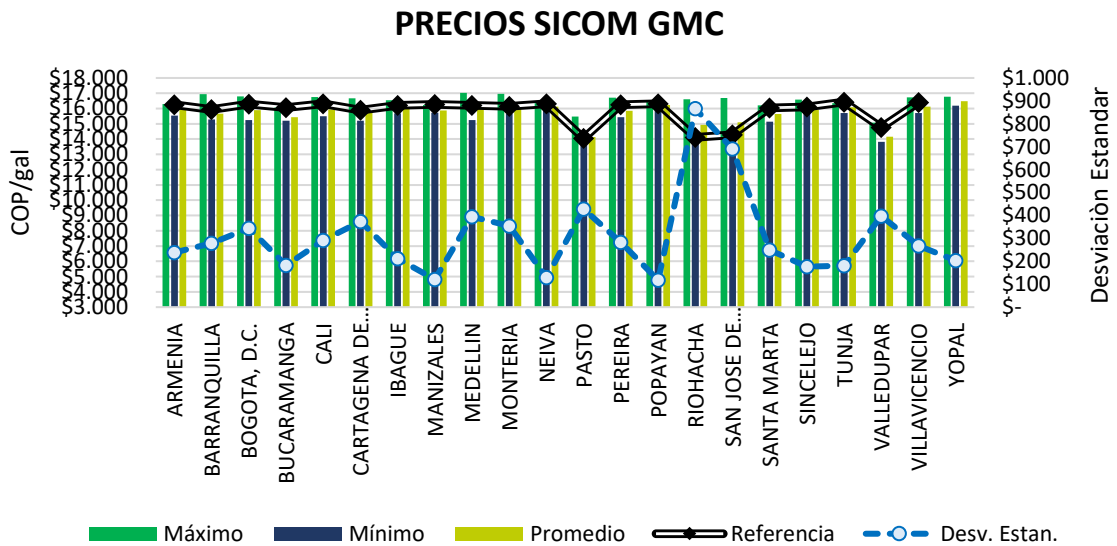


Para la ciudad de Valledupar se presenta un valor promedio del ACPM de \$ 9.766 y un valor máximo del ACPM es de \$ 10.800 para el mes de septiembre de 2025.

PRECIOS SICOM										
GMC	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio	Desv. Estan.	Moda	Max - Ref	Max - Min	Ref - Min	Ref - Prom
ARMENIA	\$ 16.253	\$ 16.300	\$ 15.540	\$ 15.969	\$ 238	\$ 15.590	\$ 47	\$ 760	\$ 713	\$ 284
BARRANQUILLA	\$ 15.938	\$ 16.950	\$ 15.290	\$ 15.663	\$ 279	\$ 15.690	\$ 1.012	\$ 1.660	\$ 648	\$ 275
BOGOTA, D.C.	\$ 16.293	\$ 16.790	\$ 15.240	\$ 15.902	\$ 344	\$ 15.790	\$ 497	\$ 1.550	\$ 1.053	\$ 391
BUCARAMANGA	\$	\$	\$	\$	\$		\$	\$	\$	\$



PRECIOS SICOM										
GMC	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio	Desv. Estan.	Moda	Max - Ref	Max - Min	Ref - Min	Ref - Prom
A	16.058	16.058	15.200	15.424	183		0	858	858	634
CALI	\$ 16.302	\$ 16.750	\$ 15.499	\$ 15.930	\$ 292	\$ 15.690	\$ 448	\$ 1.251	\$ 803	\$ 372
CARTAGENA DE INDIAS	\$ 15.896	\$ 16.669	\$ 15.199	\$ 15.726	\$ 374	\$ 15.310	\$ 773	\$ 1.470	\$ 697	\$ 170
IBAGUE	\$ 16.212	\$ 16.550	\$ 15.690	\$ 16.097	\$ 211	\$ 15.990	\$ 338	\$ 860	\$ 522	\$ 115
MANIZALES	\$ 16.268	\$ 16.234	\$ 15.730	\$ 15.871	\$ 121	\$ 15.890	-\$ 34	\$ 504	\$ 538	\$ 397
MEDELLIN	\$ 16.216	\$ 17.020	\$ 15.240	\$ 16.051	\$ 394	\$ 15.450	\$ 804	\$ 1.780	\$ 976	\$ 165
MONTERIA	\$ 16.146	\$ 16.960	\$ 15.650	\$ 16.024	\$ 355	\$ 15.790	\$ 814	\$ 1.310	\$ 496	\$ 122
NEIVA	\$ 16.316	\$ 16.344	\$ 15.940	\$ 16.125	\$ 130		\$ 28	\$ 404	\$ 376	\$ 191
PASTO	\$ 14.050	\$ 15.470	\$ 13.690	\$ 14.141	\$ 429	\$ 13.990	\$ 1.420	\$ 1.780	\$ 360	-\$ 92
PEREIRA	\$ 16.241	\$ 16.700	\$ 15.440	\$ 15.859	\$ 282		\$ 459	\$ 1.260	\$ 801	\$ 382
POPAYAN	\$ 16.303	\$ 16.494	\$ 15.840	\$ 16.224	\$ 118	\$ 16.250	\$ 191	\$ 654	\$ 463	\$ 78
RIOHACHA	\$ 14.117	\$ 16.600	\$ 13.845	\$ 14.929	\$ 866		\$ 2.483	\$ 2.755	\$ 272	-\$ 811
SAN JOSE DE CUCUTA	\$ 14.276	\$ 16.698	\$ 14.276	\$ 15.090	\$ 691	\$ 14.488	\$ 2.422	\$ 2.422	-\$ 0	-\$ 814
SANTA MARTA	\$ 16.038	\$ 16.200	\$ 15.145	\$ 15.645	\$ 250		\$ 162	\$ 1.055	\$ 893	\$ 392
SINCELEJO	\$ 16.096	\$ 16.580	\$ 15.700	\$ 15.921	\$ 177		\$ 484	\$ 880	\$ 396	\$ 175
TUNJA	\$ 16.427	\$ 16.355	\$ 15.705	\$ 16.091	\$ 181		-\$ 72	\$ 650	\$ 722	\$ 336
VALLEDUPAR	\$ 14.772	\$ 15.073	\$ 13.820	\$ 14.149	\$ 398	\$ 13.970	\$ 301	\$ 1.253	\$ 952	\$ 623
VILLAVICENCIO	\$ 16.393	\$ 16.740	\$ 15.707	\$ 16.121	\$ 268	\$ 16.030	\$ 347	\$ 1.033	\$ 687	\$ 272
YOPAL		\$ 16.772	\$ 16.180	\$ 16.479	\$ 203			\$ 592		



