



1
2
3
4

PLAN DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Tema: CONFIABILIDAD

Noviembre 2021



5
6
7
8
9
10

REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

Christian Rafael Jaramillo Herrera
DIRECTOR GENERAL
SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Bogotá D.C – Colombia

26

27

CONTENIDO

28

29	1. INTRODUCCIÓN	5
30	2. NECESIDADES DE CONFIABILIDAD	7
31	3. EJERCICIO DE CONFIGURACIONES PARA PROVEER CONFIABILIDAD	15
32	3.1 Análisis Probabilístico	15
33	3.1.1 Alternativas analizadas de infraestructura para confiabilidad	15
34	3.1.2 Escenario 2: Cabotaje por Buenaventura – Costos y Tarifas de Confiabilidad ...	21
35	Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 2	24
36	3.1.3 Escenario 3: Poliducto Coveñas – Puerto Salgar: Costos y Tarifas de	
37	Confiabilidad	26
38	Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 3	27
39	3.1.4 Escenario 5: Férreo Ciénaga-Puerto Salgar – Costos y Tarifas de Confiabilidad	27
40	Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 5	29
41	3.2 Análisis Determinístico	30
42	3.2.1 Almacenamiento Estratégico Determinístico	30
43	4. CONCLUSIÓN	31
44	ANEXO 1: METODOLOGÍA EMPLEADA PARA ESTIMAR Y COMPARAR LOS COSTOS DIRECTOS DE LA	
45	INFRAESTRUCTURA.....	32
46	Valor esperado de demanda no abastecida (VEDNA)– Escenario Base.....	34
47	Costos indicativos de infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario Base.....	37
48	Costo indicativo financiero del combustible almacenado – Escenario Base	39
49	Costos indicativos de Infraestructura de Confiabilidad	40
50	Estimación de remuneración de costos directos para infraestructura de confiabilidad.....	40
51	ANEXO 2: COSTOS INDICATIVOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE.....	43
52	A2.1 Costos Indicativos de Poliductos	43
53	A2.2 Costos Indicativos de Sistemas de Bombeo	44
54	A2.3 Costos Indicativos de Sistema de Almacenamiento	44
55	ANEXO 3: RELACIÓN DE UTILIZACIÓN DE DRA (DRAG REDUCING AGENT).....	46
56	ANEXO 4: COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR CARROTANQUE	47
57	ANEXO 5: ESCENARIO 2 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO.....	51
58	Costos Estimados de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 2	51

59	Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad–	
60	Escenario 2	52
61	Efecto potencial en la tarifa de transporte como resultado del cabotaje Cartagena-	
62	Buenaventura y de evitar la ampliación del poliducto Puerto Salgar–Cartago –Escenario 2 .	53
63	ANEXO 6: ESCENARIO 3 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO.....	55
64	Costos Indicativos de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 3	56
65	Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad–	
66	Escenario 3	56
67	ANEXO 7: ESCENARIO 5 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO.....	58
68	Costos Indicativos de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 5	59
69	Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad–	
70	Escenario 5	59
71	Resumen: Comparación de los Costos y Tarifas por Confiabilidad para las Alternativas	61
72	REFERENCIAS	62
73		
74		

1. INTRODUCCIÓN

75
76

77 En coherencia con el análisis de la infraestructura existente en el sistema de suministro de
78 combustibles líquidos publicado en el primer documento del Plan Indicativo de Abastecimiento de
79 Combustibles Líquidos, en este segundo documento se evalúa la confiabilidad del sistema. Esto
80 es, se realizaron los ejercicios para determinar las vulnerabilidades del sistema ante ocurrencia
81 de fallas. Para ello se hacen dos (2) tipos de análisis: el probabilístico y el determinístico.

82 El *problema de confiabilidad* está planteado como la ausencia de soluciones integrales que
83 permitan asegurar la continuidad del funcionamiento de la cadena de distribución para atender las
84 necesidades en la demanda, incluso en presencia de fallas.

85 Este documento tiene por objeto realizar una consulta al público interesado con respecto a:

- 86 i. La definición de las necesidades de confiabilidad.
- 87
- 88 ii. La identificación de proyectos que permitan responder a las necesidades de confiabilidad.
- 89
- 90 iii. Las posibles configuraciones de soluciones que integren proyectos de manera tal que se
91 garantice la continuidad del suministro en presencia de fallas en el sistema.

92 El punto de partida del análisis de confiabilidad es la identificación de las vulnerabilidades en la
93 cadena de distribución de combustibles líquidos. Específicamente, se busca cuantificar la
94 demanda desabastecida como resultado de las fallas en alguno de los componentes de la cadena
95 y los tiempos durante los cuales esa demanda ha estado desabastecida.

96 Ambos componentes (volumen de demanda desabastecida y duración del desabastecimiento)
97 están basados en la información histórica proveída por el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol,
98 Cenit y en menor medida por otros agentes de la cadena de distribución.

99 Las vulnerabilidades, traducidas a demanda desabastecida (Valor Esperado de Demanda No
100 Abastecida – en adelante VEDNA) se interpretan como las necesidades en términos de producto
101 (gasolinas, diésel, Jet Fuel y GLP) para distintas regiones del país. Esto cumple con el inciso (i)
102 de los objetivos de la consulta, definiendo unas necesidades de confiabilidad para la cadena. En
103 este tema en particular, se invita a los interesados a plantear sus observaciones con respecto a
104 los volúmenes que deben ser garantizados en el suministro, el número de días que se plantea
105 basado en información histórica de interrupción de suministro y la regionalización de las
106 necesidades.

107 Una vez planteadas las necesidades, es decir, teniendo un objetivo de volumen de producto cuyo
108 suministro debe estar asegurado para un número de días para cada región, se realiza un ejercicio
109 para analizar la confiabilidad de los proyectos que han sido identificados durante la elaboración
110 del Plan Indicativo, planteados por agentes (existentes y potenciales) de la cadena de distribución.

111 El ejercicio de combinar soluciones para los distintos trayectos que deben recorrer los productos
112 es, en este sentido, un ejercicio ilustrativo que construye configuraciones distintas para abastecer
113 la demanda ante fallas en la cadena y está elaborado a partir de la información indicativa de los
114 distintos proyectos y en algunos casos, empleando también información de terceros como fuente
115 para aquella información que no fue directamente suministrada por los proyectos.

116 Dentro del análisis probabilístico se parte del escenario base que se encuentra en el PIACL-
117 Análisis de Abastecimiento¹ (diésel, gasolina corriente, gasolina extra, jet A1 y GLP) y de la
118 simulación de fallas (n-1) dentro del sistema. El espectro de tiempo analizado es de 2021 a 2035.
119 Por su parte, el análisis determinístico compara los costos de contar con almacenamiento en
120 función de los días de producto almacenado, sin asumir fallas en el sistema.

121 Como parte del ejercicio que ilustra algunas de las configuraciones presentadas, se estiman los
122 costos de cada una de ellas y su eventual impacto (aproximado) sobre el precio final de venta al
123 público. Se trata de una aproximación precisamente porque los costos empleados hasta el
124 momento son costos directos del desarrollo de dichas obras y, por ende, no incorporan los costos
125 indirectos, de externalidades o de efectos del entorno.

126 Desde el punto de vista metodológico, en un contexto en el cual la cadena de distribución pueda
127 contar con varias configuraciones para resolver el problema de abastecimiento, la manera más
128 eficiente de determinar cuál es la mejor configuración (que logre el objetivo con el menor costo)
129 es mediante un proceso competitivo.

130 Al igual que ha ocurrido en el sector eléctrico y en el sector de gas natural, la multiplicidad de
131 oferentes en igualdad de oportunidades en un proceso de selección permite decantar no
132 solamente el proponente con el menor costo, sino las configuraciones mismas, que pueden ser
133 combinaciones de transporte intermodal y almacenamiento que provean el nivel de confiabilidad
134 deseado.

135 En ese sentido, los efectos calculados sobre el precios final que se presentan en este documento
136 son también ilustrativos. El costo (directo, indirecto, con externalidades y efectos del entorno) final
137 será definido en el proceso competitivo, en función de la valoración de la inversión y de los riesgos
138 que realicen los proponentes.

139 Así mismo, las configuraciones de confiabilidad contenidas en este documento buscan analizar el
140 abanico de opciones que están identificadas, en términos de los distintos tipos de transporte y
141 almacenamiento. Esto incluye tanto proyectos funcionales actualmente, como proyectos que se
142 encuentran en desarrollo a partir de iniciativa privada.

143 Las configuraciones exactas que permitan responder a las necesidades de confiabilidad serán
144 desarrolladas por proponentes, considerando, como se ha mencionado anteriormente, tanto sus
145 requerimientos de inversión como los demás aspectos indirectos y externos, y con información
146 exacta sobre cada uno de los componentes del tipo de transporte, su probabilidad de falla y sus
147 alternativas de respaldo.

148 Para desarrollar este análisis se emplean los registros disponibles en el Sistema de Información
149 de Combustibles Líquidos – SICOM, la información reportada directamente por los agentes de la
150 cadena, la entregada por el Ministerio de Minas y Energía y aquella obtenida de los estudios
151 contratados por la UPME. Además, se utilizan los resultados del análisis presentado en el
152 documento del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL)– Análisis de
153 Abastecimiento, publicado en la página web de la entidad el pasado 10 de noviembre de 2021.

154 La retroalimentación que reciba la UPME permitirá avanzar en el análisis de la problemática, que
155 no es una problemática homogénea a nivel nacional, en la depuración de las cifras. Sobre todo,

¹ <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx> Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2021.

156 permitirá profundizar en la identificación de riesgos asociados a las soluciones de manera individual
157 (transporte por poliducto, transporte férreo, transporte fluvial, cabotaje, almacenamiento) y de los
158 riesgos conjuntos de las posibles configuraciones para su posterior valoración.

159 Además, tanto las externalidades como los efectos del entorno local tienen un impacto sobre la
160 vida del proyecto que debe ser considerado desde el proceso de planeación, de manera que las
161 recomendaciones y las posteriores adopciones por parte del Ministerio de Minas y Energía sean
162 viables (que se puedan llevar a cabo en los términos anticipados), eficaces (que logren resolver
163 el problema planteado) y eficientes (que logren el resultado empleando la menor cantidad de
164 recursos).

165 Para ello, la UPME viene trabajando en el desarrollo de una metodología de enfoque territorial,
166 que permita incorporar esas particularidades del territorio dentro del análisis y una metodología
167 de valoración de externalidades, que permita considerar los costos y los beneficios netos a nivel
168 social de las distintas alternativas. Estas dos metodologías se encuentran en desarrollo. Se tiene
169 previsto contar con ellas a partir de enero de 2022 y a partir de ese momento serán utilizadas en
170 el plan.

171 El presente documento tiene la siguiente estructura:

172 En primer lugar, se plantean las necesidades identificadas de confiabilidad. En segundo lugar, se
173 presentan los resultados de un ejercicio de simulación, que toma tres (3) configuraciones para
174 atender las necesidades identificadas. Para estos 3 escenarios se hace una simulación de los
175 flujos comprometidos y se determina la capacidad requerida para cubrir los requerimientos de la
176 demanda en presencia de fallas en el sistema. Después se presenta el análisis determinístico
177 realizado para identificar la capacidad de almacenamiento necesaria, en función de la información
178 histórica, para contar con la firmeza en una solución de confiabilidad.

179 Los anexos contienen los soportes metodológicos empleados para el análisis y los ejercicios
180 numéricos de simulación de costos directos de los distintos escenarios analizados.

181 **2. NECESIDADES DE CONFIABILIDAD**

182

183 **2.1 Contexto**

184

185 Desde el punto de vista de la oferta en la cadena de distribución de combustibles líquidos en
186 Colombia está centrada en el suministro a partir de las dos grandes refinerías (REFICAR² y CIB³).
187 Adicionalmente, como se explicó en detalle en el primer documento del Plan Indicativo de
188 Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL-Análisis de Abastecimiento) para cumplir con
189 los volúmenes necesarios para atender la demanda y con los estándares de calidad de los
190 productos, es necesario importar producto e internarlo, puesto que la mayor parte de la demanda
191 está concentrada en el centro del país.

192

193 El siguiente mapa contiene los balances de entradas de producto al sistema en la costa norte y
194 hasta Sebastopol y Lizama en el interior, incluyendo los movimientos por cabotaje, por poliducto y

² Refinería de Cartagena.

³ Complejo Industrial de Barrancabermeja.

Producto (en kBD)	GM	DO	JP	GLP	Nafta
Cabotaje Cartagena-Pozos Colorados	4,2	30,9	1,8	4,5	-
Importación Cartagena	-	-	-	5,1	-
Refinación Cartagena	27,1	58,8	7,0	1,7	-
Importación Barranquilla	7,0	2,8	-	-	-
Importación Pozos Colorados	47,2	0,0	0,9	0,0	41,8
Cartagena-Baranoa	10,9	8,4	2,1		
Poliducto Pozos Colorados-Galán	45,2	28,1	-	-	41,8
Otros medios Costa-Interior	6,1	2,8	2,6	4,3	-
Refinación Barrancabermeja	59,7	65,4	20,8	2,8	
Poliducto Galán-Lizama	13,6	13,7		1,0	
Poliducto Galán-Sebastopol	95,0	75,5	21,4	-	41,8

Fuente: Ecopetrol, Cenit. Elaboración: UPME, 2021.

204
205
206
207
208
209

Con respecto a los flujos de producto en el interior del país,

Flujos de producto en el interior del país



Fuente: Ecopetrol, Cenit. Elaboración: UPME, 2021.

210
211
212

TRAMO	MEDIO	GM:	DO:	JP:	GLP:	Nafta
Sebastopol-Medellín	Poliducto	34,6	24,4	5,0	-	-
	Carrotanque	-	-	-	4,3	-
Medellín-Cartago	Poliducto	17,5	11,7	1,4	-	-
	Carrotanque	-	-	-	1,5	-
Sebastopol-Pto. Salgar	Poliducto	45,1	34,6	16,1	-	-
Pto. Salgar-Cartago	Poliducto	14,1	11,6	0,1	-	-
	Carrotanque	-	-	-	5,7	-
Pto. Salgar-Mansilla	Poliducto	28,9	22,6	16,0	-	-
Pto. Salgar-Gualanday	Poliducto	9,7	7,9	-	-	-
	Carrotanque	-	-	-	1,6	-
Sebastopol-Sutamarchán	Poliducto	6,7	6,8	-	-	41,8
	Carrotanque	-	-	-	0,5	-
Sutamarchán-Tocancipá	Poliducto	5,3	4,3	-	-	-
	Carrotanque	-	-	-	0,5	-

Fuente: Ecopetrol, Cenit. Elaboración: UPME, 2021.

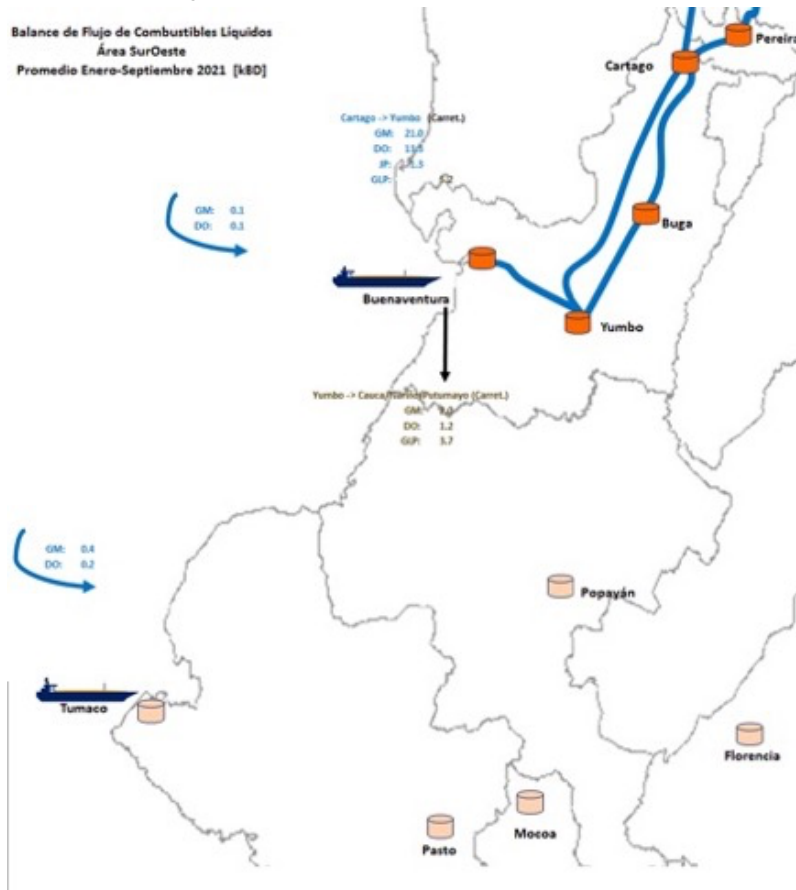
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245

Finalmente, los flujos del sur del país se presentan en el siguiente mapa y su correspondiente tabla.

El punto de entrega al suroccidente del país en los tramos finales del poliducto, hasta Yumbo se conecta con el poliducto Buenaventura-Yumbo (bidireccional), que permite la entrada desde la Costa Pacífica. Adicionalmente, el puerto de Tumaco está habilitado como fuente de suministro y ha sido empleado para atender la región Nariño/Cauca/Putumayo en condiciones de limitación por carrotanque desde Yumbo.

246

Flujos de producto al interior del país



247

TRAMO	MEDIO	GM:	DO:	JP:	GLP:
Cartago-Yumbo	Poliducto	21,0	13,3	1,3	-
	Carrotanque	-	-	-	5,2
Yumbo-Cauca/Nariño/Putumayo	Carrotanque	2,0	1,2	-	3,7
Buenaventura	Cabotaje	0,1	0,1	-	-
Tumaco	Cabotaje	0,4	0,2	-	-

248

249

Fuente: Ecopetrol-Cenit. Elaboración: UPME, 2021.

250

2.2 Internación de producto

252 El primer elemento de confiabilidad es central a la logística de la cadena de distribución. La
253 internación implica transportar los productos, desde la costa Caribe hasta los centros de consumo
254 en el resto del país. El producto, como se describió en el primer documento del PIACL, puede ser
255 producido nacionalmente en REFICAR o importado.

256 Tradicionalmente, la internación de producto implicaba el cabotaje desde Cartagena (REFICAR y
257 plantas aledañas) hasta Pozos Colorados, luego usando el poliducto o por medio fluvial hasta CIB.
258 Actualmente, además de Cartagena, se interna producto importado por Barranquilla. Además, en
259 adición al uso poliducto y la navegación fluvial, se envía producto por medio de carrotanques.

260 En este contexto, solía el problema solía estar planteado como la necesidad de una “conexión
261 entre refinerías”. Sin embargo, la diversificación de fuentes de suministro adicionales a REFICAR,

262 amplía el espectro del análisis, más allá de la conexión, a un problema más genérico de
263 internación de producto.