Para la ciudad de Valledupar se presenta un valor promedio de la gasolina corriente de \$16.121 y un valor máximo de la gasolina corriente es de \$15.073 para el mes de septiembre de 2025.

7.3.PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Este apartado se centra en el análisis de cómo se proyecta el suministro de combustibles (gasolina, diésel, jet fuel, entre otros) a corto, mediano y largo plazo. El enfoque suele estar dividido entre la capacidad de refinación interna, las importaciones y la transición hacia alternativas más limpias.

1. Capacidad de Refinación y Producción Local

La oferta comienza con la infraestructura existente. Las perspectivas aquí dependen de:

- Optimización de Refinerías: Proyectos de modernización para mejorar el "factor de utilización" y procesar crudos más pesados.
- Margen de Refino: La rentabilidad de convertir crudo en productos terminados frente a los precios internacionales.
- Mantenimientos Programados: El impacto técnico que reduce la oferta temporalmente para asegurar la operatividad a largo plazo.

2. Dependencia de las Importaciones

Para muchos países, la oferta interna no cubre la demanda. Las perspectivas consideran:

- Logística de Importación: Capacidad de puertos, poliductos y almacenamiento (tanquería).
- Vulnerabilidad Externa: Riesgos geopolíticos o fluctuaciones en los precios del mercado internacional (como el Brent o WTI) que afectan la llegada del producto.

3. Integración de Biocombustibles

La oferta de combustibles líquidos ya no es puramente fósil. Las tendencias muestran:

- Mezclas Obligatorias: Aumento del porcentaje de etanol en gasolina y biodiésel en el diésel corriente.
- Seguridad Alimentaria vs. Energética: El balance entre el uso de tierras para cultivos energéticos (caña, palma) y la producción de alimentos.

4. Nuevos Combustibles y Descarbonización

El futuro de la oferta incluye productos de baja huella de carbono:

- Combustible de Aviación Sostenible (SAF): Perspectivas de producción a partir de aceites usados o biomasa.
- Diésel Renovable (HVO): Un producto químicamente idéntico al diésel fósil pero de origen renovable.
- e-Fuels: Combustibles sintéticos producidos a partir de hidrógeno verde y CO₂ capturado.

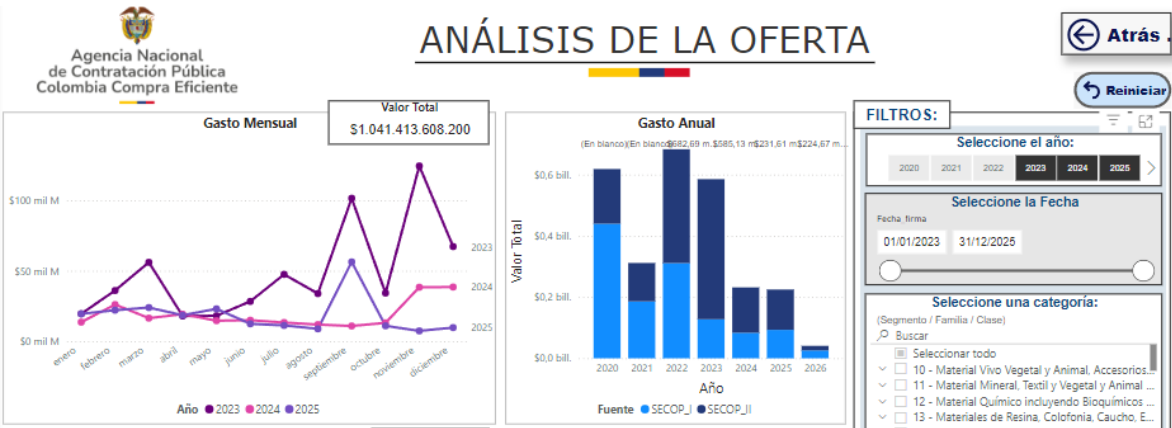
7.4. ANALISIS DE OFERTA SEGÚN EL MODELO DE ABASTECIMIENTO ESTRATEGICO

En este mismo sentido la Agencia Nacional de contratación pública Colombia Compra Eficiente desarrolló el Modelo de Abastecimiento Estratégico para la compra pública (MAE)

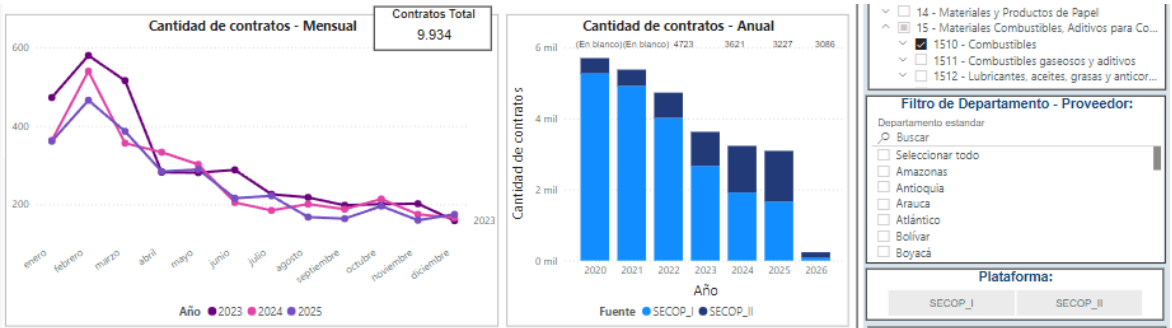
El MAE hace parte de la Política de Compras y Contratación Pública, y se articula con las demás buenas prácticas y herramientas usadas en los procesos de compra y contratación estatal que han sido desarrolladas por la ANCP-CCE, con el fin de generar una mayor eficiencia, transparencia y optimización de los recursos del Estado.



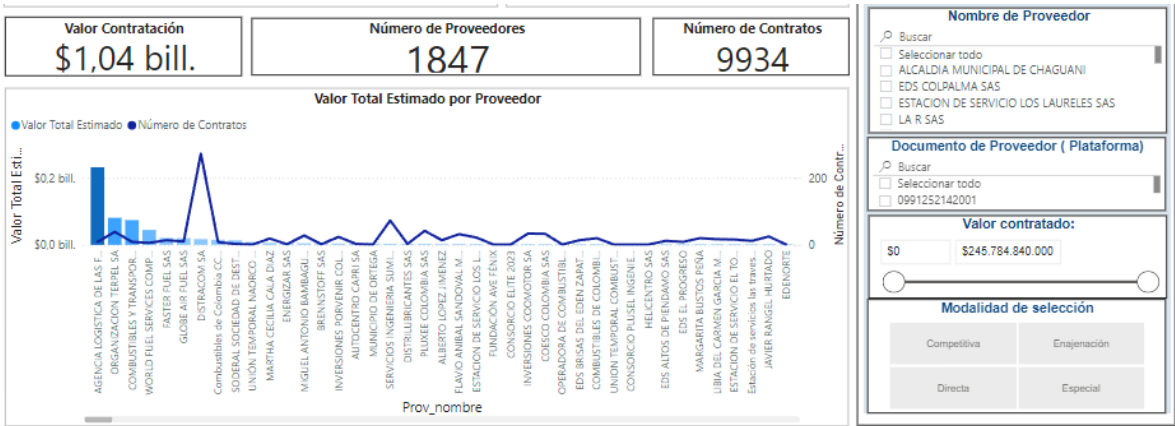
El MAE nos refuerza la información encontrada con la plataforma SECOP II herramienta también diseñada por el ente rector de la contratación pública en Colombia CCE.