264 En breve, para la internación de producto desde la Costa Caribe hasta el interior del país se
265 emplean distintas modalidades de transporte, en función de la disponibilidad de infraestructura
266 para recibo y entrega, y de las condiciones logísticas. Y, como se mencionó en la introducción, la
267 UPME ha identificado proyectos (adicionales a las empleadas actualmente) que permitirían
268 ampliar las opciones de internación.

269 Sin embargo, en este momento no existe una solución integral que permita determinar de manera
270 anticipada cuál es el modo de transporte que se debe usar para optimizar el uso de la
271 infraestructura y los costos asociados y que garantice el suministro de los productos al interior del
272 país en condiciones de falla.

273 Puesto que el objetivo es encontrar una solución de confiabilidad que permita tener firmeza
274 suficiente con respecto a la disponibilidad de producto, una solución integral podrá tener cuantas
275 capas de seguridad sean necesarias para alcanzar ese objetivo, combinando las distintas
276 modalidades de transporte y, por supuesto, incorporando de manera eficiente el almacenamiento
277 en la medida en que sea necesario.

278 **2.3 Necesidades regionales de confiabilidad**

279 A partir de la información histórica sobre fallas en los componentes del sistema de transporte, se
280 estimaron los volúmenes de combustible que deben ser abastecidos ante una falla en el
281 suministro, en promedio, de acuerdo con la demanda proyectada para el periodo 2026-2045.

282 La siguiente tabla resulta de un análisis regional de las fallas históricas y estima el volumen que
283 se requiere (flujo en kBD) para evitar un desabastecimiento. Además, identifica, también a partir
284 de los reportes de información, el tiempo (cuántos días) que en promedio se debe contar con ese
285 volumen para evitar un desabastecimiento.

286 Al hablar del flujo (kBD) que debe estar disponible, no hay una restricción sobre la forma en la que
287 ese volumen se ponga a disposición de la demanda: puede ser un volumen que se encuentra
288 almacenado, puede ser un volumen que tenga varias formas de ser transportado, de manera que
289 logre llegar al centro de consumo en presencia de fallas, o puede ser una combinación de
290 almacenamiento y transporte.

291 Con respecto al tiempo, los días que se requiere contar con ese volumen plantean un escenario
292 en el que, a partir de ese número de días, la falla de corrige. Esto es, por supuesto, una estimación
293 basada en un promedio. Se puede incrementar la confiabilidad aumentando el número de días, lo
294 que incrementa los costos, no solo de la infraestructura necesaria para almacenar o para
295 transportar, sino (especialmente en el caso del almacenamiento) también los costos del
296 combustible en inventario.

297 Un elemento importante es la regionalización de estas necesidades. De acuerdo con la
298 información histórica, las contingencias que se han presentado en la cadena de distribución son
299 de diferente naturaleza y, por ende, tienen distintos tiempos de resolución, algunos más
300 predecibles que otros. Por ejemplo, las zonas propensas a derrumbes puede tener frecuencias
301 que se podrían anticipar en épocas de alta hidrología, mientras que un evento asociado a un
302 entorno social complejo puede tener tiempos distintos tanto en frecuencia como en duración.

303 La regionalización permite acotar las necesidades de confiabilidad a las condiciones particulares
304 de cada región. Una generalización a nivel nacional podría dar señales sobre (o sub) estimadas
305 del flujo y de los tiempos en distintas regiones. En la siguiente tabla se presentan las plantas de
306 abasto que conforman las regiones para las cuales se determinan las necesidades de
307 confiabilidad.

308 **Tabla 2-1: Definición de regiones y plantas de abasto que las componen**

Región	Planta de Abasto	Región	Planta de Abasto
Centro	Tocancipá	Magdalena Medio	Ayacucho
	Mansilla		Galán
	Puente Aranda		Velazquez
	El Dorado		Vasconia
	Sutamarchán		Sebastopol
	(Llanos Orientales)		Puerto Salgar
Costa Atlántica	Santa Marta	NorEste	Lizama
	Cartagena		Chimitá
	Coveñas		Cúcuta
	Baranoa	NorOeste	Medellín
	Turbo		Quibdó
	San Andrés	SurSurOeste	Orito
	Riohacha		Popayán
	Montería		Mocoa
CQR	Manizales	Tolima-Huila	Pasto
	Pereira		Gualanday
	Cartago		Neiva
	Armenia	Florencia	
Llanos Orientales	Apiay	SurOeste	Buenaventura
	Arauca		Buga
	Yopal		Yumbo

Elaboración: UPME, 2021.

309
310
311

312 Para el cálculo, en cada región (r) el volumen en firme (V_r) de combustible que se estima debe
313 disponerse a fin de cubrir las contingencias estadísticamente establecidas (numeral 0), el cual se
314 define como:

$$315 \quad V_r = f_r \cdot n_r$$

316 Donde:

317 f_r : corresponde al flujo medio de combustible que abastece cada región, proyectado entre los
318 años 2026-45.

319 n_r : Corresponde al tiempo que debe abastecerse la región (r) en situación de pérdida del
320 suministro en razón a fallas de los elementos del sistema, estimado en días:

321

$$n_r \approx \frac{\text{Demanda No Abastecida Proyectada (2026 - 45)}_r}{\text{Demanda Proyectada (2026 - 45)}_r} \cdot 365 \text{ días}$$

323

324 La siguiente tabla tiene los dos componentes de la ecuación anterior que determinan las
325 necesidades de confiabilidad de cada región para los cuatro productos: (i) el flujo, que debe estar
326 disponible en el momento de una falla (almacenado o transportado) y (ii) el tiempo continuo que
327 debe durar ese suministro de confiabilidad para superar la falla sin interrumpir el servicio.

328 **Tabla 2-2: Necesidades en firme de combustibles necesario para cubrir contingencias**

REGIÓN	Flujo (kBD)				Tiempo (días)			
	Gasolina	Diésel	Jet Fuel	GLP	Gasolina	Diésel	Jet Fuel	GLP
CENTRO	38.94	35.82	28.00	7.04	6	6	7	5
COSTA ATLÁNTICA	25.59	23.84	8.74	2.02	3	3	7	3
CQR	8.39	9.37	0.15	1.64	6	4	7	7
LLANOS ORIENTALES	-	-	-	1.66	-	-	-	7
MAGDALENA MEDIO	5.86	2.28	5.95	0.53	2	2	3	5
NORESTE	16.24	12.68	0.65	3.54	4	4	7	5
NOROESTE	13.89	15.84	5.13	5.85	3	3	7	7
SURSUROESTE	1.01	1.03	0.03	4.04	14	14	14	14
TOLIMA-HUILA	9.79	9.97	0.03	1.97	7	7	7	7
SUROESTE	17.77	19.82	1.78	2.30	7	7	7	7
TOTAL	137.47	130.64	50.46	30.59	5	5	7	7

329

330 Elaboración: UPME. 2021.

331

332 Para ilustrar la lectura de la tabla, se toma como ejemplo la región Noroeste, que abarca las
333 plantas de Medellín y Quibdó (y por ende la demanda que se abastece desde estas plantas). La
334 información histórica del suministro y de las fallas en esta región indica que se requiere mantener
335 un flujo de 16.24 kBD de gasolina (corriente y extra) durante 4 días continuos. Los totales en la
336 última fila de la tabla son promedios ponderados, que permiten para tener la noción aproximada
337 de la dimensión de la necesidad a nivel agregado.

338 El propósito de la tabla anterior es entonces establecer la dimensión de las necesidades a nivel
339 regional. De cara a la solución de confiabilidad, podría entonces haber soluciones para cada
340 región y soluciones que integran 2 o más regiones. La funcionalidad de esas soluciones depende,
341 entre otros aspectos, del diseño de la relación entre los distintos modos de transporte, de la
342 relación del transporte con los almacenamientos y, por supuesto, de los costos que implica cada
343 configuración.

344 La UPME ha identificado hasta la fecha proyectos para: (i) la construcción de un corredor férreo
345 entre Ciénaga y La Dorada y su integración con el resto del sistema de transporte; (ii) la ampliación
346 de capacidad e incorporación de la navegación fluvial por el Río Magdalena entre Santa Marta y
347 Barrancabermeja y su integración con el resto del sistema de transporte; (iii) la ampliación de
348 capacidad de varios ductos existentes para cubrir las necesidades de confiabilidad; (iv) la

349 reconversión de ductos para habilitarlos de manera que puedan conectar las refinerías, por
350 ejemplo el oleoducto OVG-Vasconia-Barrancabermeja; (v) la habilitación de capacidad de
351 almacenamiento de derivados, en los casos de la Santa Marta, Cartagena, Tumaco y
352 Buenaventura.

353 En el siguiente numeral se desarrolla un ejercicio para analizar algunas de las configuraciones
354 identificadas. Se trata de algunas alternativas que combinan los distintos proyectos, pero no se
355 pretende determinar cuál de ellas es la óptima en esta instancia. El barrido de los distintos
356 proyectos, desde el punto de vista de los interesados, puede ampliar la cantidad de proyectos
357 disponibles, operativos actualmente o en desarrollo.

358

359 **3. EJERCICIO DE CONFIGURACIONES PARA PROVEER CONFIABILIDAD**

360 **3.1 Análisis Probabilístico**

361 **3.1.1 Alternativas analizadas de infraestructura para confiabilidad**

362

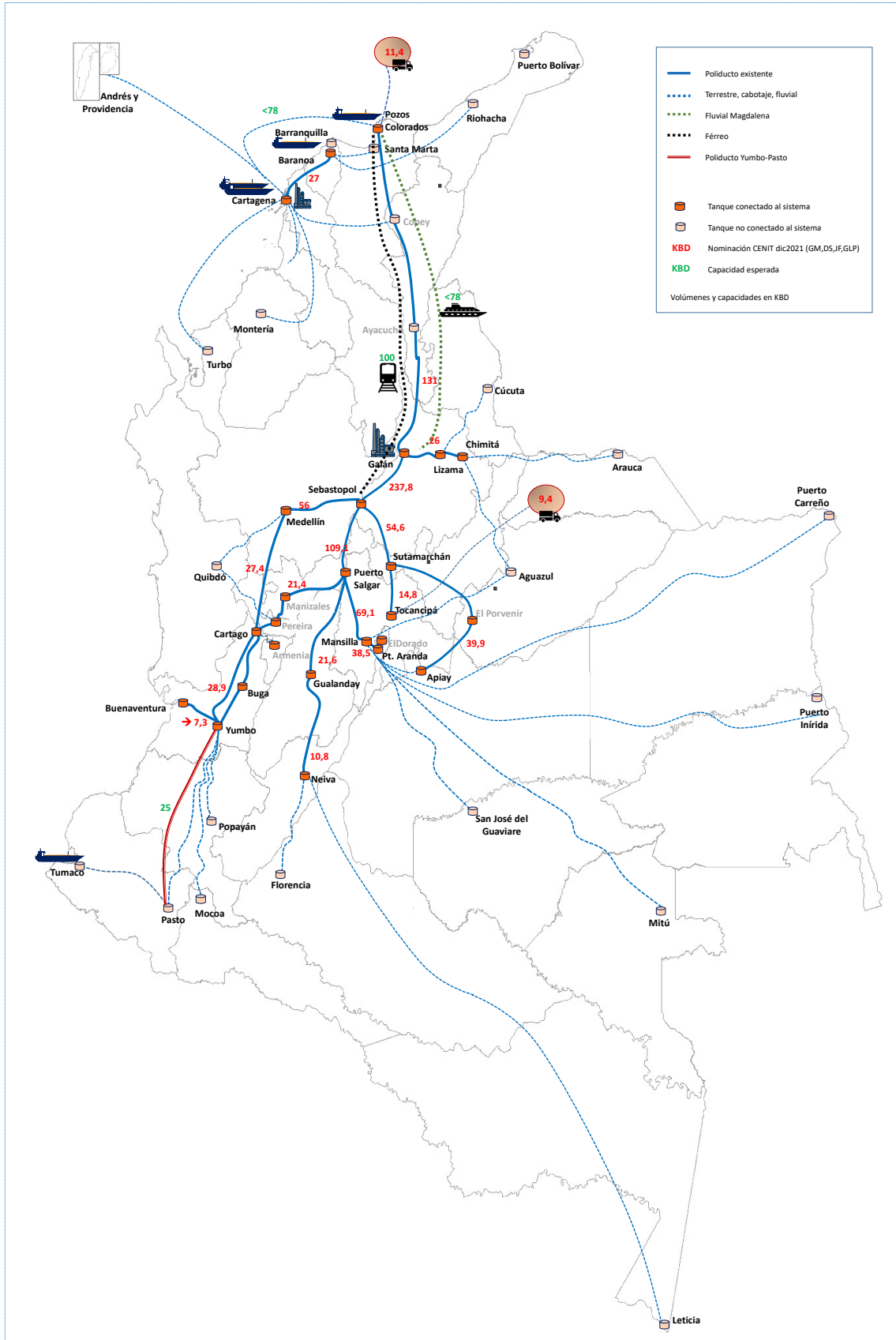
363 El siguiente mapa incluye varias de las alternativas identificadas en términos de modos de
364 transporte para la internación de producto. La línea azul continua representa los poliductos
365 existentes y las líneas punteadas representan el transporte férreo (azul oscuro), el cabotaje desde
366 Cartagena hasta Buenaventura, el poliducto desde Coveñas hasta Puerto Salgar.

367 Se incluyen aquellas modalidades de transporte cuyo destino no se encuentra conectado al
368 sistema de transporte por poliducto y que emplean hoy en día principalmente carrotanques (y en
369 algunos casos transporte fluvial) para llegar a plantas más alejadas. El alcance del presente
370 documento no incluye estas modalidades, que son de una naturaleza diferentes por tratarse de
371 volúmenes mas pequeños y requieren, por lo tanto, un estudio específicamente dedicado a las
372 condiciones del entorno local.

373 A partir de estas alternativas se han construido los escenarios denominados 2, 3 y 5, para los
374 cuales se analizan los flujos de producto con la finalidad de determinar las capacidades necesarias
375 para la infraestructura que permita garantizar la confiabilidad.

376 Estos escenarios, como se especifica en este documento, no son una lista exhaustiva de posibles
377 configuraciones. Se trata de 3 combinaciones que permiten ilustrar la forma en la cual se podrían
378 atender necesidades de confiabilidad para atender la demanda en condiciones de falla de un
379 elemento del sistema.

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS – ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
DOCUMENTO DE CONSULTA



381
382 A continuación, se presentan algunas configuraciones que integran proyectos identificados y se
383 hace una valoración de los costos directos de construcción de infraestructura estimados para
384 cuatro soluciones alternativas de aumento de confiabilidad. Estas alternativas se comparan con el
385 escenario base (en el que no se construye nueva infraestructura por confiabilidad). Cada una de
386 las configuraciones se explica a continuación (ver **Error! Not a valid bookmark self-reference.**):

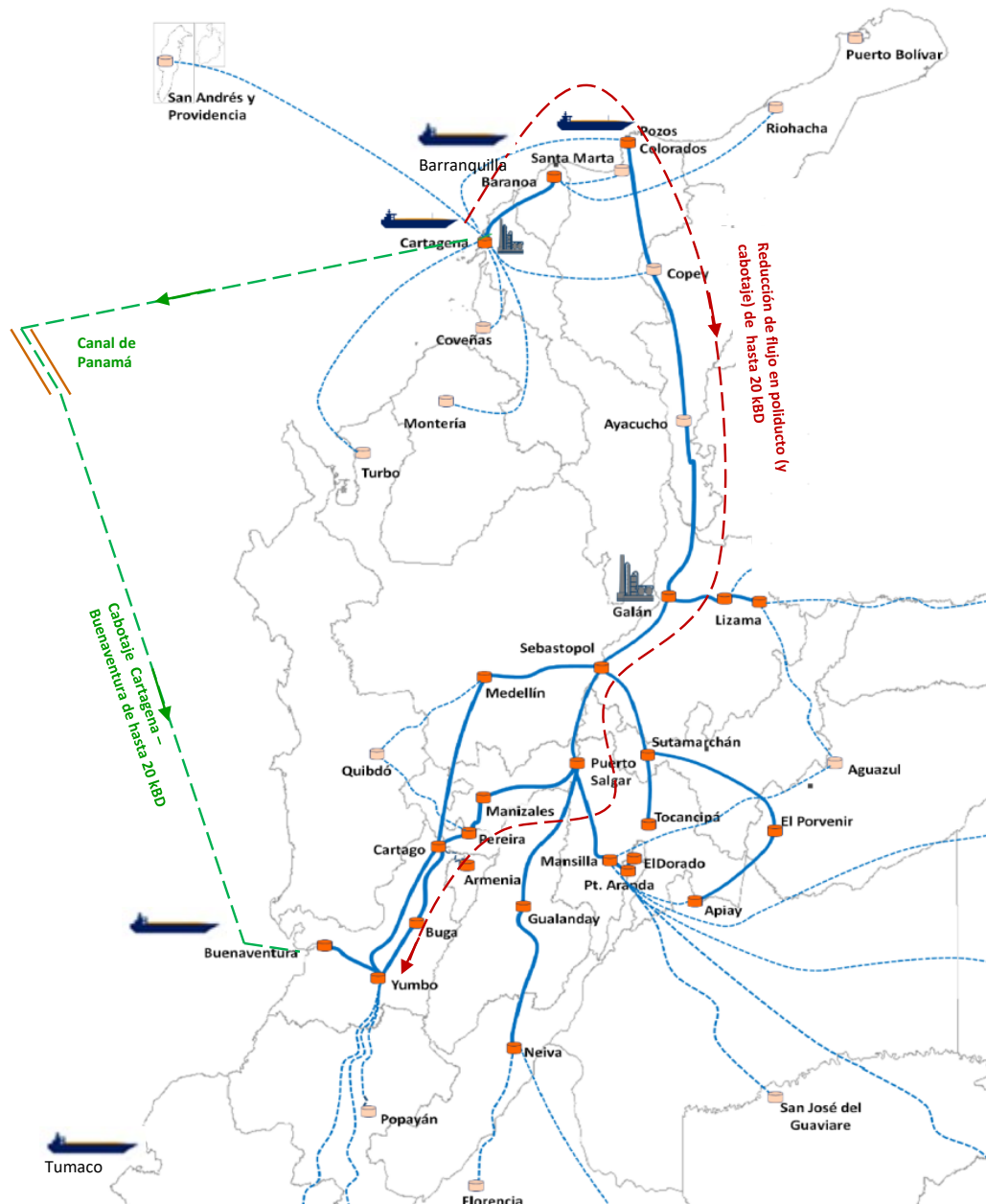
387 **① - Escenario Base:** Según lo expuesto en el primer documento del PIACL – Análisis de
388 Abastecimiento, para asegurar el suministro en condiciones normales de operación del sistema
389 (sin fallas en sus elementos) se requiere:

- 390 • Ampliación de la capacidad de transporte entre Galán y Lizama.
- 391 • Ampliación de la capacidad de transporte entre Puerto Salgar y Cartago (con máximo flujo
392 de combustibles entre Sebastopol y Medellín.
- 393 • Traslado de suministro de la planta de abasto de Mansilla a la planta de Tocancipá.

394 Partiendo del escenario base descrito, se plantean las siguientes configuraciones por confiabilidad:

395 **② - Habilitación cabotaje desde Cartagena e importación vía Buenaventura (sin ampliar**
396 **capacidad de transporte del poliducto Buenaventura-Yumbo):** Permitiría una entrada
397 alternativa de combustibles a Yumbo desde el Océano Pacífico de cerca de 20 kBD.

398
399 **Gráfica 3.1-1: Cabotaje de combustible entre Cartagena y Buenaventura, relación de flujos**



400

401

Fuente: UPME.

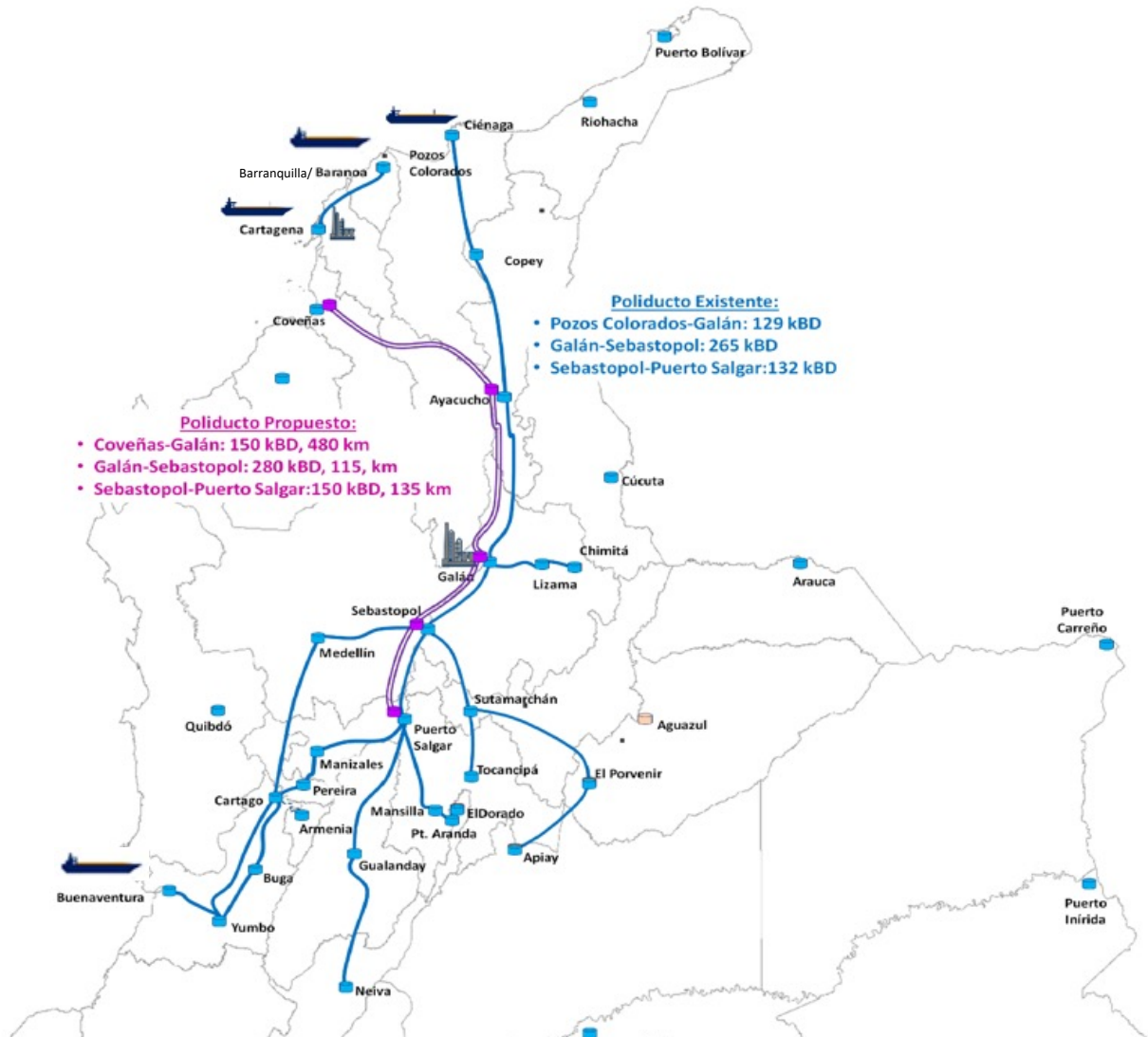
402 Desde el punto de vista de la confiabilidad, para llevar el combustible al suroccidente y sur del país el
403 cabotaje es una alternativa que ha sido planteada con capacidad de hasta 20 kBD a Buenaventura. Esto
404 implica una reducción del flujo transportado por cabotaje/poliducto desde Cartagena en la misma magnitud

405 Mas adelante se realiza un ejercicio de costos directos de esta alternativa, pero cabe resaltar que es
406 necesario tener en cuenta las implicaciones del paso por el Canal de Panamá, desde el punto de vista de los
407 costos, el punto de vista logístico y la valoración de las externalidades.

408 ③ - **Poliducto Coveñas - Galán - Sebastopol - Puerto Salgar:** Permitiría una entrada alternativa
409 de combustibles fósiles desde el Mar Caribe hasta el interior del país por poliducto, con la

410 reconversión de un oleoducto existente. Para habilitar la infraestructura necesaria para realizar la
411 importación de productos por Coveñas.

412 **Gráfica 3.1-2: Propuesta de nuevo poliducto Coveñas - Sebastopol - Puerto Salgar**



413

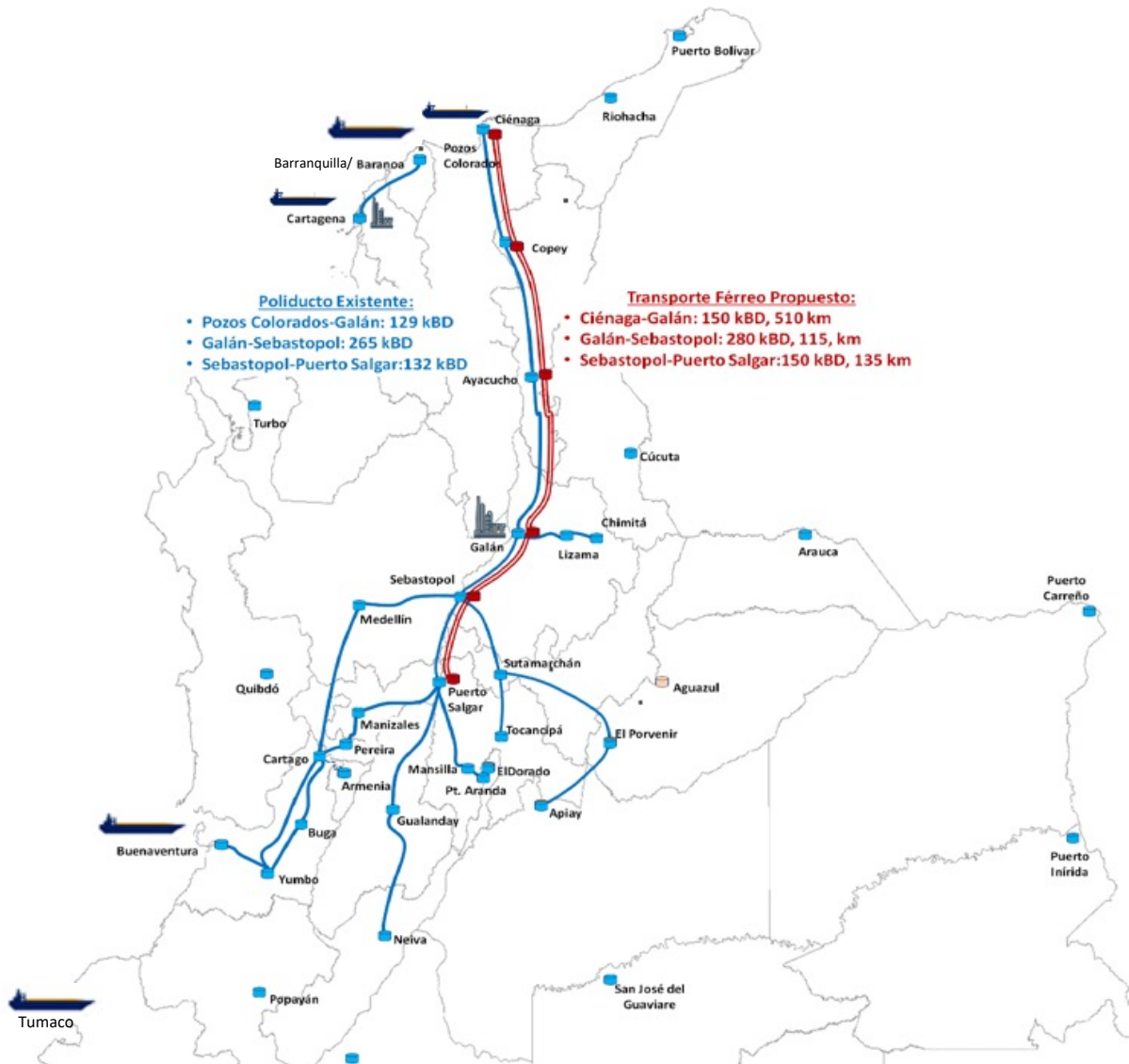
414

Fuente: UPME.

415 Para conectar las refinерías, tradicionalmente se ha planteado la construcción de un poliducto
416 (adecuación de un oleoducto en un tramo con entrada en Coveñas) hasta Puerto Salgar. Para el
417 desarrollo de este proyecto, se requeriría una capacidad del poliducto Coveñas-Galán de 150 kBD,
418 con una longitud de 480 km, una capacidad de 280 kBD en el trayecto Galán-Sebastopol con una
419 longitud de 115 km y una capacidad de 150 kBD en el trayecto Sebastopol-Puerto Salgar,
420 equivalente a 135 km.

421 **5 - Transporte Férreo Ciénaga - Galán - Sebastopol – Puerto Salgar:** Permitiría, al igual que
422 en los dos casos anteriores, una entrada alternativa de combustibles fósiles desde el Mar Caribe
423 hasta el interior del país a través de un nuevo puerto en Ciénaga y la adecuación del corredor

424 férreo existente. La opción de usar Ciénaga tiene el potencial de resolver la restricción de
425 capacidad que hoy en día tiene Pozos Colorados.



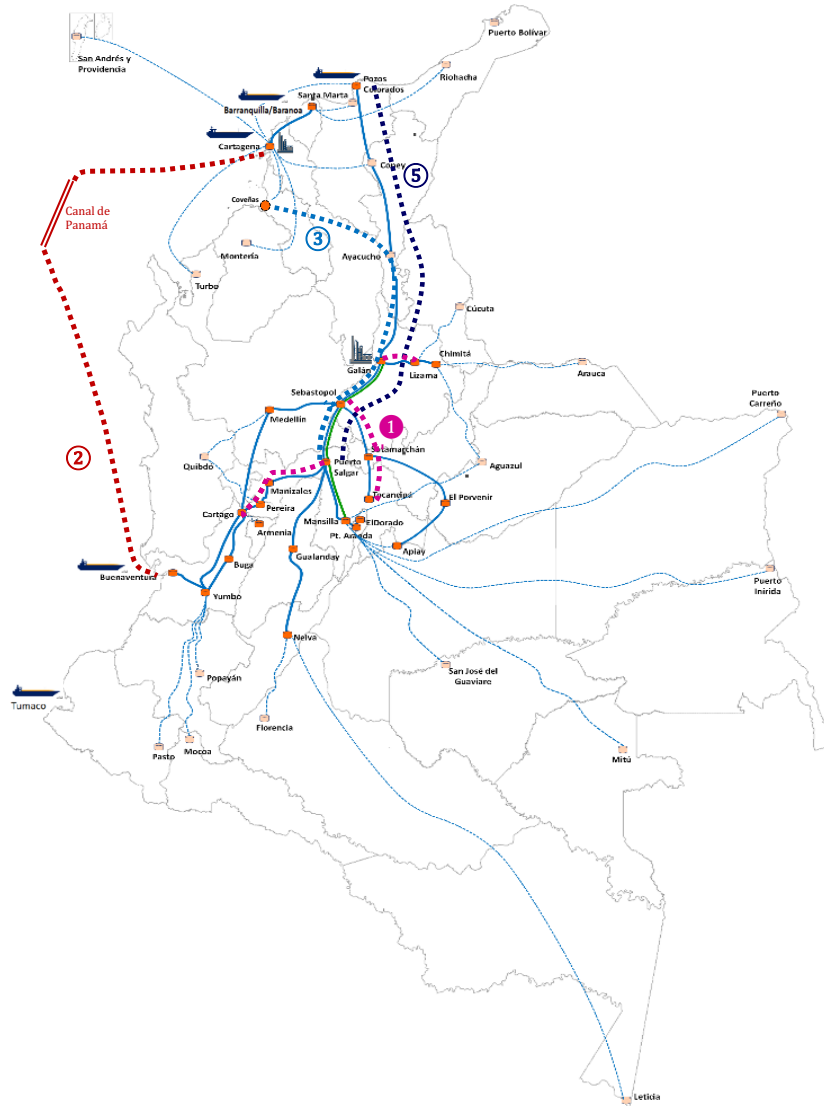
426
427 Fuente: UPME, 2021.

428 En la alternativa del transporte férreo, para poder internar los volúmenes necesarios se requiere
429 capacidad Ciénaga-Galán (510 km) de 150 kBD, una capacidad de 280 kBD entre Galán y
430 Sebastopol (115 km) y una capacidad de 150 kBD entre Sebastopol y Puerto Salgar (135 kBD).

431 Además de las alternativas analizadas, existen otras posibilidades que han sido manifestadas por
432 los agentes y que pueden entrar a formar parte de la solución de confiabilidad para internación de
433 producto y conexión entre refinerías. Por ejemplo, el transporte de productos mediante navegación
434 por el Río Magdalena, aunque no representa una solución completa desde las fuentes de
435 producción o internación, puede viabilizar la entrega de capacidades adicionales y podría
436 integrarse total o parcialmente como medio de respaldo de otra configuración.

437 En general, cualquier configuración puede incluir proyectos que utilicen ductos actualmente
438 ociosos, tanques que no se encuentran en operación, y otras combinaciones de transporte que
439 permitan que, a través de la multimodalidad, se garantice el suministro de producto permanente.

440 **Gráfica 3.1-3: Opciones de infraestructura para mejora de la confiabilidad**

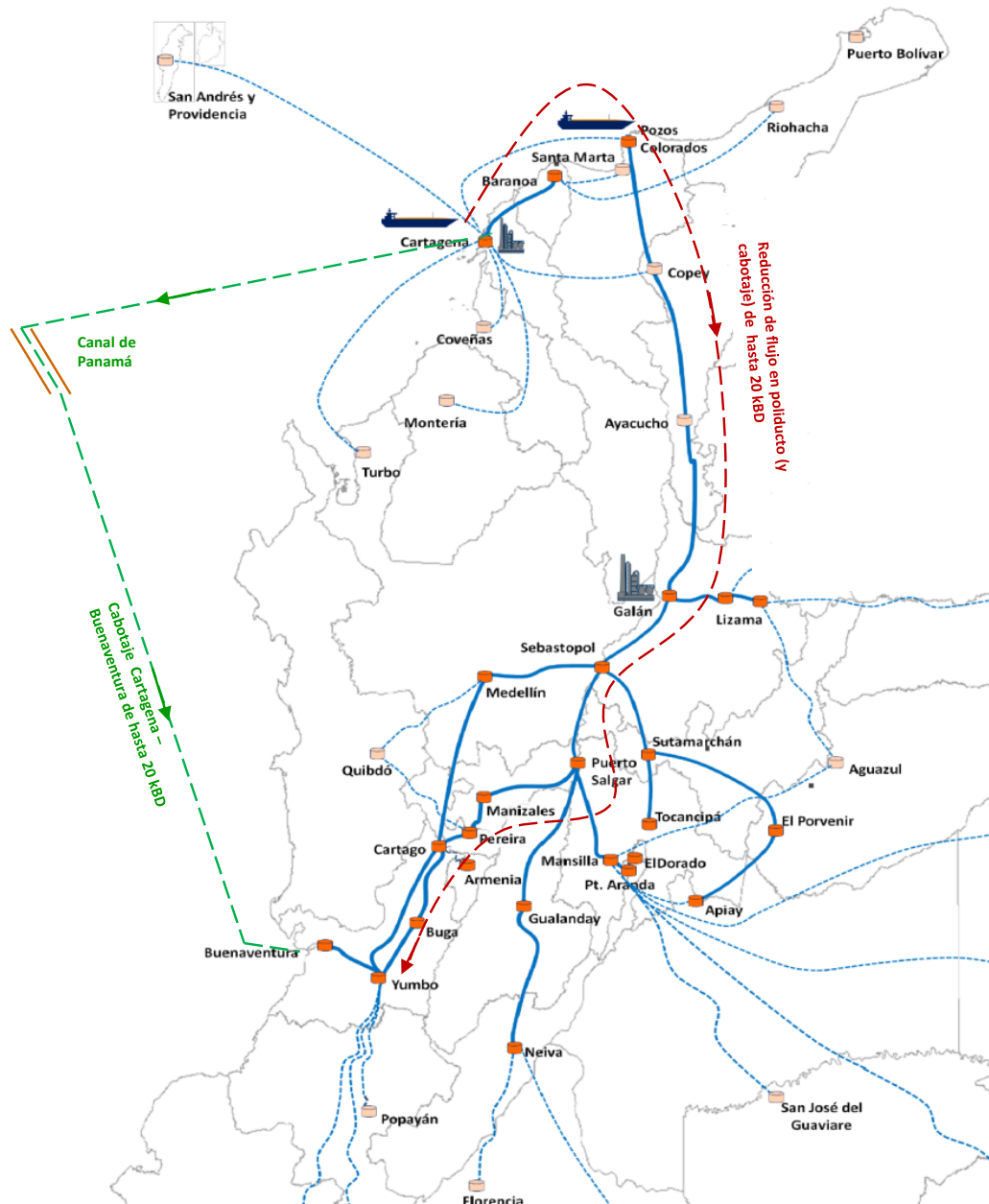


441
442 Fuente: UPME.

443
444 **3.1.2 Escenario 2: Cabotaje por Buenaventura – Costos y Tarifas de Confiabilidad**

445 En esta alternativa se considera el transporte de combustibles (gasolina y diésel) entre los puertos
446 de Cartagena y Buenaventura, de manera que se reduciría el flujo vía cabotaje entre Cartagena y
447 Pozos Colorados y el flujo por poliducto entre Pozos Colorados y Yumbo. La cantidad que se
448 analizada es hasta 20 kBD, según se presenta en la **Gráfica 3.1-5**. Tal capacidad implicaría el uso
449 de DRA en el tramo Buenaventura – Yumbo con sus consecuentes costos, según se presenta en
450 la **Gráfica 3.1-6**.