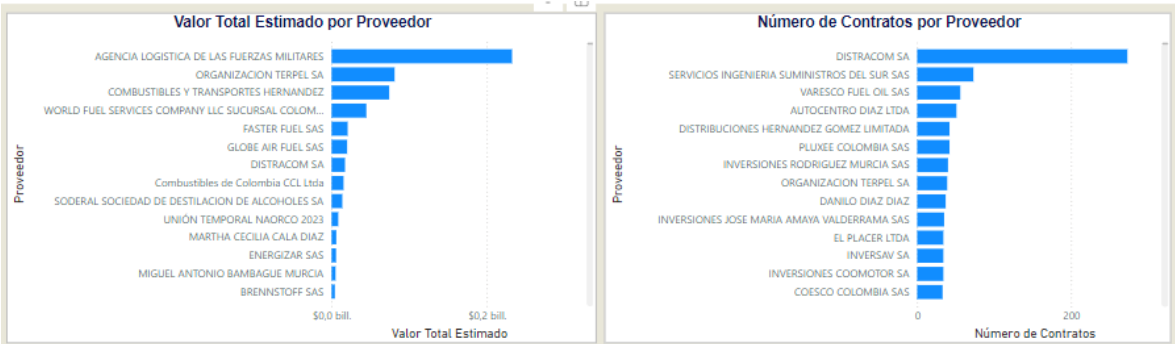
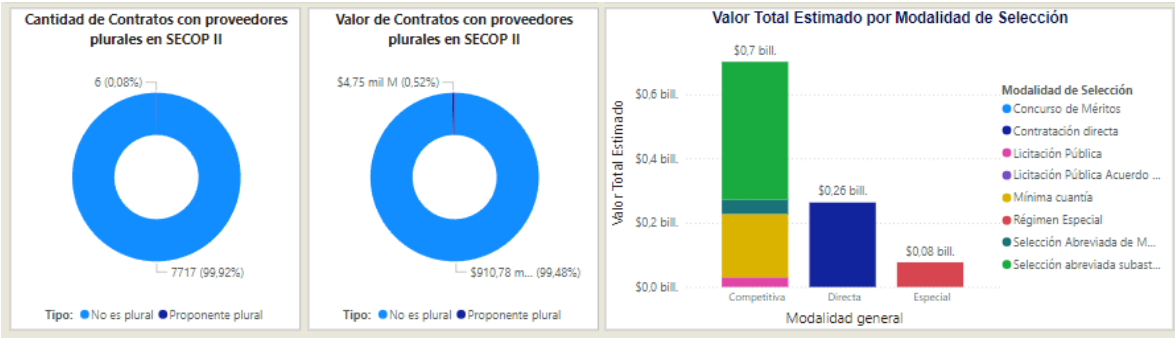
Desde la perspectiva de los proveedores, las entidades estatales han adquirido los bienes principalmente mediante procesos formales de contratación pública con una marcada preferencia por mecanismos competitivos cuando se trata de volúmenes y valores significativos. El grueso de los recursos se canaliza a través de licitación pública y selección abreviada, lo que implica que los proveedores que participan con mayor éxito son empresas con capacidad financiera, logística y operativa para competir en procesos de gran escala. No obstante, la contratación directa también representa una porción relevante del mercado (aprox. \$0,26 billones), lo que beneficia especialmente a proveedores estratégicos o con presencia territorial consolidada, como estaciones de servicio locales y distribuidores regionales.



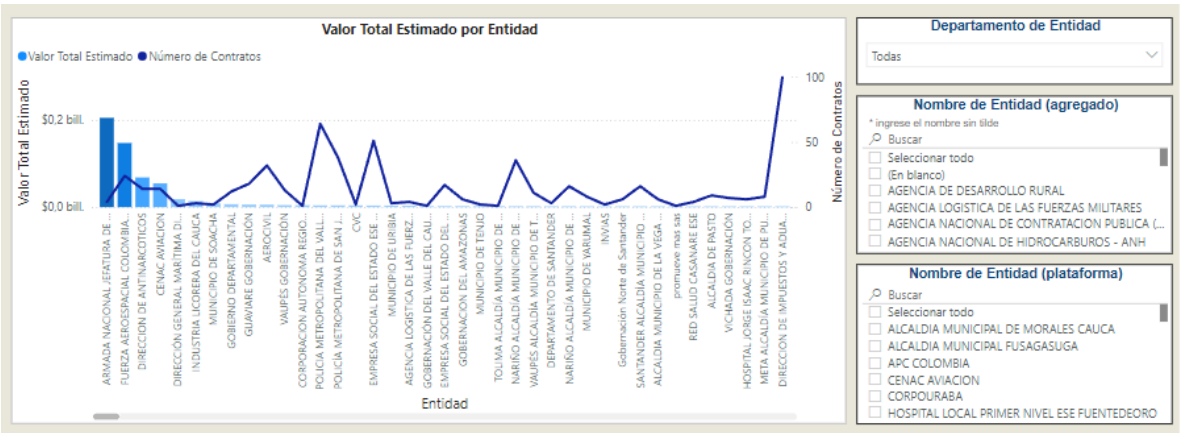
En términos de comportamiento temporal, se observa una disminución progresiva en el número total de contratos entre 2020 y 2025 (de más de 4.700 contratos en 2021 a cerca de 3.086 en 2025), lo que sugiere una consolidación de la demanda estatal en menos contratos, pero de mayor cuantía. Para los proveedores, esto implica un mercado cada vez más concentrado, donde los grandes actores capturan la mayor parte del valor contratado, mientras que los proveedores pequeños compiten principalmente por contratos de menor cuantía o de cobertura local. En total, el período analizado registra 9.934 contratos y 1.847 proveedores activos, lo que evidencia un mercado amplio, pero altamente concentrado en términos de valor.



Desde el punto de vista de los proveedores líderes, el valor contratado está dominado por grandes distribuidores nacionales e internacionales de combustibles, destacándose la Agencia Logística de las Fuerzas Militares, Organización Terpel S.A., Distracom S.A., World Fuel Services Company LLC (sucursal Colombia), Combustibles de Colombia CCL Ltda., Faster Fuel SAS y Globe Air Fuel SAS. Paralelamente, por número de contratos sobresalen empresas con fuerte presencia regional como Distracom S.A., Servicios Ingeniería Suministros del Sur SAS, Varesco Fuel Oil SAS y Autocentro Díaz Ltda., lo que indica una dualidad: pocos proveedores concentran el valor y muchos proveedores gestionan múltiples contratos de menor tamaño.