451 **Gráfica 3.1-4: Cabotaje de combustible entre Cartagena y Buenaventura, relación de flujos**
452 **- Escenario 2**

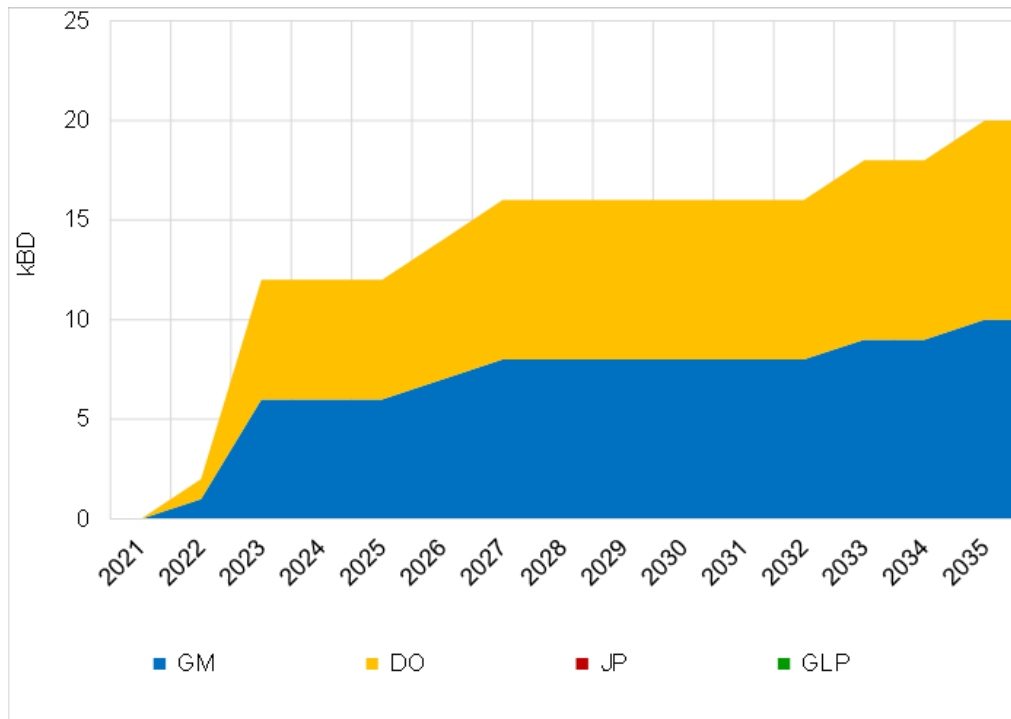


Fuente: UPME.

453
454
455
456
457
458
459

460

Gráfica 3.1-5: Flujo propuesto entre Cartagena y Buenaventura – Escenario 2



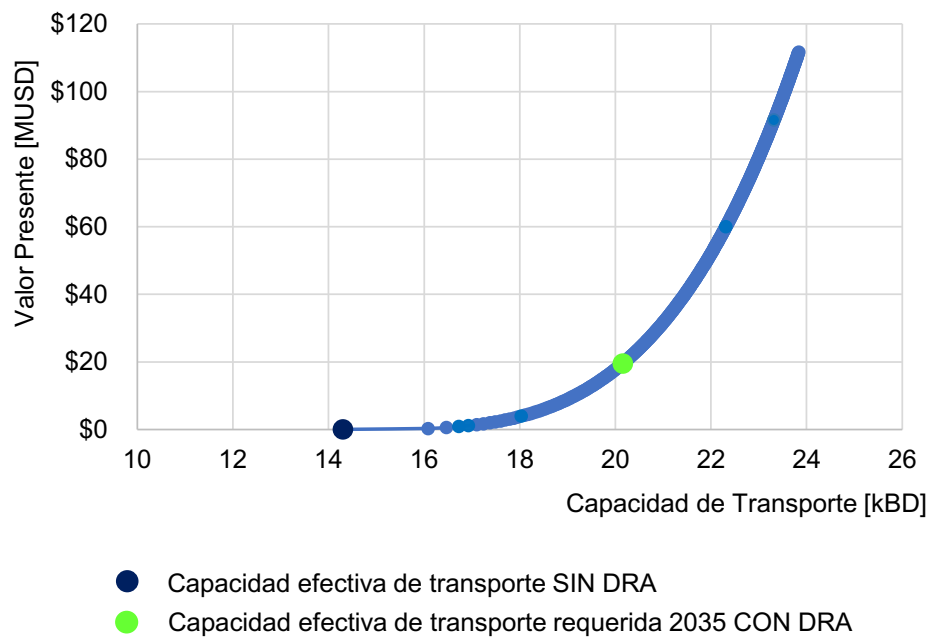
461

462

Fuente: UPME.

463

Gráfica 3.1-6: Costos relativos al uso de DRA en el poliducto Buenaventura - Yumbo



464

465

Fuente: UPME.

466

467

468
469

Tabla 3.1-1: Comparación de tarifas y costos de transporte entre Cartagena y Buenaventura para el Escenario Base y el Escenario 2⁴

	Tramo	kBD	MB/año	USD/B	MUSD/año	MUSD
		Flujo		Tarifa	Costos Anual	Costo Agregado de 20 años
Escenario Base	Tarifa Cabotaje Cartagena - Pozos Colorados	18.3	6.68	1.56	10.39	74.07
	Tarifa Poliducto Pozos Colorados - Galán - Yumbo	18.3	6.68	23.63	157.84	1,125.64
	Total:				168.22	1,199.71
Escenario 2: Cabotaje Cartagena - Buenaventura	Tarifa Cabotaje Cartagena - Buenaventura	18.3	6.68	4.19	27.95	199.36
	Tarifa Poliducto Buenaventura - Yumbo	18.3	6.68	2.91	19.44	138.62
	Total:				47.39	337.98

470
471
472

Fuente: UPME.

473
474

Los costos de transporte del escenario base son, en el agregado, mayores a los costos de la configuración del escenario 2.

475 [Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 2](#)

476

477 A continuación, la

478

479

480

481

482

483

484

485

486

487

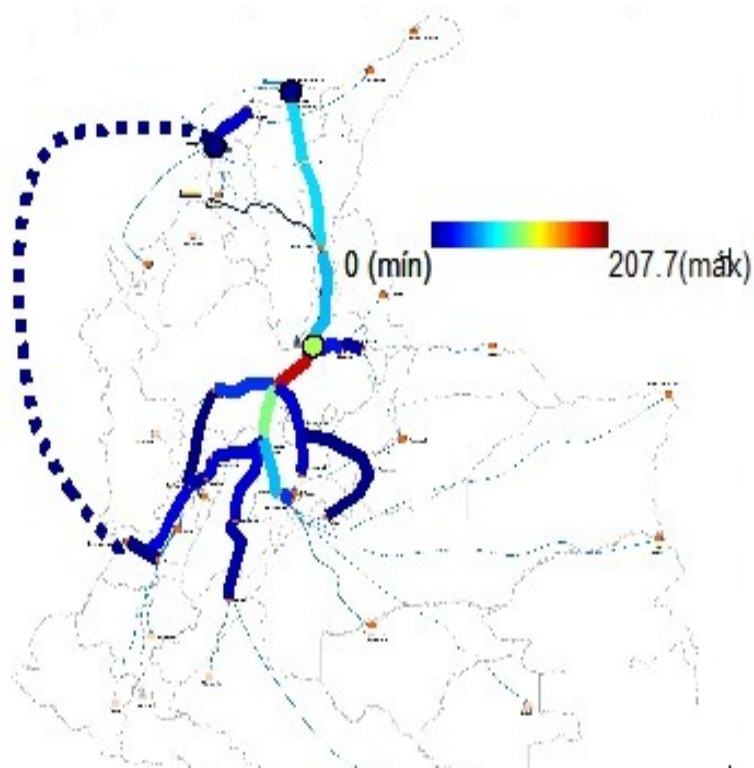
488 **Gráfica 3.1-7** presenta para los diferentes elementos del sistema los flujos máximos que se
489 comprometerían en caso de falla en cada uno de estos, con una reducción en los riesgos de
490 desabastecimiento en el interior del país al contar con una vía alternativa de suministro por la Costa
491 Pacífica.

492

⁴ Las tarifas por poliducto y cabotaje se basan en información de Cenit y Ecopetrol, información que tiene un carácter indicativo en cuanto estas magnitudes pueden variar.

493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504

Gráfica 3.1-7: Flujo comprometido según los diferentes elementos del sistema en el año 2025, Escenario 2



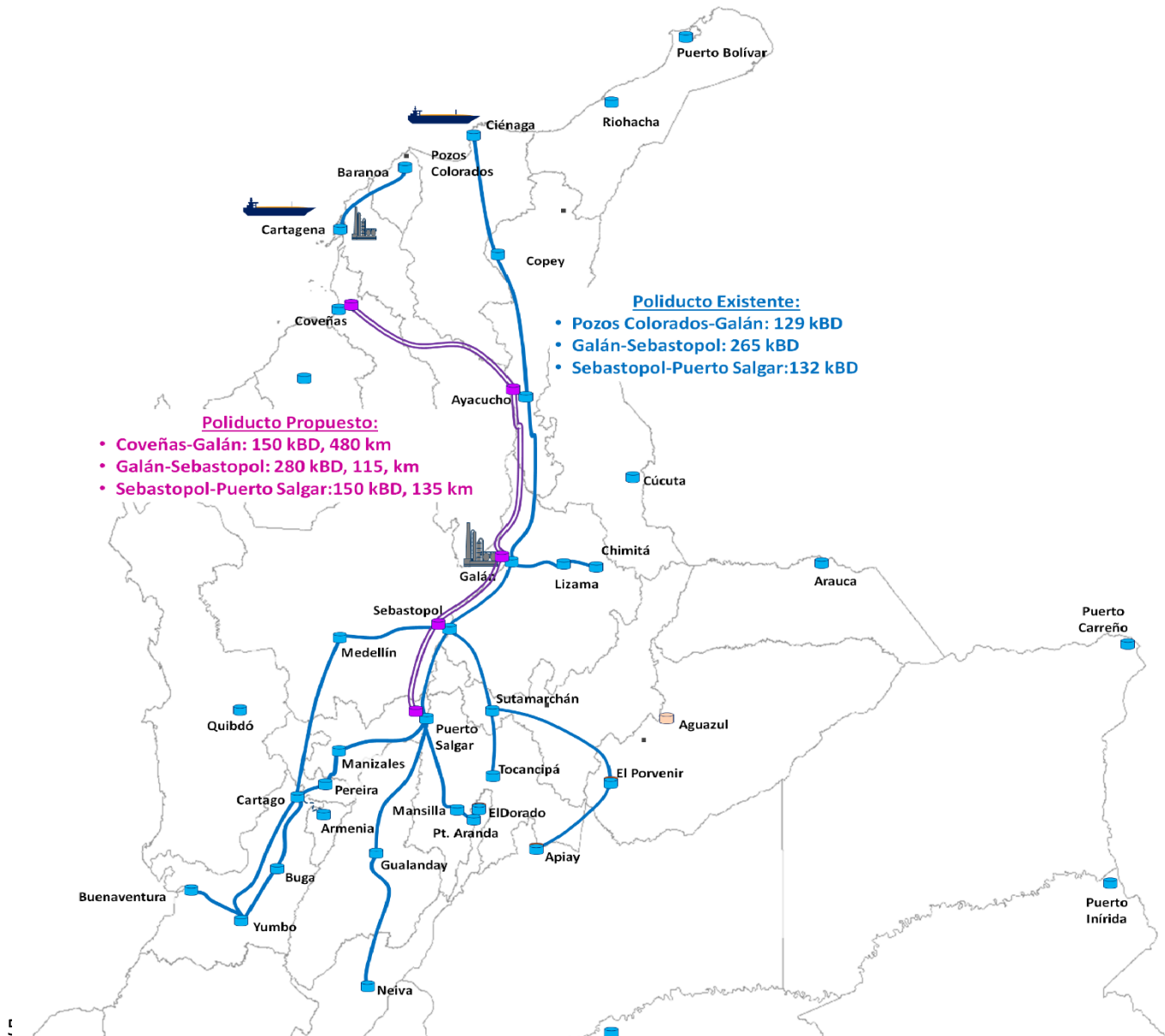
505
506
507
508

Fuente: UPME.

509 **3.1.3 Escenario 3: Poliducto Coveñas – Puerto Salgar: Costos y Tarifas de**
510 **Confiabilidad**

511 En esta alternativa se considera el transporte por poliducto entre los puertos de Coveñas y Puerto
512 Salgar como vía alternativa al poliducto Pozos Colorados – Puerto Salgar, según se presenta en
513 la **Gráfica 3.1-10**. Esta línea de transporte estaría interconectada con las plantas de abasto y
514 estaciones de la existente línea de poliductos, y tendría su misma capacidad de transporte.

515 **Gráfica 3.1-8: Propuesta de nuevo poliducto Coveñas - Puerto Salgar - Escenario 3**



517 Fuente: UPME.

518

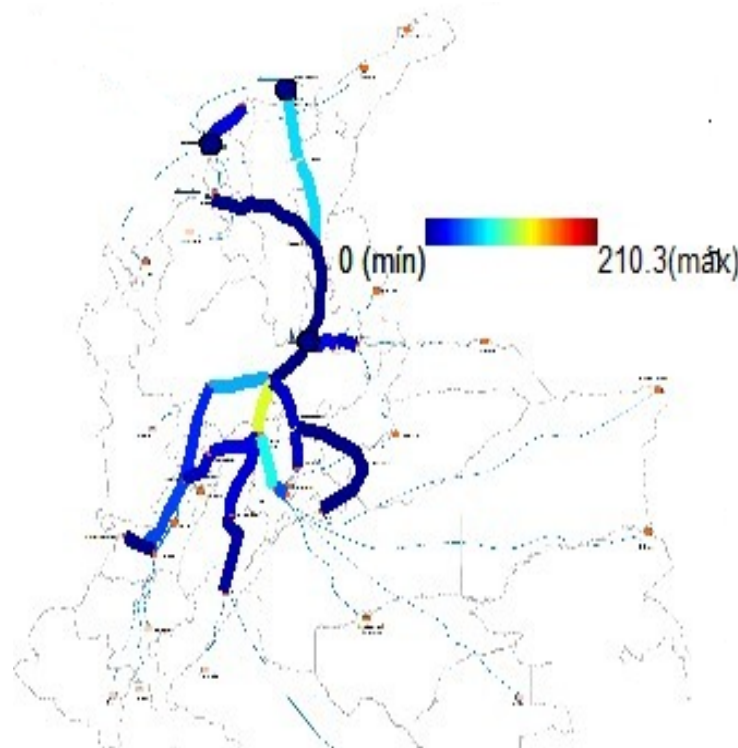
519 **Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 3**

520

521 A continuación, la **Gráfica 3.1-9** presenta para los diferentes elementos del sistema los flujos
522 máximos que se comprometerían en caso de falla en cada uno de estos, con una reducción en los
523 riesgos de desabastecimiento en el interior del país al contar con una vía alternativa de suministro
524 con el transporte férreo entre Ciénaga y Puerto Salgar.

525

526 **Gráfica 3.1-9: Flujo comprometido según los diferentes elementos del sistema en el año**
527 **2025, Escenario Alternativa 3**



528

529 Fuente: UPME.

530

531 **3.1.4 Escenario 5: Férreo Ciénaga-Puerto Salgar – Costos y Tarifas de Confiabilidad**

532 En esta alternativa se considera el transporte férreo de combustibles entre los puertos de Ciénaga
533 y Puerto Salgar como vía alternativa al poliducto Pozos Colorados – Puerto Salgar, según se
534 presenta en la **Gráfica 3.1-10**. Esta línea férrea estaría interconectada con las plantas de abasto y
535 estaciones de la existente línea de poliductos, y tendría su misma capacidad de transporte.

536

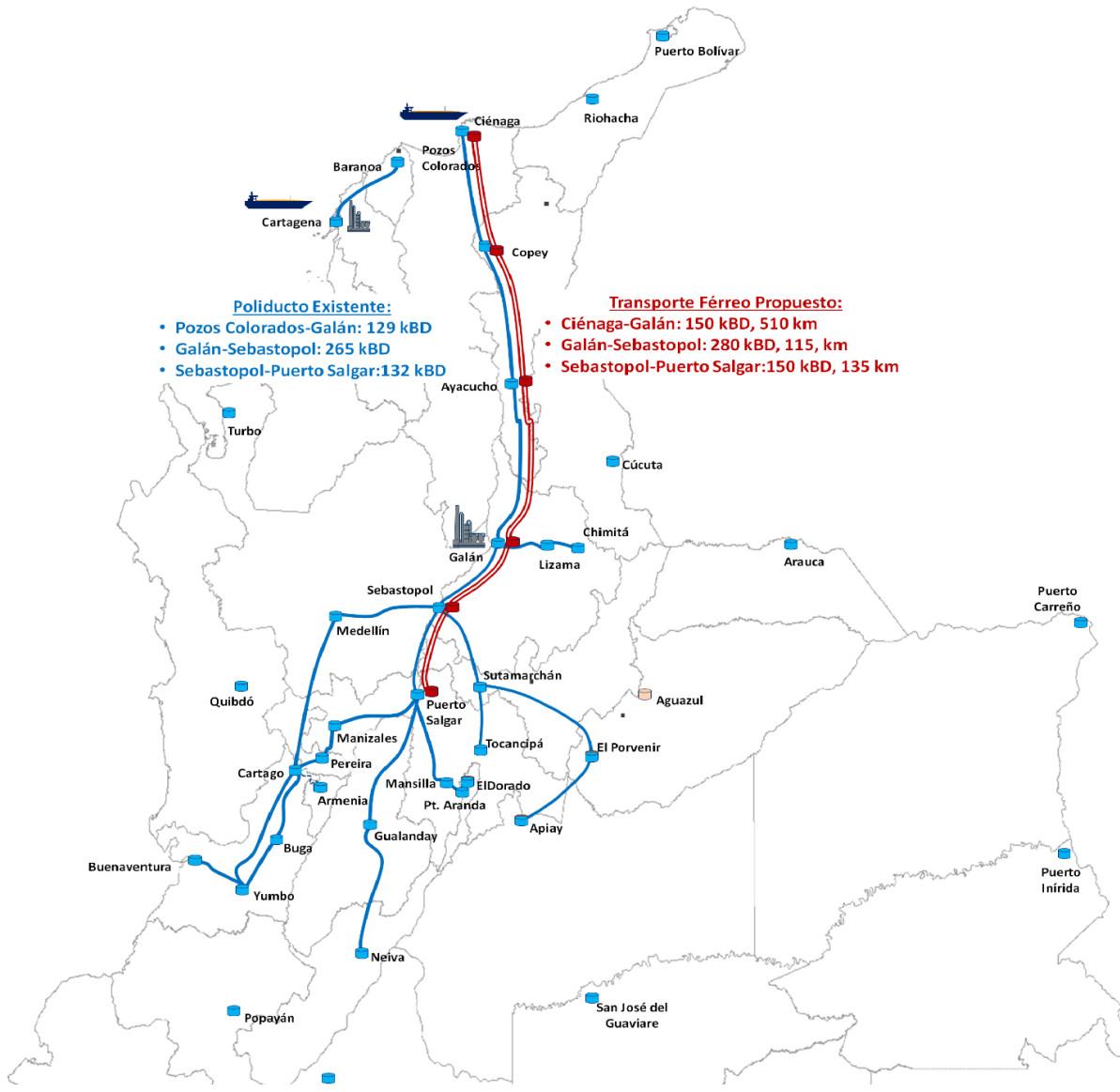
537

538

539

540
541
542
543
544
545
546

Gráfica 3.1-10: Propuesta de línea férrea entre Ciénaga y Puerto Salgar - Escenario 5



547
548

Fuente: UPME.

549 **Flujos comprometidos por confiabilidad – Escenario Alternativa 5**

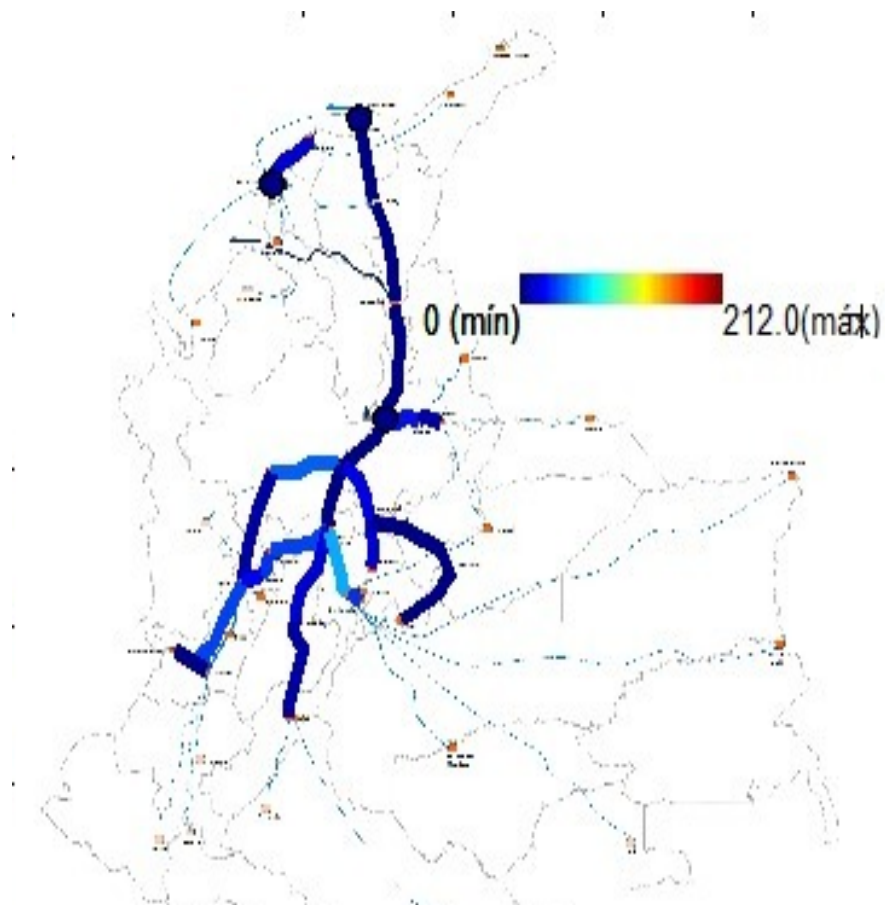
550

551 A continuación, se presenta para los diferentes elementos del sistema los flujos máximos que se
552 comprometerían en caso de falla en cada uno de estos con una reducción en los riesgos de
553 desabastecimiento en el interior del país al contar con una vía alternativa de suministro con el
554 transporte férreo entre Ciénaga y Puerto Salgar.

555

556

557 **Gráfica 3.1-11: Flujo comprometido según los diferentes elementos del sistema en el año**
558 **2025, Escenario 5**



559

560 Fuente: UPME.

561

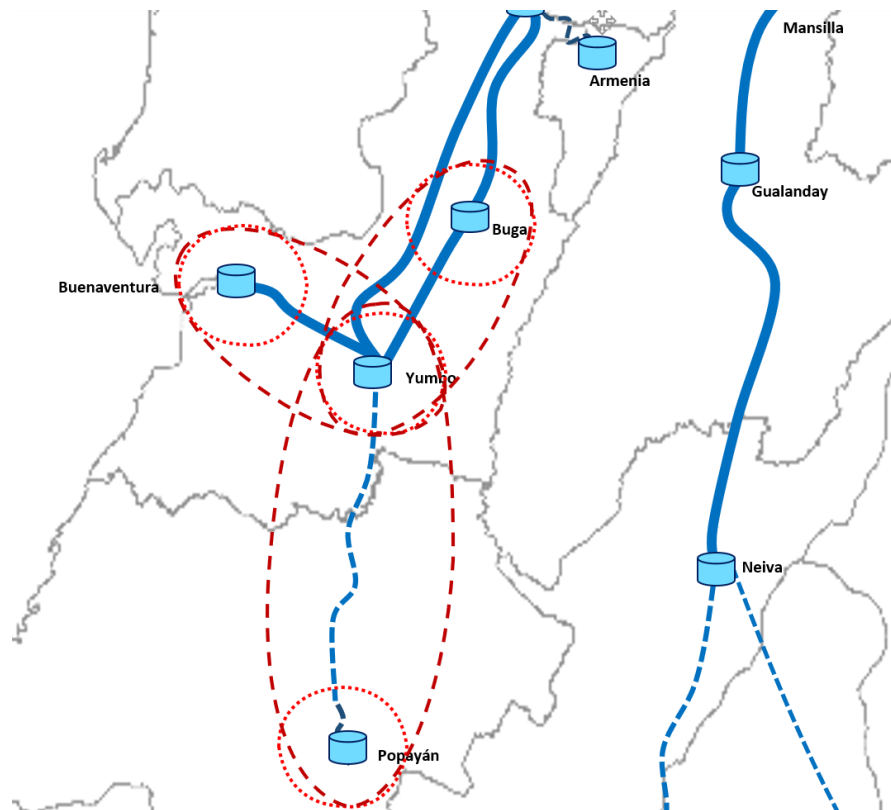
562 **3.2 Análisis Determinístico**

563 **3.2.1 Almacenamiento Estratégico Determinístico**

564 El análisis probabilístico antes presentado está basado en los indicadores de indisponibilidad de
565 los elementos del sistema nacional de suministro de petróleo y derivados. En contraste, el análisis
566 determinístico estima los costos asociados al almacenamiento estratégico en plantas de abasto y
567 su consecuencia en la tarifa, en función del número de días de demanda que éste suministre en
568 caso de que se interrumpa el suministro a éstas.

569 Al igual que en la parte anterior, se llama la atención sobre el carácter redundante que tiene el
570 almacenamiento estratégico que no solo sirve para superar fallas de la misma planta de abasto,
571 sino también de plantas vecinas, según la duración de la falla y las circunstancias geográficas lo
572 permitan. Como ejemplo, en la **Gráfica 3.2-1** están las limitaciones de suministro en Yumbo/Mulaló.
573 En primera instancia el almacenamiento estratégico local serviría para surtir la demanda de la zona,
574 después también los de plantas adyacentes como Buga, Buenaventura y Popayán servirían, en
575 caso de ser necesario, y así sucesivamente.

576 **Gráfica 3.2-1: Metodología de estimación del volumen de almacenamiento estratégico**



577

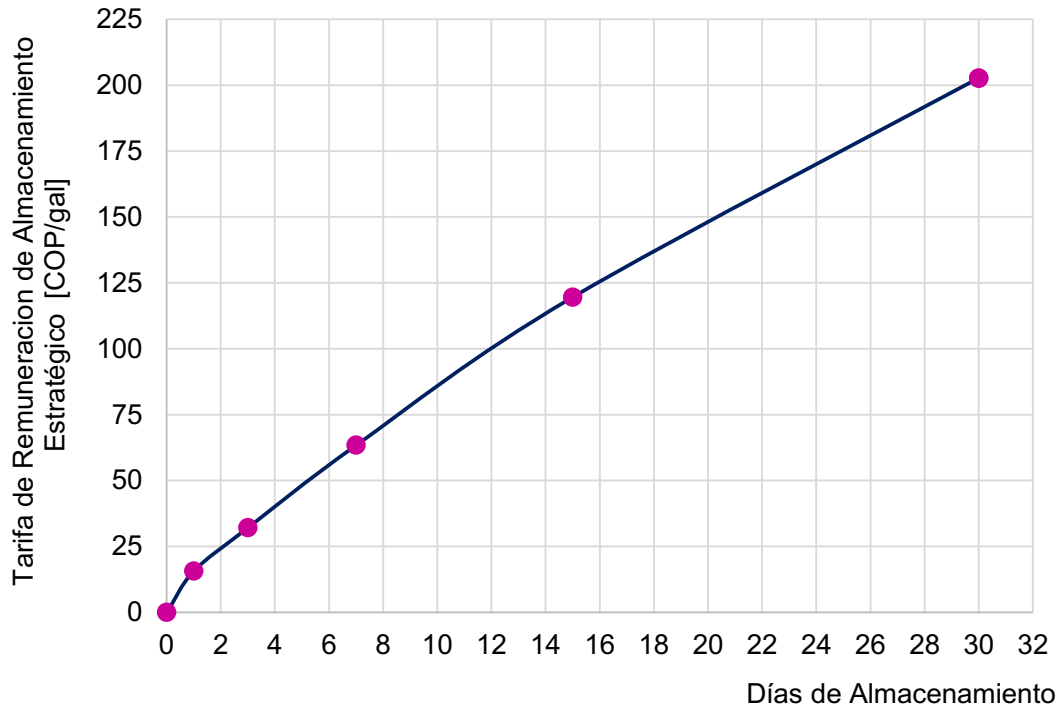
578 Fuente: UPME, a partir de información de Cenit y SICOM

579

580 A continuación, la **Gráfica 3.2-2** presenta la tarifa para remunerar los costos de almacenamiento
581 estratégico en función del número de días de demanda acumulados, esto incluyendo los costos de
582 tal infraestructura y financieros del combustible almacenado y siguiendo la metodología expuesta.

583

584 **Gráfica 3.2-2: Metodología de estimación del volumen de almacenamiento estratégico**



585

586 Fuente: UPME.

587 Fuente: UPME.

588

589 4. CONCLUSIÓN

590

591 Los análisis presentados en este documento son estimaciones obtenidas utilizando la información
592 de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos y otros interesados. Los
593 escenarios fueron diseñados con los medios de transporte y almacenamiento disponibles o en
594 desarrollo y considerando las posibles combinaciones que permitan llevar el combustible desde la
595 costa norte hasta el interior.

596 Para la UPME invita a todos los interesados a que presenten sus comentarios, sobre las
597 necesidades de confiabilidad identificadas, la metodología para determinar dichas necesidades y
598 más ampliamente, sobre las configuraciones de los proyectos que permitan responder a esas
599 necesidades.

600 Se reconoce desde la UPME que la complejidad de establecer la configuración óptima puede
601 requerir una mayor participación de la iniciativa privada, con el fin de diseñar soluciones integrales
602 que incorporen los distintos medios de transporte disponibles actualmente y aquellos que se
603 encuentran en desarrollo, además de la combinación entre infraestructura de transporte y de
604 almacenamiento clasificado como estratégico, es decir, aquel que responde a las necesidades de
605 confiabilidad, distinto al almacenamiento operativo y al comercial.

606

607 ANEXO 1: METODOLOGÍA EMPLEADA PARA ESTIMAR Y COMPARAR LOS
608 COSTOS DIRECTOS DE LA INFRAESTRUCTURA
609

610 Las alternativas planteadas en el ejercicio y su almacenamiento estratégico asociado, en términos
611 cuantitativos, busca reducir el valor esperado de demanda no abastecida. Para cada una de ellas
612 se estiman los costos asociados de inversión y operativos.

613
$$C_{Tot} = C_{Infr.Transp} + C_{Infr.AlmEstr}$$

614 Donde:

615 C_{Tot} : Costos totales de la alternativa

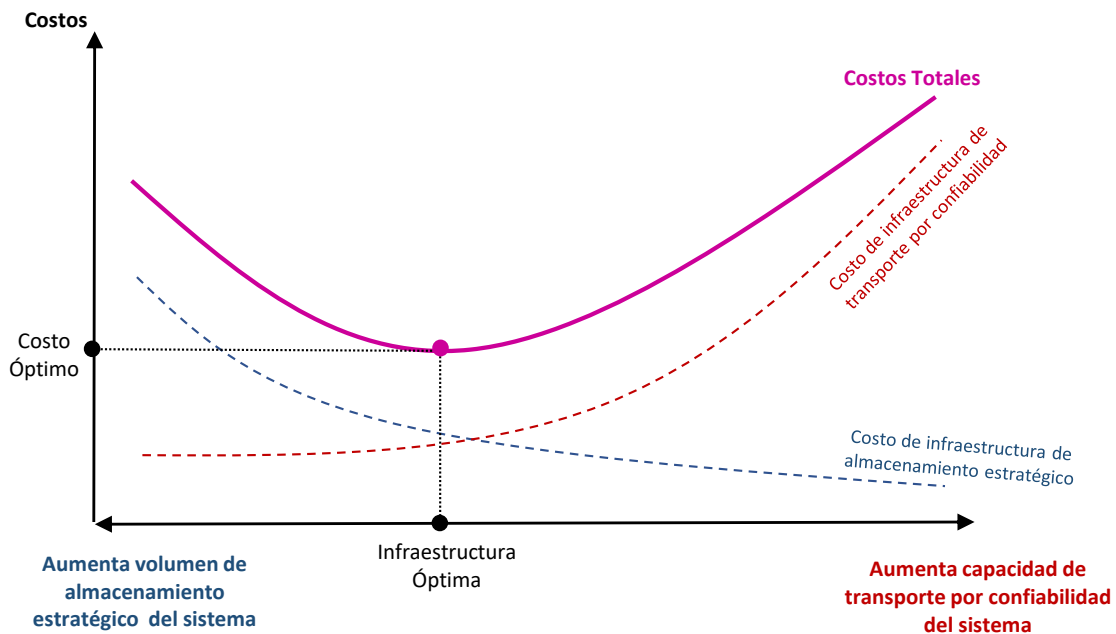
616 $C_{Infr.Transp}$: Costos de inversión, operativos y de mantenimiento de infraestructura de transporte y
617 almacenamiento operativo.

618 $C_{Infr.AlmEstr}$: Costos de inversión, operativos y de mantenimiento de infraestructura de
619 almacenamiento estratégico.

620 Los costos de infraestructura en transporte ($C_{Infr.Transp}$) y los costos de infraestructura en
621 almacenamiento ($C_{Infr.AlmEstr}$) son complementarios, pues un incremento en la capacidad de
622 transporte (nuevos poliductos, sistemas de bombeo y almacenamiento operativo) reduce la
623 necesidad de disponer de almacenamiento estratégico (para suministrar a la demanda en caso de
624 falla de los elementos del sistema), según se muestra en la

625 **Gráfica 0-1.**

626 **Gráfica 0-1: Componentes de los costos de infraestructura para confiabilidad**



627

628 Elaboración: UPME.

629 Para cada configuración se determinan:

630 i. Los costos de la infraestructura de transporte y

631

632 ii. Los costos de almacenamiento necesario para cubrir el potencial desabastecimiento
633 generado bajo tal infraestructura.

634 Nuevas vías alternativas de transporte en el sistema implicarían un menor riesgo de
635 desabastecimiento en las plantas de abasto y, por tanto, menor necesidad de almacenamiento
636 destinado a cubrir el potencial desabastecimiento por fallas del sistema. Se trata entonces de
637 determinar el escenario con la combinación de infraestructura de transporte y almacenamiento por
638 confiabilidad de menor costo directo y de menor tarifa para el usuario final.

639 La metodología probabilística basada en la indisponibilidad estadística de los elementos se
640 complementa con la metodología determinística, en la que se estiman los costos y tarifas
641 necesarias para que cada planta de abasto del país cuente con almacenamiento para suplir cierta
642 cantidad (N) de días de pérdida de suministro de combustible (sin tener en cuenta factores de
643 indisponibilidad de los elementos del sistema).

644 Al final de este capítulo, se comparan los costos directos estimados y los efectos potenciales de
645 estas inversiones en el precio de venta al público.

646 El análisis realiza la simulación del sistema de transporte por ductos, incluyendo el transporte de
647 crudo y el de derivados. Es decir, el modelo simula que toda la demanda que se atiende en el país
648 (incluso aquella que hoy en día no se transporta por poliducto) entra al sistema de transporte. El
649 resultado indica cuáles son los volúmenes comprometidos, es decir, cuáles son los tramos en los
650 cuales el volumen que debe ser transportado excede las capacidades.

651 La **Gráfica 0-2** presenta para los elementos del sistema de transporte por poliducto los flujos
652 máximos que estarían comprometidos en caso de falla en cada uno de estos. Los ductos y
653 elementos de mayor capacidad son los que más comprometerían el suministro de combustibles en
654 caso de que salgan de operación.

655 En particular, la línea que conecta los nodos de Pozos Colorados, Barrancabermeja, Sebastopol y
656 Puerto Salgar exigiría algún tipo de acción para reducir el riesgo de desabastecimiento al interior
657 del país.