En cuanto a las compras por categoría, prácticamente la totalidad del gasto estatal analizado corresponde al segmento UNSPSC 1510 – Combustibles, con un peso predominante de la clase 151015 (Petróleo y Destilados), que representa más del 54% del valor en 2023 y mantiene una participación similar en 2024 y 2025. En menor medida aparecen combustibles sólidos (151016), gasoil (151017) y biocombustibles líquidos (151018), lo que muestra que, para los proveedores, el mercado estatal está fuertemente orientado a diésel y gasolina refinada, con oportunidades marginales en combustibles alternativos.



Respecto a las modalidades de contratación, desde la óptica de la oferta, la modalidad competitiva concentra cerca de \$0,7 billones del valor total estimado, seguida de contratación directa (\$0,26 billones) y régimen especial (\$0,08 billones). Esto implica que los proveedores que desean captar la mayor parte del gasto público deben estar habilitados para participar en licitaciones públicas y selección abreviada, mientras que los proveedores locales y especializados encuentran su principal nicho en contratación directa y mínima cuantía.

Comportamiento contratación por bienes y servicios de UNSPSC									
Año		2023			2024			2025	
Clasificador de Bienes y Servicios - Familia		Contratos	Valor	Participación	Contratos	Valor	Participación	Contratos	Valor
1510 - Combustibles		3621	\$585.134.263.870	56,19%	3227	\$231.609.930.181	22,24%	3086	\$224.669.414.14
151015 - Petróleo y Destilados		3255	\$570.821.571.564	54,81%	2888	\$217.093.738.047	20,85%	2816	\$211.810.103.86
151016 - Combustibles sólidos o gelificados		85	\$3.275.737.651	0,31%	96	\$3.263.781.201	0,31%	66	\$5.902.938.96
151017 - Gasoil		128	\$4.113.893.808	0,40%	144	\$3.783.301.970	0,36%	98	\$1.886.710.08
151018 - Combustibles o bio - combustibles líquidos basados en plantas		153	\$8.923.061.047	0,66%	119	\$7.469.108.993	0,72%	106	\$5.169.661.26
Total		3621	\$585.134.263.870	56,19%	3227	\$231.609.930.181	22,24%	3086	\$224.669.414.14

Finalmente, en relación con el origen de los proveedores, el mercado es predominantemente nacional y se encuentra territorialmente concentrado en Bogotá, Antioquia y Cundinamarca, aunque existe presencia de proveedores de múltiples departamentos y algunos actores internacionales. Desde la perspectiva de los proveedores, esto sugiere que la cercanía logística a los grandes centros de consumo y distribución es un factor clave para acceder a contratos estatales, al tiempo que los proveedores internacionales participan principalmente en contratos de gran escala y especializados.

7.5.PRECIOS DE COMBUSTIBLE EN TABLERO A ENERO DE 2026 EN LA CIUDAD DE VALLEDUPAR⁷

No.	ESTACION DE SERVICIO	GASOLINA CORRIENTE	ACPM
1	EDS CODI GUATAPURI (AROCA)	\$ 14.150	\$ 10.134
2	EDS LA ESMERALDA No. 2	\$ 14.075	\$ 10.060
3	EDS AVENIDA SIERRA NEVADA TERPEL	\$ 14.100	\$ 10.050
4	EDS AV SIERRA NEVADA PETROBRAS	\$ 14.070	\$ 9.910
5	EDS LIBIA ELENA	\$ 14.029	\$ 9.823
6	EDS LA ESMERALDA 3	\$ 14.080	\$ 10.030
7	EDS PILONERA MAYOR TEXACO	\$ 14.120	\$ 10.050
8	EDS AUTOMOTRIZ EL TRACTOR	\$ 14.150	\$ 10.134
9	EDS LA CUARTA	\$ 14.056	\$ 9.860
10	EDS NOVALITO	\$ 14.150	\$ 10.134
11	EDS ESMERALDA 1 PUMA	\$ 14.070	\$ 10.020
12	EDS SAN JUAN	\$ 14.020	\$ 9.930
13	EDS CENTRAL DE COMBUSTIBLE (LA OCTAVA)	\$ 14.050	\$ 10.020
14	EDS LA 15	\$ 14.010	\$ 9.840
15	EDS SALGUERO	\$ 14.087	\$ 10.023
16	EDS VALLEDUPAR	\$ 14.040	\$ 9.930

⁷ Tomado de visita a las estaciones de servicio en el mes de enero de 2026, por parte de la entidad. Ministerio de Trabajo



No.	ESTACION DE SERVICIO	GASOLINA CORRIENTE	ACPM
17	EDS SAN FERNANDO	\$ 14.000	\$ 9.950
18	EDS LA YE	\$ 14.130	\$ 9.950
19	EDS LA GRANJA	\$ 14.024	\$ 9.927
20	EDS LA 21	\$ 13.999	\$ 9.799
21	EDS COSTALINE PRIMAX	\$ 14.050	\$ 10.040
22	EDS LA VALLENATA GAZEL	\$ 14.090	\$ 9.940
	PROMEDIO	\$ 14.070	\$ 9.980

7.6. CUBRIMIENTO DE LA NECESIDAD⁸.

De acuerdo la proyección de cantidades mínimas la entidad determina las siguientes:

ITEM	DESCRIPCION	CANT	UNIDAD DE MEDIDA
1	ACPM	8150	GALON
2	GASOLINA	1820	GALON

Precios vigentes a partir del 1 de febrero del 2026 (13 ciudades principales)

No.	Ciudad	Gasolina MC (\$/gal)	ACPM (\$/gal)
1	Bogotá	15.991	11.276
2	Medellín	15.912	11.301
3	Cali	16.002	11.424
4	Barranquilla	15.626	10.951
5	Cartagena	15.583	10.916
6	Montería	15.833	11.166
7	Bucaramanga	15.748	11.025
8	Villavicencio	16.091	11.376
9	Pereira	15.939	11.363
10	Manizales	15.966	11.349
11	Ibagué	15.907	11.267
12	Pasto	13.747	10.338
13	Cúcuta	13.900	9.032
Promedio PVP precio (13 ciudades principales)		15.557	10.983

⁸ Se realiza el cálculo con el valor promedio de los combustibles líquidos promedio para el mes de enero de 2026, se debe tener en cuenta la variación de los precios anunciada por el Gobierno Nacional



A efectos de estimar el presupuesto del presente proceso de selección, la Subdirección del Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural tuvo en cuenta el presupuesto disponible por la Entidad y las tarifas fijadas para el mes de febrero de 2026 por el Ministerio de Minas y Energía y los márgenes establecidos por la CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas (Resolución 40095 de 29 de enero de 2026), en donde se estimó que el valor para para el presente proceso es de OCHENTA MILLONES DE PESOS (\$80.000.000), tal como se evidencia en el documento anexo Estudio de mercado y el CDP del proceso, documentos que forman parte integral del presente documento.

Teniendo en cuenta lo anterior, el proceso será adjudicado al proponente cuya sumatoria de valores unitarios sea la de menor valor, entre las ofertas presentadas.

El Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural del SENA Regional Cesar, ejecutará el contrato por el sistema de precios unitarios (a monto agotable) hasta agotar el monto del presupuesto oficial destinado para el proceso teniendo en cuenta los valores unitarios ofertados por el proponente en su propuesta y de conformidad con los suministros que se vayan realizando durante la ejecución contractual a solicitud de la Entidad.

Una vez iniciado el plazo de ejecución contractual, el contratista deberá efectuar el suministro conforme a los precios regulados y certificados por el Ministerio de Minas y Energía, vigentes para el público en general en la estación de servicio al momento exacto de la prestación del servicio. Dichos valores serán los oficialmente establecidos mediante los actos administrativos expedidos por la autoridad competente y aplicables en la jurisdicción correspondiente, sin que haya lugar a reconocimiento de precios distintos a los así regulados.

7.1. Dinámica de producción, distribución y entrega de bienes o servicios

La dinámica de la prestación del servicio está dada por la práctica generalizada de que las empresas participantes en los procesos de selección, y potenciales contratistas, son lo que le genera niveles importantes de independencia y autonomía para la prestación del servicio, y reducción de márgenes de intermediación, en favor del incremento de sus utilidades del negocio. Dicho factor también puede incidir en la disminución del valor de las ofertas, en la adjudicación del proceso.

Se debe resaltar que todas estas empresas cuentan con experiencia, capacidad financiera, organizacional y jurídica suficiente; que podrían cumplir con las especificaciones técnicas exigidas por la entidad, por lo cual las sitúan, sin perjuicio de las exigencias de la entidad dentro del proceso de selección, entre los posibles oferentes que eventualmente podrían tener la idoneidad para ejecutar el objeto del contrato.

7.2. Potenciales proveedores

De acuerdo con el análisis de la oferta por parte de la entidad, y de las entidades analizadas, podrían indicarse como posibles oferentes las siguientes personas naturales o jurídicas:

RAZON SOCIAL O NOMBRE	NIT. o Núm. Id.	Cámara de Comercio	¿Es MiPymes?
INVERSIONES SALGUERO SAS	824000064	VALLEDUPAR	Sí
ESTACION DE SERVICIO SAN JUAN	127104898	VALLEDUPAR	Sí
EDS LA CUARTA	901320696	VALLEDUPAR	Sí
EDS LA ESMERALDA S.A.S	901539617	VALLEDUPAR	Sí
ESTACION DE SERVICIO NOVALITO	8240002314	VALLEDUPAR	Sí
ESTACION DE SERVICIO VILLADARIANA S.A.S.	9013470403	VALLEDUPAR	Sí
EDS LIBIA ELENA – INVERSIONES FESTIVAL SAS	900226731	VALLEDUPAR	Sí



7.3. Acuerdos comerciales

De acuerdo con la definición contenida en el Artículo 2.2.1.1.3.1 del Decreto 1082 de 2015. los Acuerdos Comerciales son tratados internacionales vigentes celebrados por el Estado colombiano, que contienen derechos y obligaciones en materia de compras públicas, en los cuales existe como mínimo el compromiso de trato nacional para: (I) los bienes y servicios de origen colombiano y (II) los proveedores colombianos.