658

659

660

661

662

663

664

665

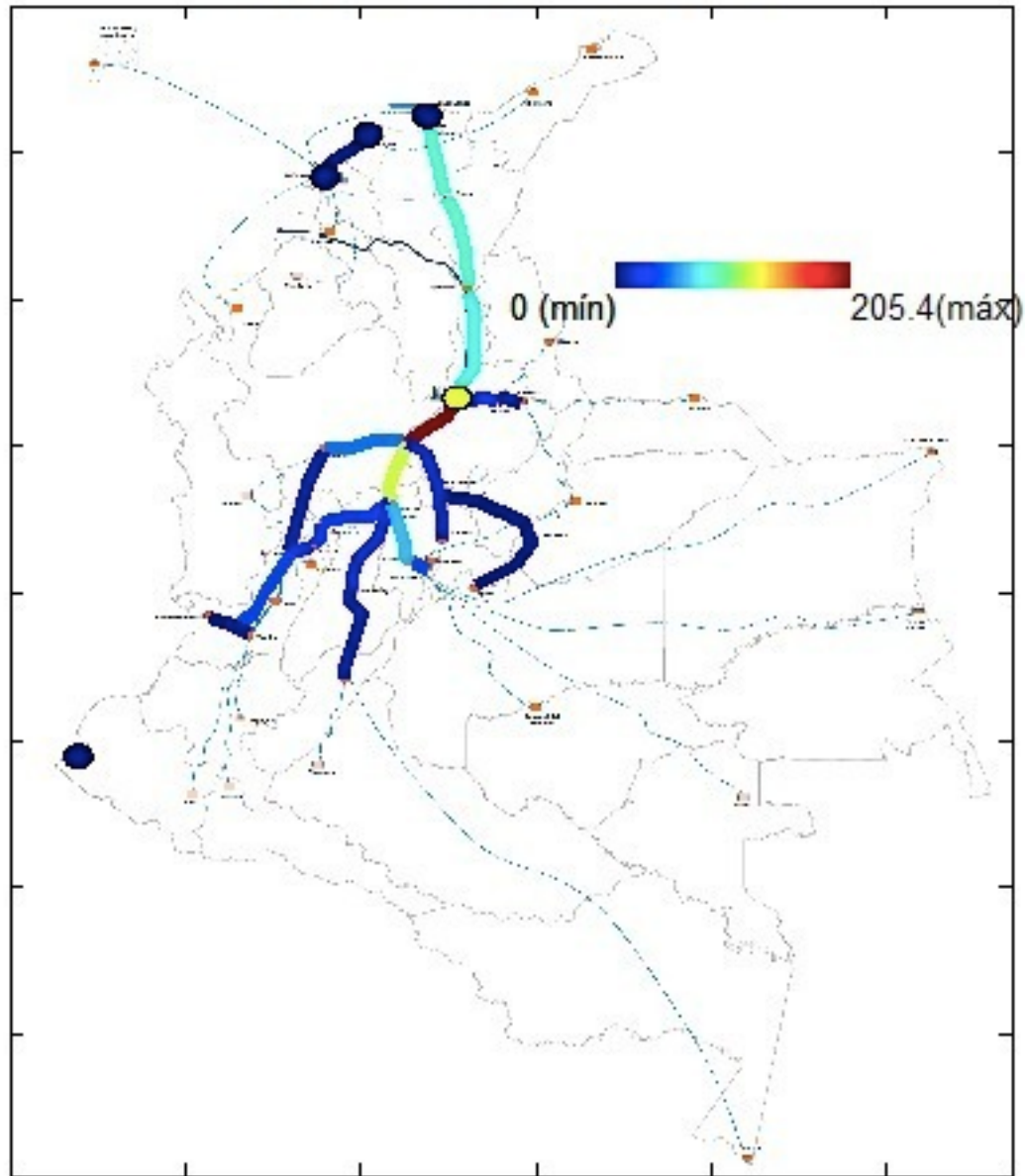
666

667

668

Gráfica 0-2: Falla en elementos del sistema en el año 2025

Flujo comprometido en 2025 (kBPD)



669

670

671

Fuente: UPME.

672 [Valor esperado de demanda no abastecida \(VEDNA\)– Escenario Base](#)

673 El valor Esperado de Demanda No Abastecida (VEDNA_PA) corresponde a la demanda que se
674 dejaría de atender en las plantas de abasto debido a fallas probabilísticas en los diferentes

675 elementos del sistema⁵. Esta magnitud cambia en el tiempo a medida que la demanda de tales
676 plantas aumenta o se dan cambios en la infraestructura del sistema. La

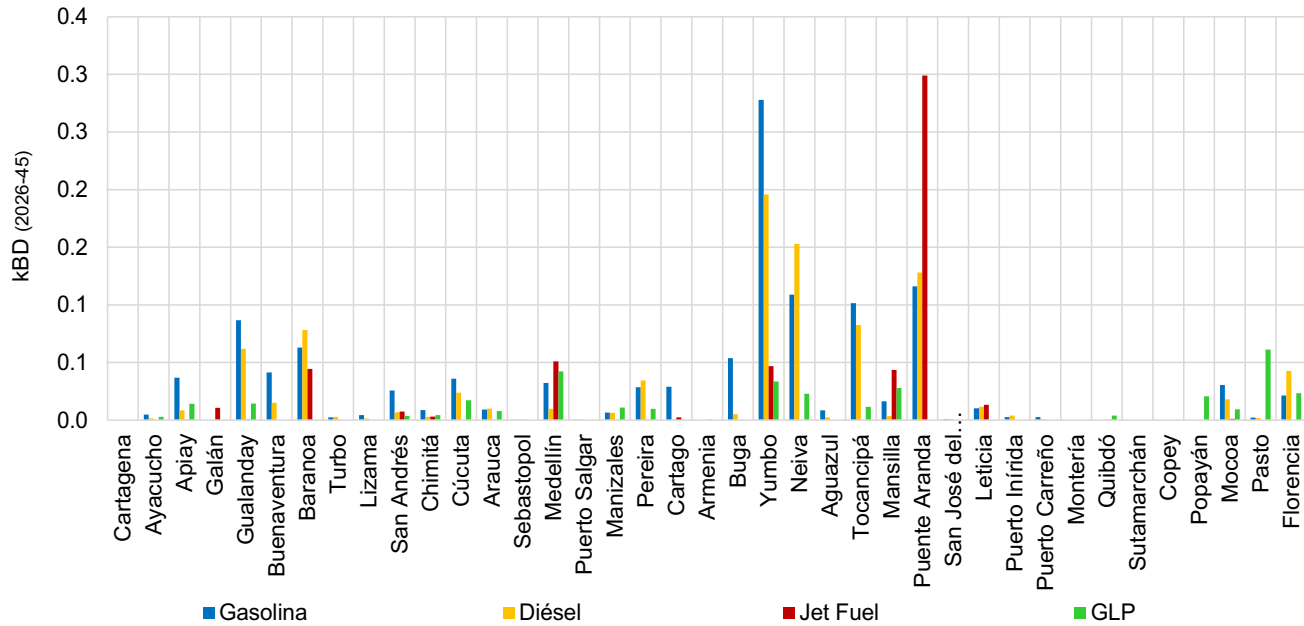
677

678 **Gráfica 0-3** presenta estos valores en su promedio para el periodo 2026-2045.

679

680

Gráfica 0-3: Nodos de demanda y VEDNA-PA promedio 2026-45



681

682 Fuente: UPME.

683 Los principales volúmenes de demanda no abastecida para el periodo 2026-2045 están en Yumbo,
684 particularmente para gasolina y diésel, seguidos de Neiva, Tocancipá, Puente Aranda, Gualanday
685 y Baranoa. En el caso del Jet Fuel, la condición más crítica está en Puente Aranda. Este caso en
686 particular fue ya identificado desde el análisis de abastecimiento presentado en el primer
687 documento del PIACL. Para GLP, Pasto, Medellín y Yumbo son los principales nodos con riesgo
688 de desabastecimiento.

689 Para visualizar de otra manera el riesgo de suministro en plantas de abasto (*i*), se presenta un
690 segundo indicador **VEDNA_PA%** que corresponde a la relación entre primer indicador y la
691 demanda correspondiente, así:

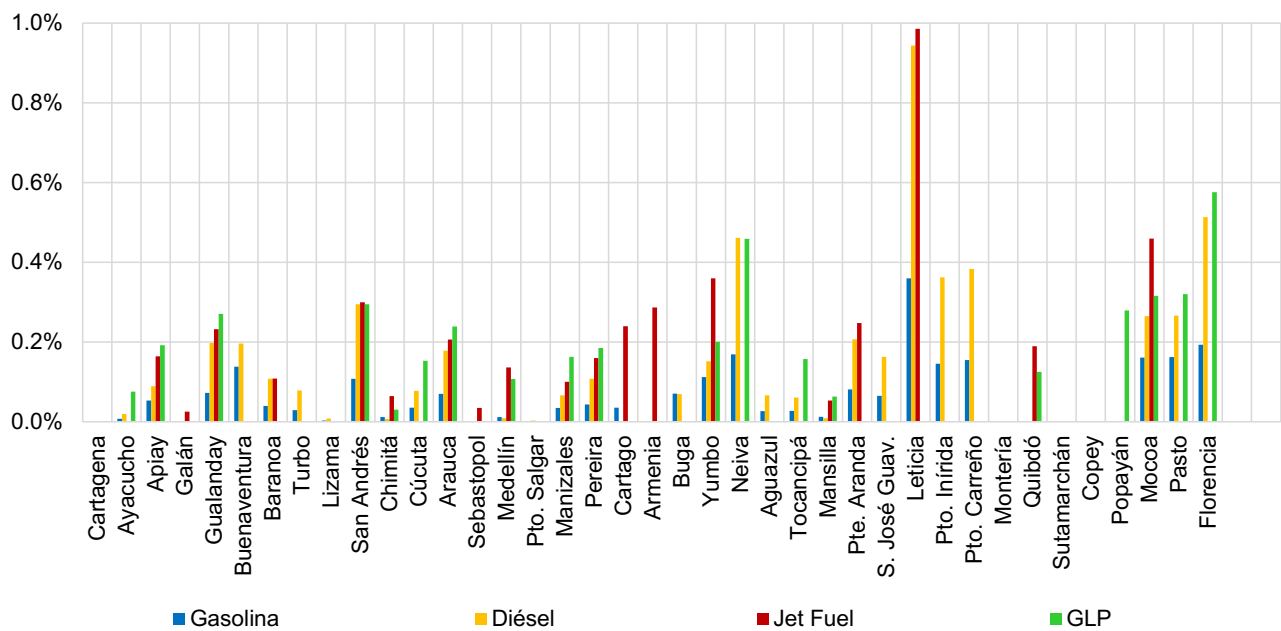
⁵ Metodológicamente, para establecer este indicador para cada planta de abasto:

- i)- Se determina la demanda desabastecida que habría en caso de falla (salida de operación) de cada uno de los elementos del sistema;
- ii)- Para cada elemento que falla, se multiplica tal demanda desabastecida (i) por la probabilidad de falla del elemento que la causa, denominando a este producto demanda desabastecida ponderada;
- iii)- Se suman tales demandas desabastecidas ponderadas (el número de sumandos es el número de elementos del sistema que pueden fallar).

$$VEDNA_PA \%_i = \frac{|VEDNA_PA_MEDIO_i|_{2026-45}}{|DEMANDA_PA_MEDIA_i|_{2026-45}}$$

En términos porcentuales con respecto a la demanda media, el nodo más crítico es Leticia para diésel, Jet Fuel y gasolina. Neiva, Florencia y Pasto tienen los principales riesgos de desabastecimiento de GLP.

Gráfica 0-4: Nodos de demanda y VEDNA_PA% promedio 2026-45 en plantas de abasto



Fuente: UPME.

A escala nacional también se determina, para cada año (t), el VEDNA nacional (VEDNA_Nt) y el (VEDNA_N%t), los cuales se muestran en la siguiente gráfica.

$$VEDNA_N_t = \sum_i VEDNA_PA_{i,t}$$

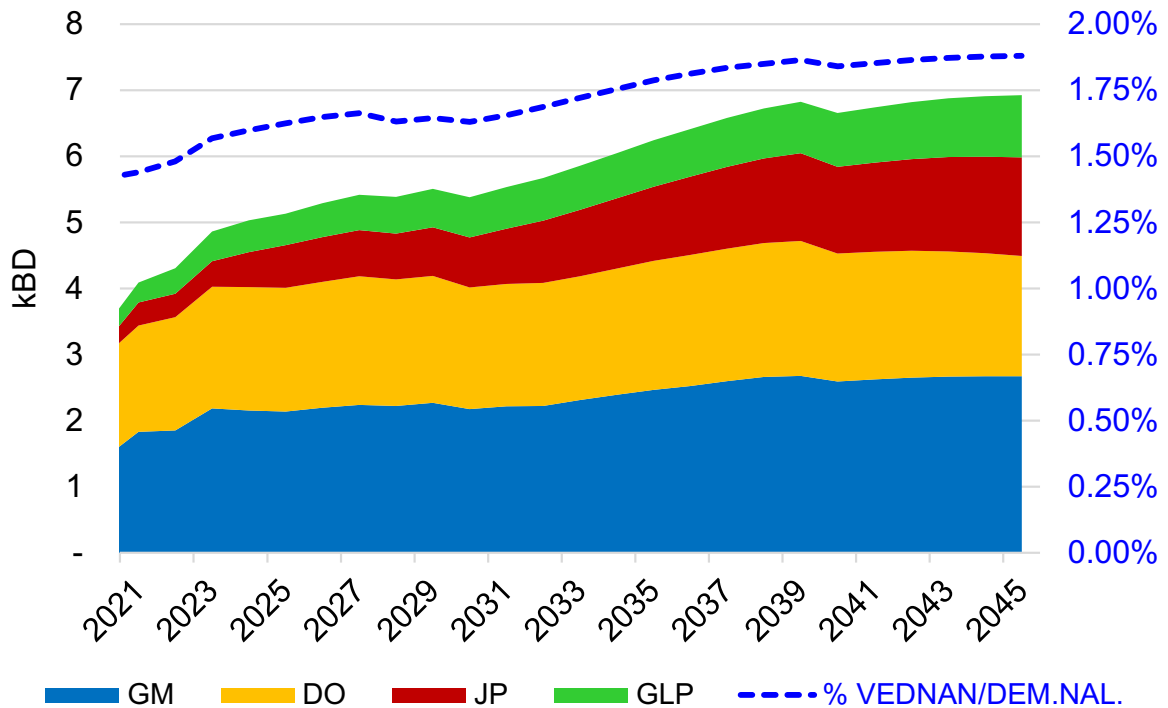
$$VEDNA_N\%_t = \frac{VEDNA_N_t}{DEMANDA_N_t}$$

La siguiente gráfica presenta los valores de demanda desabastecida (y su porcentaje con respecto a la demanda media) para el periodo completo hasta 2045. Es posible concluir que el riesgo de

711 desabastecimiento a nivel nacional continúa creciendo para todos los productos. Aunque los
712 volúmenes son mayores para gasolina y diésel (áreas azul y amarilla, respectivamente), el riesgo
713 para el Jet Fuel y el GLP tiene un crecimiento proporcionalmente mayor al de la gasolina y el diésel.

714
715
716
717

Gráfica 0-5: VEDNA_N y VEDNA_N% – Escenario Base



718
719
720

Fuente: UPME.

721 **Costos indicativos de infraestructura de almacenamiento estratégico – Escenario Base**

722 Como resultado del VEDNA_PA en cada planta de abasto (*i*) y combustible (*j*), se determina el
723 almacenamiento que sería necesario mantener, asumiendo que se presenta en cada planta una
724 sola falla al año (*t*). Se tiene que:

725
726
727
728
729

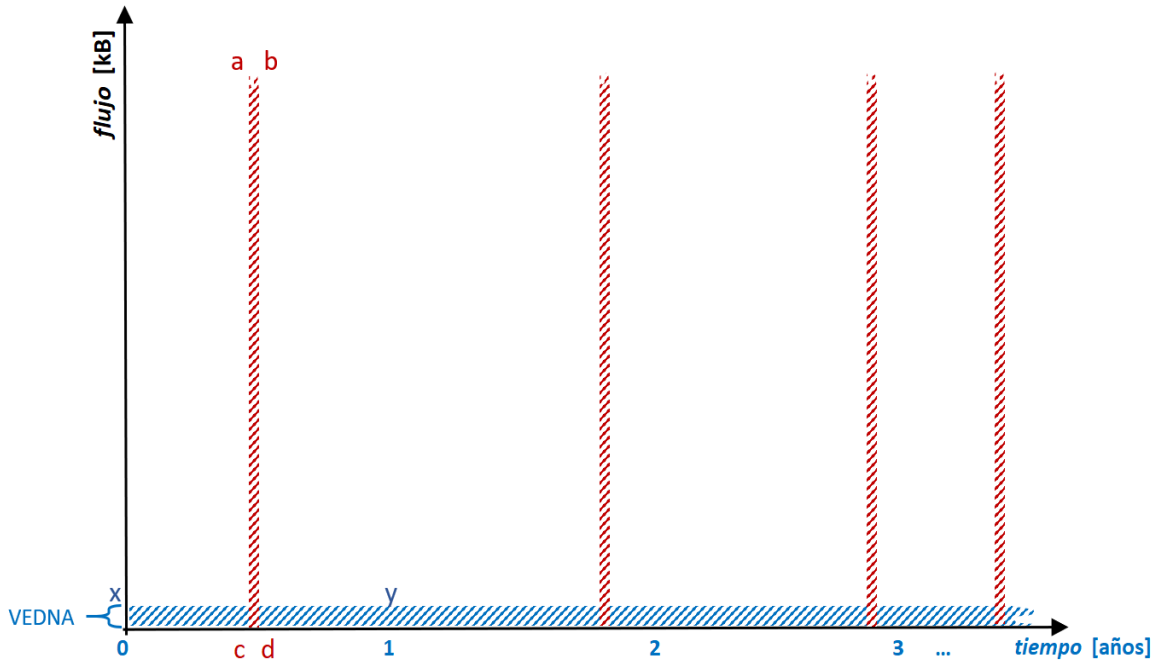
$$ALM_{i,j,t} : \text{Volumen } \overline{xy01}_{i,j,t} = \text{Volumen } \overline{abcd}_{i,j,t}$$

730

731

732 **Gráfica 0-6: Metodología de estimación del volumen de almacenamiento estratégico**

733



734

735 Fuente: UPME.

736 Para cada año de análisis, el almacenamiento ($ALM_{i,j,t}$) se estima como:

$$737 \quad ALM_{i,j,t} = VEDNA_{i,j,t} * 365 \text{ días}$$

738 La capacidad de almacenamiento a construir para contar con el volumen necesario es el máximo
739 almacenamiento necesario entre todos los años (t) de análisis:

$$740 \quad V_{ALM_{i,j}} = \text{Máx.}_t [V_{ALM_{i,j,t}}]$$

741 Los costos de inversión, así como de operación y mantenimiento, en infraestructura de
742 almacenamiento se estiman con relación al $V_{ALM_{i,j}}$, según los costos indicativos del Anexo 1 de
743 este documento. La **Tabla 0-1** presenta los resultados por planta de abasto y combustible para
744 este Escenario Base.

745

746

747

748

749

750
751
752

Tabla 0-1: Costos indicativos de almacenamiento estratégico

	Volumen de Almacenamiento				Costos de Inversión				Costos de Operación y Mantenimiento				Costos del combustible almacenado			
	$V_{ALM_{i,j}}$ [kB]				[MUSD]				[MUSD, 20 años]				[MUSD, 20 años]			
	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP
Total Nacional	1,056	817.12	543.97	343.34	112.87	91.383	55.313	55.268	40.248	32.586	19.724	19.708	89.3	69.1	46.0	29.0
Cartagena	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Ayacucho	4	1	0	3	0.9	0.6	-	1.0	0.3	0.2	-	0.3	0.3	0.1	0.0	0.2
Apiay	32	7	0	14	3.7	1.3	0.5	2.4	1.3	0.5	0.2	0.8	2.7	0.6	0.0	1.1
Galán	0	0	17	-	-	-	2.2	-	-	-	0.8	-	0.0	0.0	1.4	-
Gualanday	69	49	0	13	7.2	5.3	0.6	2.3	2.6	1.9	0.2	0.8	5.9	4.1	0.0	1.1
Buenaventura	34	16	0	0	3.9	2.1	-	-	1.4	0.8	-	-	2.9	1.3	0.0	0.0
Baranoa	50	62	44	0	5.5	6.5	4.8	-	1.9	2.3	1.7	-	4.3	5.2	3.7	0.0
Turbo	2	2	0	0	0.7	0.7	-	-	0.3	0.3	-	-	0.2	0.2	0.0	0.0
Lizama	3	1	0	0	0.9	0.6	-	-	0.3	0.2	-	-	0.3	0.1	0.0	0.0
San Andrés	21	5	7	3	2.6	1.1	1.3	1.1	0.9	0.4	0.5	0.4	1.7	0.5	0.6	0.3
Chimitá	8	6	3	5	1.3	1.1	0.9	1.3	0.5	0.4	0.3	0.5	0.7	0.5	0.3	0.4
Cúcuta	36	21	0	19	4.1	2.7	0.5	3.0	1.5	0.9	0.2	1.1	3.1	1.8	0.0	1.6
Arauca	8	8	0	7	1.3	1.4	0.5	1.6	0.5	0.5	0.2	0.6	0.7	0.7	0.0	0.6
Sebastopol	0	0	0	0	0.5	0.5	0.5	-	0.2	0.2	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Medellín	38	8	52	38	4.3	1.3	5.6	5.4	1.5	0.5	2.0	1.9	3.2	0.7	4.4	3.3
Puerto Salgar	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Manizales	6	5	0	10	1.1	1.1	0.5	1.9	0.4	0.4	0.2	0.7	0.5	0.4	0.0	0.9
Pereira	25	29	0	10	3.1	3.4	0.5	2.0	1.1	1.2	0.2	0.7	2.1	2.4	0.0	0.9
Cartago	24	0	3	0	2.9	0.6	0.8	-	1.0	0.2	0.3	-	2.0	0.0	0.2	0.0
Armenia	0	0	0	0	-	-	0.5	-	-	-	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Buga	46	5	0	0	5.1	1.0	-	-	1.8	0.4	-	-	3.9	0.4	0.0	0.0
Yumbo	230	163	48	36	18.3	14.4	5.3	5.1	6.5	5.1	1.9	1.8	19.5	13.8	4.1	3.0
Neiva	89	124	0	23	8.8	11.6	-	3.6	3.1	4.1	-	1.3	7.5	10.4	0.0	2.0
Aguazul	9	2	0	0	1.4	0.7	-	-	0.5	0.3	-	-	0.7	0.2	0.0	0.0
Tocancipá	99	72	0	10	9.6	7.4	-	2.0	3.4	2.6	-	0.7	8.4	6.1	0.0	0.9
Mansilla	18	6	57	42	2.3	1.2	6.0	5.8	0.8	0.4	2.2	2.1	1.5	0.5	4.8	3.5
Puente Aranda	146	155	297	0	13.2	13.8	21.2	-	4.7	4.9	7.5	-	12.4	13.1	25.1	0.0
S. José Guaviare	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.1	0.1	0.0	0.0
Leticia	8	9	13	0	1.4	1.5	1.9	-	0.5	0.5	0.7	-	0.7	0.8	1.1	0.0
Puerto Inírida	2	3	0	0	0.8	0.8	-	-	0.3	0.3	-	-	0.2	0.3	0.0	0.0
Puerto Carreño	2	1	0	0	0.7	0.6	-	-	0.3	0.2	-	-	0.2	0.0	0.0	0.0
Quibdó	0	0	0	4	-	-	0.5	1.2	-	-	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.3
Popayán	0	0	0	19	-	-	-	3.1	-	-	-	1.1	0.0	0.0	0.0	1.6
Mocoa	25	18	1	9	3.1	2.4	0.6	1.7	1.1	0.8	0.2	0.6	2.1	1.5	0.1	0.7
Pasto	2	2	0	56	0.7	0.7	-	7.4	0.2	0.2	-	2.6	0.2	0.1	0.0	4.7
Florencia	17	34	0	21	2.3	3.9	-	3.3	0.8	1.4	-	1.2	1.5	2.9	0.0	1.8

753
754
755

Fuente: UPME. Nota: las filas corresponden a las plantas de abasto (i) y las columnas al combustible (j).

756 **Costo indicativo financiero del combustible almacenado – Escenario Base**

757 El combustible que se almacena estratégicamente para suplir la demanda en caso de fallas del
758 sistema tiene un costo anual ($C_{Liq. Alm_{i,j,t}}$) determinado en este estudio por la siguiente ecuación:

759

760

$$C_{Liq. Alm_{i,j,t}} = P_{j,t} \cdot V_{ALM_{i,j}} \cdot d$$

761 Donde:

762 $P_{j,t}$: precio del combustible (j), para el año (t).

763 d : tasa anual de descuento (= 12.75%).

764 Y para el agregado de los veinte años (2026-45), el costo financiero del combustible almacenado
765 para cada planta de abasto y combustible sería el siguiente y también en la **Tabla 0-1** se presenta:

$$766 \quad C_{Liq. Alm_{i,j}} = \sum_{t=2026, \dots, 2045} C_{Liq. Alm_{i,j,t}} \cdot \frac{1}{(1+d)^t}$$

767

768 **Costos indicativos de Infraestructura de Confiabilidad**

769

770 En la **Tabla 0-2** se presentan los costos estimados para el escenario base. Este Escenario Base
771 no incluye nuevos poliductos o estaciones de bombeo, solo lo relativo a almacenamiento
772 estratégico:

773 **Tabla 0-2: Estimación de costos de infraestructura de confiabilidad, agregado 2026-45**

[MUSD]		GM	DO	JP	GLP	Todos
Poliductos y Estaciones de Bombeo	Costos de Inversión	-	-	-	-	-
	Costos de Operación y Mantenimiento	-	-	-	-	-
Almacenamiento	Costos de Inversión	112.9	91.4	55.3	55.3	314.8
	Costos de Operación y Mantenimiento	40.2	32.6	19.7	19.7	112.3
	Costos del Combustible Almacenado	89.3	69.1	46.0	29.0	233.4
Total:		242.4	193.1	121.0	104.0	660.5

774

Fuente: UPME.

775

776

777 **Estimación de remuneración de costos directos para infraestructura de confiabilidad**

778 A partir de la **Tabla 0-2** se estima la remuneración de la nueva infraestructura, asumiendo que se
779 aplicaría al total de la demanda nacional de gasolinas (corriente y extra), diésel, Jet A1 y GLP.
780 Aquí se considera también una tasa de descuento anual de 12.75% y tasa de cambio de 3700
781 COP/USD.

782

783

784

785

786

Tabla 0-3: Estimación de remuneración para infraestructura y almacenamiento de confiabilidad – Escenario base

Tipo de Costo	MUSD	MUSD/año
	Valor Presente	Anualidad
Inversión	314.83	44.15
O&M	112.26	15.74
Financiero de Almacen. de Combustible	233.41	32.73
Total:	660.51	92.62

		kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año
	Factor de Descuento	Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)
2021		284.21	103.74				
2022		290.92	106.19				
2023		310.32	113.58				
2024		314.77	114.89				
2025	100.00%	315.95	115.32				
2026	88.69%	320.90	117.13	\$92.62	\$0.79	\$69.7	\$82.14
2027	78.66%	325.75	119.22	\$92.62	\$0.78	\$68.4	\$72.85
2028	69.77%	330.25	120.54	\$92.62	\$0.77	\$67.7	\$64.62
2029	61.88%	334.93	122.25	\$92.62	\$0.76	\$66.7	\$57.31
2030	54.88%	330.05	120.47	\$92.62	\$0.77	\$67.7	\$50.83
2031	48.67%	334.25	122.34	\$92.62	\$0.76	\$66.7	\$45.08
2032	43.17%	336.07	122.67	\$92.62	\$0.76	\$66.5	\$39.98
2033	38.29%	340.23	124.18	\$92.62	\$0.75	\$65.7	\$35.46
2034	33.96%	344.73	125.83	\$92.62	\$0.74	\$64.8	\$31.45
2035	30.12%	349.33	127.86	\$92.62	\$0.72	\$63.8	\$27.89
2036	26.71%	353.85	129.16	\$92.62	\$0.72	\$63.2	\$24.74
2037	23.69%	358.68	130.92	\$92.62	\$0.71	\$62.3	\$21.94
2038	21.01%	363.50	132.68	\$92.62	\$0.70	\$61.5	\$19.46
2039	18.64%	366.15	134.01	\$92.62	\$0.69	\$60.9	\$17.26
2040	16.53%	361.49	131.94	\$92.62	\$0.70	\$61.8	\$15.31
2041	14.66%	363.88	132.82	\$92.62	\$0.70	\$61.4	\$13.58
2042	13.00%	365.84	133.53	\$92.62	\$0.69	\$61.1	\$12.04
2043	11.53%	367.22	134.40	\$92.62	\$0.69	\$60.7	\$10.68
2044	10.23%	367.93	134.30	\$92.62	\$0.69	\$60.8	\$9.47
2045	9.07%	368.30	134.43	\$92.62	\$0.69	\$60.7	\$8.40
Total (2026-45):							660.51

787

788 Fuente: UPME.

789

790

791 ANEXO 2: COSTOS INDICATIVOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

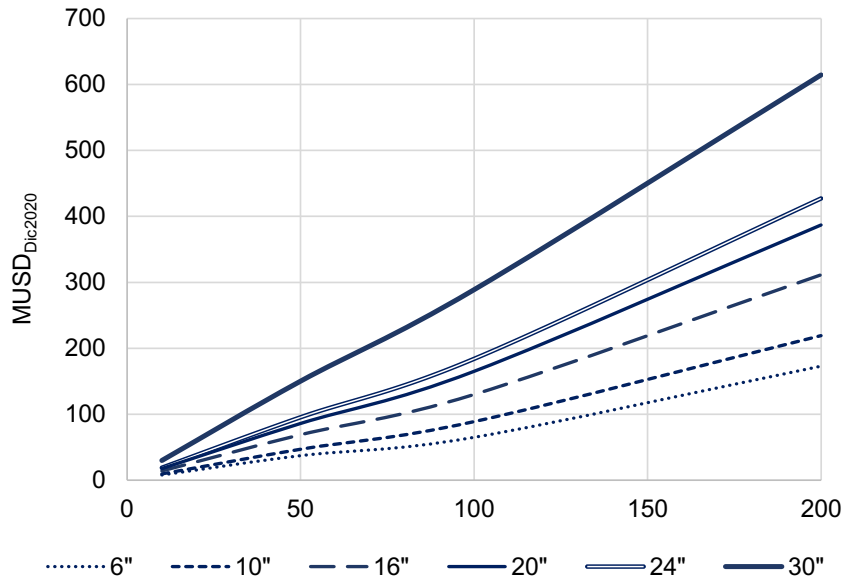
792

793 A2.1 Costos Indicativos de Polductos

794

795

Gráfica A 1: Costos indicativos de inversión en polductos

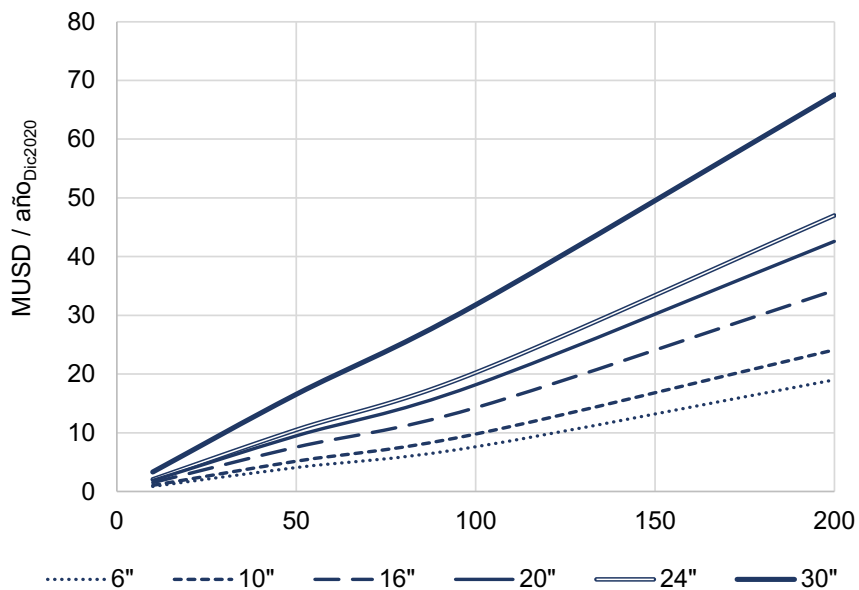


796

797

798

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



799

800

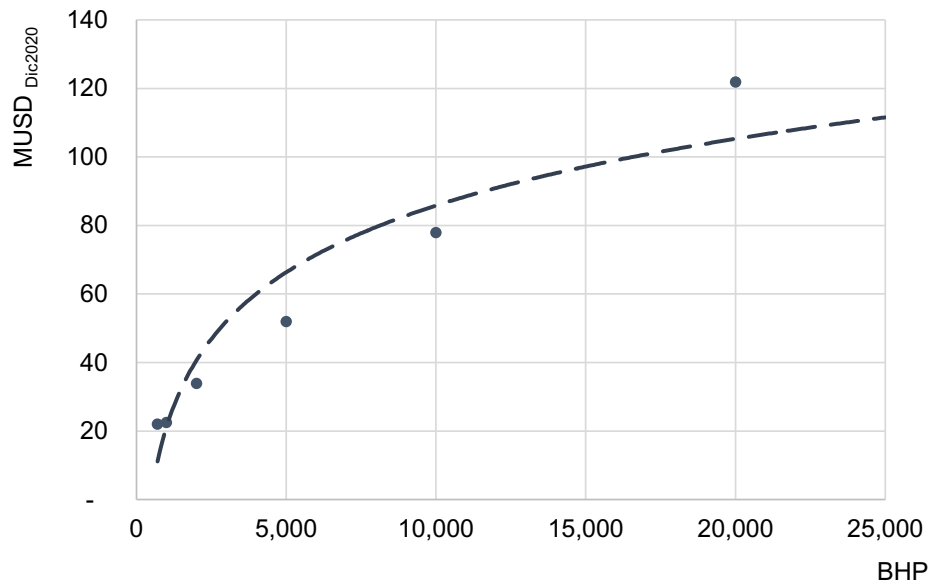
801

802 A2.2 Costos Indicativos de Sistemas de Bombeo

803

804

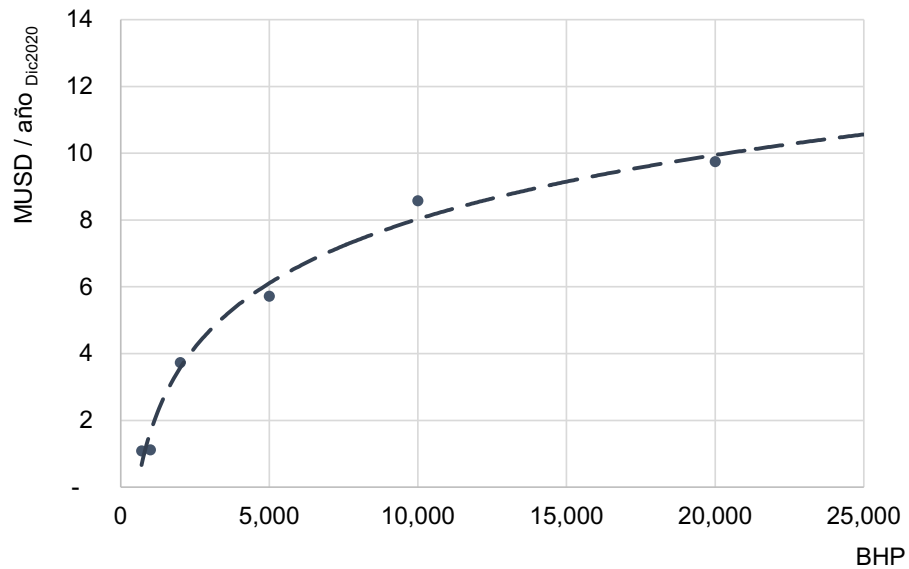
Gráfica A 3: Costos indicativos de inversión en sistemas de bombeo