De acuerdo con lo señalado en el literal D del Manual para el manejo de los Acuerdos Comerciales en Procesos de Contratación, expedido por Colombia Compra eficiente, “las Entidades Estatales deben determinar en la etapa de planeación si los Acuerdos Comerciales son aplicables al Proceso de Contratación que están diseñando y en caso de que sean aplicables, cumplir con las obligaciones contenidas en los mismos. Las Entidades Estatales que adelantan sus Procesos de Contratación con las Leyes 80 de 1993 y 1150 de 2007 no deben hacer este análisis en las modalidades de selección de contratación directa y de mínima cuantía”

7.4. Verificación en Tienda Virtual del Estado Colombiano (AMP & Grandes Superficies)

El presente contrato se rige por la Ley 80 de 1993, Ley 1150 de 2007, el Decreto 1082 de 2015, la Ley 2069 de 2020, el Decreto 1860 de 2021 y el Decreto 142 de 2023, el Manual de Contratación del SENA y demás normas que las modifiquen, adicionen o reglamenten. De acuerdo a la información contenida en la página de Colombia Compra Eficiente, para el presente proceso existe acuerdo marco de precios vigente, identificado así:

ACUERDO MARCO PARA EL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE NACIONAL III CCE-326-AMP-2022

Número de proceso: # proceso: CCENEG-064-01-2022

Vigencia: De viernes, Marzo 3, 2023 hasta Martes, Marzo 3, 2026

Dada la discrecionalidad otorgada a las Entidades Públicas, en la(s) normativa(s) que desarrolla la modalidad de la Mínima Cuantía, para la satisfacción de la necesidad objeto del presente estudio previo y en consideración al objeto a contratar y teniendo en cuenta que el presupuesto oficial estimado para la presente contratación no supera el diez por ciento (10%) de la menor cuantía de la entidad, la Dirección Regional del SENA – Cesar optará por hacer uso de la modalidad de Mínima Cuantía, establecida en el artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, el cual fue subrogado por el artículo 94 de la Ley 1474 de 2011 y reglamentada en los artículos 2.2.1.2.1.5.1 modificado por el artículo 5 del Decreto 142 de 2023 y 2.2.1.2.1.5.2 modificado por el artículo 2 del Decreto 1860 de 2021, cuya adjudicación se llevará a cabo teniendo en cuenta el menor precio, siempre y cuando se cumpla con las condiciones técnicas y jurídicas exigidas en la presente invitación pública.

Lo anterior teniendo en cuenta lo establecido por el Consejo de Estado sobre la utilización de la modalidad de mínima cuantía sobre al acuerdo marco de precios en los procesos cuyo valor no excede el diez por ciento (10%) de la menor cuantía:

“Si una Entidad Estatal debe realizar hoy una compra de un bien, obra o servicio incluido en el catálogo de un Acuerdo Marco de Precios y su valor no excede del 10% del valor definido para la menor cuantía de la Entidad Estatal, la modalidad de selección que se debe utilizar por parte de la Entidad es la mínima cuantía”. La jurisprudencia del alto tribunal fue acatada por Colombia Compra Eficiente en el Concepto C – 105 de 2022 (CCE-DES-FM-17) en el cual concluyó que: “con base en la nueva regulación establecida por el artículo 30 de la Ley 2069 de 2020 y reglamentada con el Decreto 1860 de 2021, no hay concurrencia entre las modalidades de la selección abreviada por Acuerdo Marco de Precios y de Mínima Cuantía y, por tanto, cuando el valor del objeto que se pretende contratar no exceda del 10% de la menor cuantía de la entidad, independientemente de su objeto, se debe adelantar



el procedimiento de contratación con base en la modalidad de selección de mínima cuantía, pues en este caso no debe tenerse en cuenta el objeto sino solo el valor del contrato”.

El mencionado concepto se emite de conformidad con la sentencia del 23 de abril de 2021 por la sección tercera del Consejo de Estado, Expediente No. 56307 en la cual se resolvió lo siguiente: “DECLARAR la nulidad del numeral VII denominado “Concurrencia de selección abreviada por Acuerdo Marco de Precios y mínima cuantía”, del Manual para la Operación Secundaria de los Acuerdos Marco de Precios, expedido por la Agencia Nacional de Contratación Pública - Colombia Compra Eficiente (CCE) y publicado en la página virtual de esa entidad el 19 de enero de 2014, por las razones expuestas en la parte motiva de esta providencia”. (Se subraya y resalta). Considerando que el presente proceso no supera la mínima cuantía, le es aplicable la compra por Grandes Superficies. Por tal motivo la entidad realizó la verificación en el portal de Colombia Compra Eficiente, dentro de del Catálogo de las Grandes Superficies con cobertura en la ciudad de Valledupar, encontrando que la necesidad por sus características especializadas no se encuentra presente en el catálogo de grandes superficies, razón por la cual no puede ser suplida mediante la Tienda Virtual del Estado Colombiano. Teniendo en cuenta lo anterior, el presente proceso se adelantará conforme a lo establecido por en el Decreto 1082 de 2015 en los artículos 2.2.1.2.1.5.1 y 2.2.1.2.1.5.2, modificados por el Decreto 1860 de 2021 y el Decreto 142 de 2023, en los cuales se establece la modalidad de mínima cuantía y el procedimiento respectivo. Sumándole a lo anterior, es importante recordar que se dará aplicación de las disposiciones legales, reglamentarias, regulatorias e internas que normalizan la materia y en especial el manual de contratación, Manual de Supervisión e Interventoría, y demás documentos publicados en la plataforma SIGA-COMPROMISO.

8. ANÁLISIS DEL RIESGO

En esta clase de contratos los riesgos previsibles son en la ejecución del contrato, específicamente relacionados con la efectiva prestación del servicio. Por lo anterior los riesgos se estiman en la siguiente matriz:

ITEM	1	2	3	4	5	6	7
Clase	General	Específico	Específico	Específico	Específico	General	Específico
Fuente	Interno	Interno	Externo	Interno	Externo	Externo	Interno/ Externo
Etapas	Planeación	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Ejecución
Tipo	Operacional	Operacional	Regulatorio	Técnico	Operacional	Operacional	Operacional
Descripción	Inobservancia de los requisitos contractuales para la ejecución del contrato	Retraso en la expedición del registro presupuestal requerido para la ejecución del contrato	Perjuicios derivados de eventos de fuerza mayor o caso fortuito según el contrato y legislación	Riesgo por la prestación de servicios fuera del objeto o sin cumplir con las obligaciones contractuales	Incumplimiento del contrato (mala calidad del servicio, ejecución parcial o incorrecta del contrato)	Errores en la elaboración y entrega de facturas, actas o cuentas que ocasionan demoras	Liquidación del contrato de manera oportuna
Consecuencia	Selección de propuestas que no cumplen con los requisitos, afectando la gestión institucional y retrasando el proceso de contratación	Demora en el inicio de la ejecución del contrato	Retrasos en la ejecución del contrato	Prestación de servicio sin las formalidades requeridas por la ley	Afectación de la satisfacción de la necesidad, generando sanciones y prórrogas	Demora en los pagos, afectando el desarrollo normal del contrato	Incumplimiento de la normativa de liquidación de contratos
Probabilidad	2	3	4	2	3	2	1
Impacto	4	2	4	3	3	2	1
Valoración	6	5	8	5	6	4	2
Categoría	Riesgo Alto	Riesgo Medio	Riesgo Alto	Riesgo Medio	Riesgo Alto	Riesgo Bajo	Riesgo Bajo
¿A quién se le asigna?	Entidad Estatal	Entidad Estatal	Entidad Estatal/ Contratista	Contratista	Contratista	Contratista	Entidad Estatal/ Contratista
	Claridad en los requisitos al momento de la	Seguimiento a	Las partes acuerdan	No prestación de servicios sin la suscripción	Seguimiento continuo a la	Revisión de	



ITEM		1	2	3	4	5	6	7
Tratamiento/Control a ser implementado		contratación, definiendo necesidades y objeto contractual	los expedientes contractuales que requieran registro presupuestal	retomar el equilibrio contractual para evitar perjuicios	previa de la adición, modificación o contrato adicional	ejecución del contrato; aplicar procedimientos de sanción en caso de incumplimiento	documentos radicados por el contratista para ajustes correspondientes	Supervisión de la liquidación del contrato
Impacto después del tratamiento	Probabilidad	1	1	2	2	2	1	1
	Impacto	1	1	2	3	3	1	1
	Valoración	2	2	4	5	5	2	2
Categoría		Riesgo Bajo	Riesgo Bajo	Riesgo Bajo	Riesgo Medio	Riesgo Medio	Riesgo Bajo	Riesgo Bajo
¿Afecta la ejecución del contrato?		No	No	Sí	No	No	No	No
Responsable por implementar el tratamiento		Comité Evaluador	Entidad Estatal	Entidad Estatal/ Contratista	Supervisor del contrato	Entidad Estatal	Contratista/ Entidad Estatal	Entidad Estatal
Fecha estimada en que se inicia el tratamiento		Durante la planeación del contrato	Durante la suscripción del contrato	Durante la ejecución del contrato	Durante la ejecución del contrato	Durante la ejecución del contrato	Durante la ejecución del contrato	Desde la liquidación del contrato
Fecha estimada en que se completa el tratamiento		Durante la suscripción del contrato	Expedido el registro presupuestal	Hasta la liquidación del contrato	Hasta la liquidación del contrato	Hasta la liquidación del contrato	Hasta la liquidación del contrato	Hasta la liquidación del contrato
Monitoreo y revisión	¿Cómo se realiza el monitoreo?	A través comunicación entre el comité evaluador	Mediante comunicaciones entre las dependencias encargadas de la elaboración y registro presupuestal	Revisión conjunta del contratista y supervisor del contrato	A través de informes parciales del supervisor del contrato	Seguimiento continuo a la ejecución del contrato	Revisión periódica por parte del supervisor de la liquidación del contrato	Seguimiento a la ejecución del contrato
	Periodicidad	Durante la evaluación de ofertas	Posterior a la firma del contrato	Permanente	Permanente	Permanente	Durante la ejecución	Permanente

Firmado digitalmente por
ISMAEL ENRIQUE
VANSTRAHLEN PEINADO

ISMAEL ENRIQUE VAN-STRAHLEN PEINADO

Subdirector (E) Centro de Innovación y de Gestión Empresarial y Cultural
Sena Regional Cesar

Proyectó Análisis del Sector: Nelson Rafael Alvarez Pacheco - Profesional Grado 01 CIGES

Vo.Bo. Criterios de SST: Andrés Jiménez Jiménez– Apoyo SST CIGES

Vo.Bo. Criterios Ambientales: Jhon Fredy Patiño Galvis Apoyo Ambiental CIGES