805

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

806



807

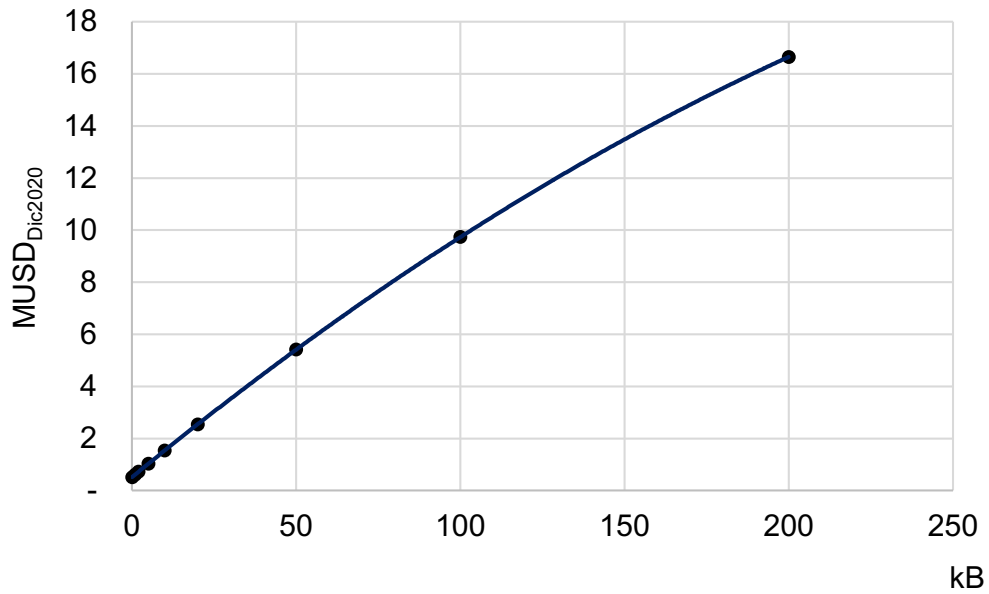
808

809 A2.3 Costos Indicativos de Sistema de Almacenamiento

810

811

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

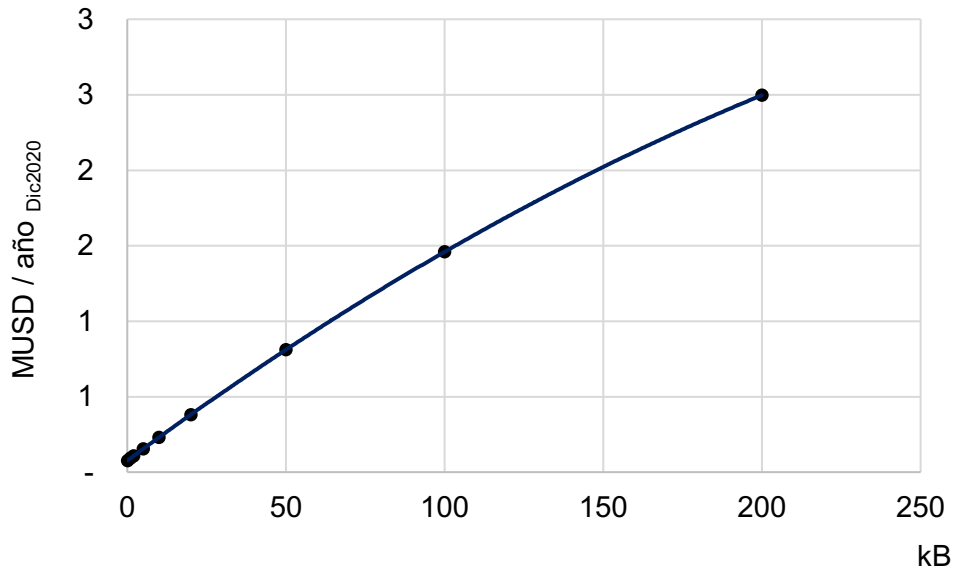


812

813

814

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



815

816

817

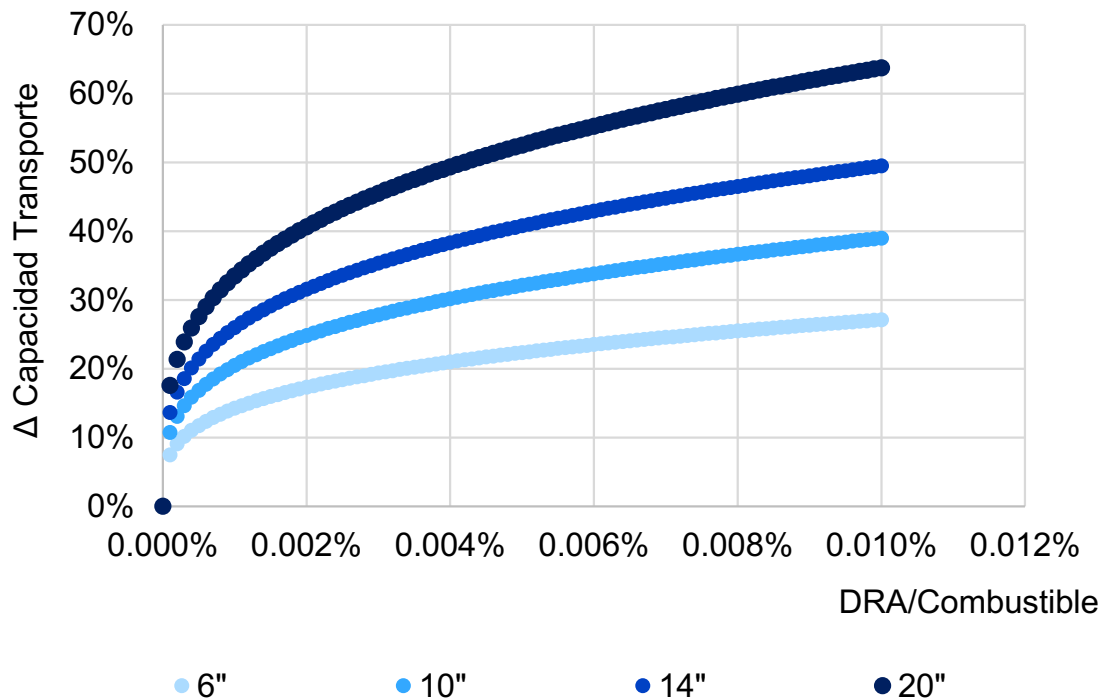
818 ANEXO 3: RELACIÓN DE UTILIZACIÓN DE DRA (DRAG REDUCING AGENT)

819

820 A continuación, se presenta la relación de incremento de la capacidad de transporte de un
821 poliducto, su diámetro y proporción de uso del DRA. Para este último se asume un costo de
822 2,500 USD/barril, valor de diciembre de 2020.

823

824 **Gráfica A 7: Relación de incremento de la capacidad de transporte por utilización de**
825 **DRA**



826

827

828

829

830 ANEXO 4: COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR
831 CARROTANQUE
832

TARIFAS POR RANGOS (Km) A PARTIR DEL 10 DE NOVIEMBRE	
LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NACIONAL	
ESQUEMA \$/BARRIL-KM	
RUTAS	COSTOS \$/BI-KM
≤ 50 km	\$ 80,62
51-100 km	\$ 73,31
101-200 km	\$ 65,21
201-300 Km	\$ 55,33
301-400 km	\$ 47,24
401 km - 600 km	\$ 39,99
601 km - 800 km	\$ 37,30
801 km - 1000 km	\$ 33,83
1001 - 1400 km	\$ 31,80
> 1401 Km	\$ 29,12

LISTA DE PRECIOS UNITARIOS OPERACIÓN NARIÑO Y PUTUMAYO	
ESQUEMA \$/BARRIL-KM	
RUTAS	COSTOS \$/BI-KM
≤ 50 km	\$ 127,73
51-100 km	\$ 110,90
101-150 km	\$ 91,57
151-200 Km	\$ 78,87
201-300 km	\$ 70,70
301 - 400 km	\$ 65,41
> 401 Km	\$ 60,60

833
834 Fuente: Ecopetrol. Disponible en:
835 https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiTiM7O1p_xAhUbCjQIHcRBCQwQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fwww.ecopetrol.com.co%2Fwps%2Fwcm%2Fconnect%2Fba204132-0cd3-49fc-9cb1-df0a716fb3d0%2FTarifas-Carrotanques.pdf%3FMOD%3DAJPERES%26attachment%3Dtrue%26id%3D1583020024201&usq=AOvVaw11psENVk1MfLJBEsNFB8JI
836
837
838
839

840

841
842

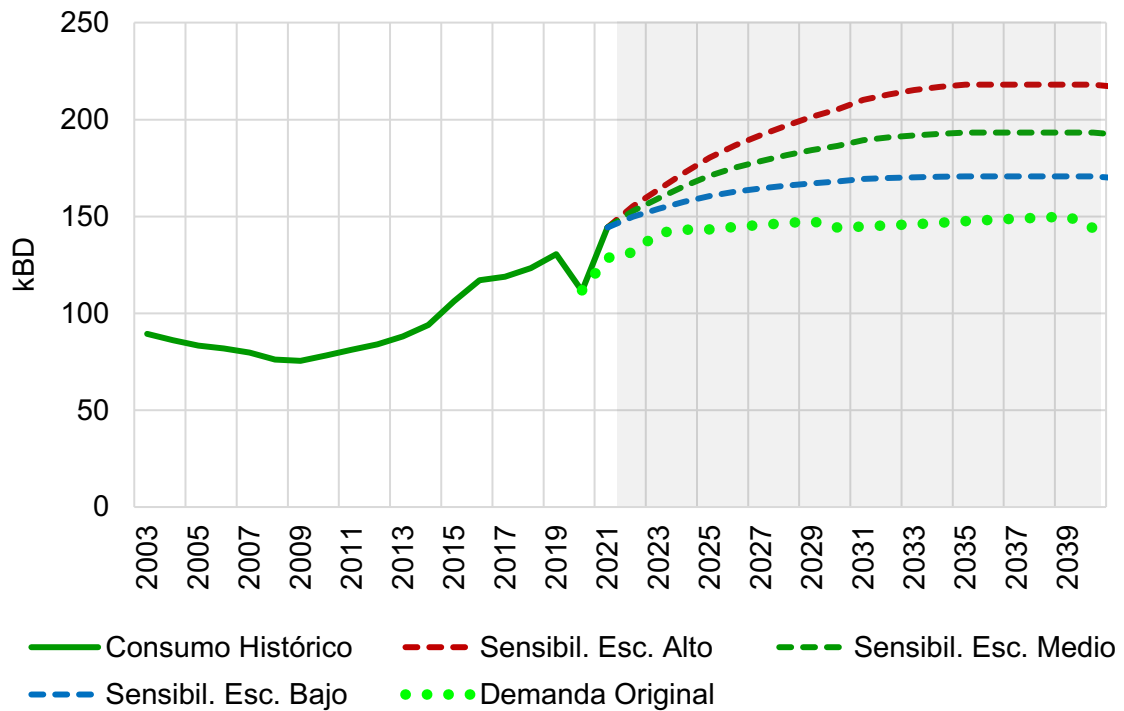
ANEXO 4: ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Preliminar)

843
844
845
846
847
848

Durante lo corrido del año 2021, y en particular en el segundo semestre, la recuperación económica y otros factores han generado cambios en el consumo de combustibles que por su reciente aparición son motivo aún de análisis para estimar las consecuencias que tendrían en el largo (o si conforman una situación de coyuntura que pueda superarse en el corto plazo). Teniendo en cuenta estos recientes cambios en el consumo se han elaborado los escenarios de sensibilidad en la proyección de demanda, los cuales a continuación se presentan.

849

Gráfica A 8: Escenarios de sensibilidad para la proyección de demanda de gasolina



850
851

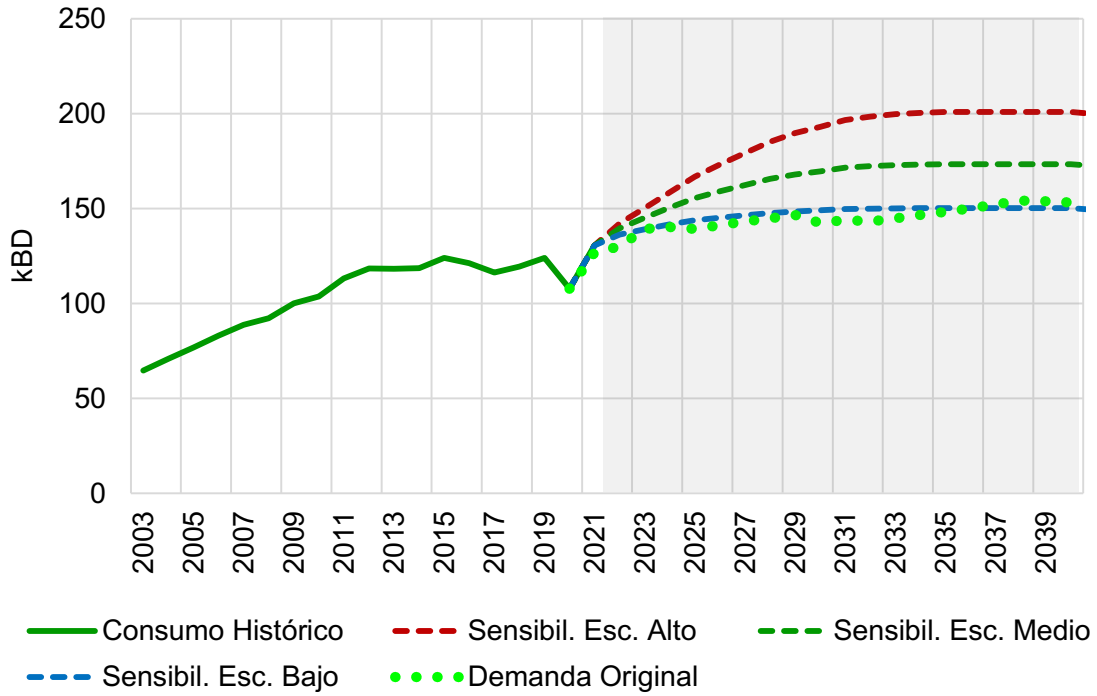
852
853
854
855
856
857

Para cada combustible y con datos hasta el tercer trimestre del año 2021, estas sensibilidades proyectadas consideran cambios en las tasas de crecimiento durante las dos últimas décadas y las expectativas de transición energética en el sector transporte hacia el consumo de energéticos menos contaminantes en el futuro. Su resolución es a nivel de planta de abasto, a fin de tener en cuenta que cada región del país tiene una dinámica propia de evolución de su demanda de combustibles

858
859
860
861
862

863

Gráfica A 9: Escenarios de sensibilidad para la proyección de demanda de ACPM

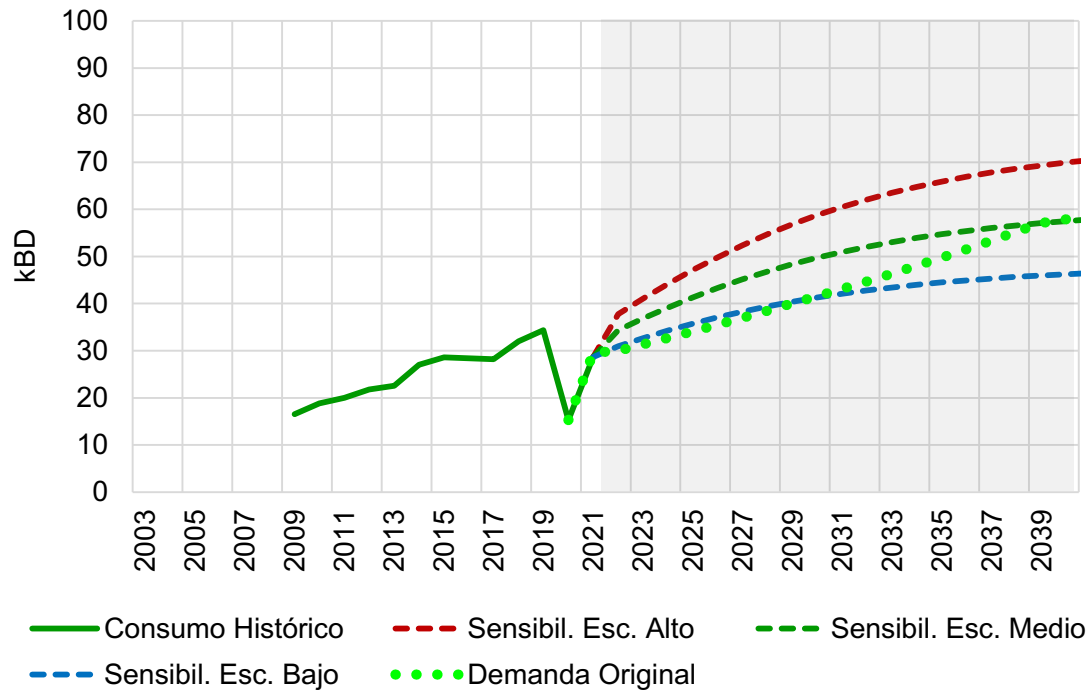


864

865

866

Gráfica A 10: Escenarios de sensibilidad para la proyección de demanda de Jet Fuel

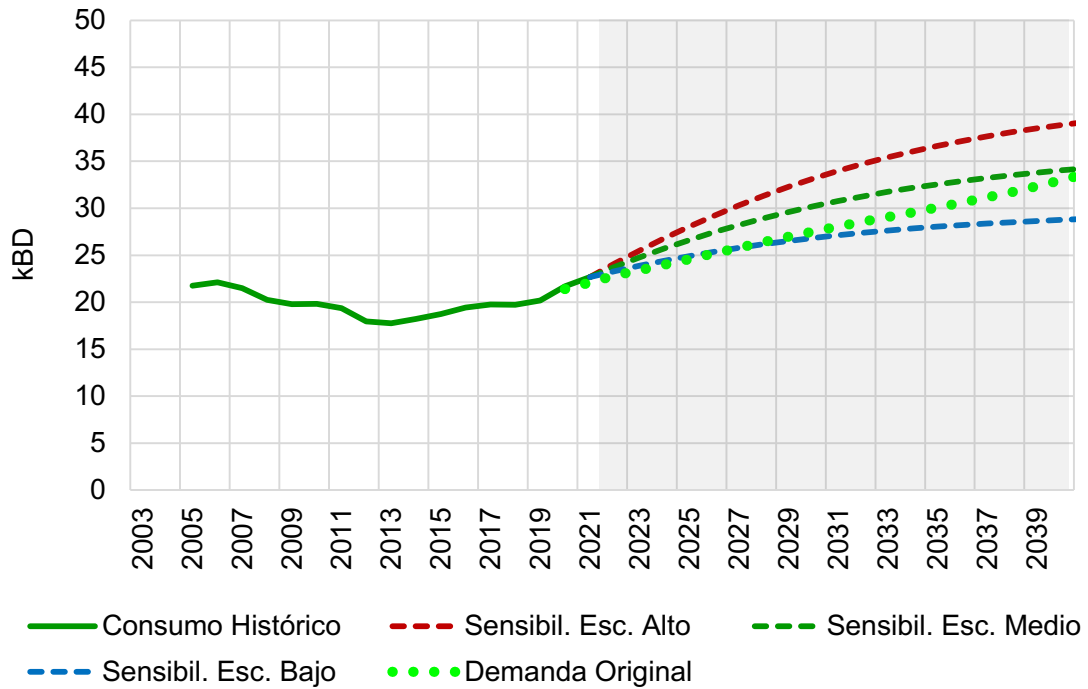


867

868

869

Gráfica A 11: Escenarios de sensibilidad para la proyección de demanda de GLP



870

871

872 En la medida en que se incorpore nueva información y se tenga una noción mucho más concreta
 873 de la dinámica del mercado y de la recuperación posterior a la pandemia, se espera que la
 874 incertidumbre asociada al comportamiento de la demanda pueda disminuir.

875 ANEXO 5: ESCENARIO 2 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE
876 ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO

877 Siguiendo la metodología expuesta, se presentan en la **Tabla 0-1** se exponen los costos estimados
878 de almacenamiento estratégico: inversión, operación y mantenimiento, y del combustible
879 almacenado:

880 **Tabla 0-1: Costos relativos al almacenamiento estratégico - Escenario 2**

	Volumen de Almacenamiento $V_{ALM_{i,j}}$ [kB]				Costos de Inversión [MUSD]				Costos de Operación y Mantenimiento [MUSD, 20 años]				Costos del combustible almacenado [MUSD, 20 años]			
	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP
Total Nacional	869	827.16	356.02	203.81	100.84	96.175	44.842	39.322	35.959	34.294	15.99	14.022	73.5	69.9	30.1	17.2
Cartagena	93	75	19	14	9.2	7.7	2.5	2.4	3.3	2.7	0.9	0.9	7.9	6.3	1.6	1.2
Ayacucho	20	6	0	3	2.5	1.2	-	1.1	0.9	0.4	-	0.4	1.7	0.5	0.0	0.3
Apiay	20	8	0	6	2.6	1.3	0.5	1.5	0.9	0.5	0.2	0.5	1.7	0.6	0.0	0.5
Galán	1	1	41	-	0.6	0.6	4.6	-	0.2	0.2	1.6	-	0.0	0.1	3.5	-
Gualanday	35	25	0	5	4.0	3.0	0.5	1.3	1.4	1.1	0.2	0.4	3.0	2.1	0.0	0.4
Buenaventura	9	6	0	0	1.4	1.1	-	-	0.5	0.4	-	-	0.7	0.5	0.0	0.0
Baranoa	46	57	40	0	5.1	6.1	4.5	-	1.8	2.2	1.6	-	3.9	4.8	3.4	0.0
Turbo	2	3	0	0	0.8	0.8	-	-	0.3	0.3	-	-	0.2	0.2	0.0	0.0
Lizama	43	13	0	0	4.7	1.9	-	-	1.7	0.7	-	-	3.6	1.1	0.0	0.0
San Andrés	7	2	2	1	1.2	0.7	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.3	0.6	0.2	0.2	0.1
Chimitá	22	35	5	13	2.7	4.0	1.0	2.3	1.0	1.4	0.4	0.8	1.8	3.0	0.4	1.1
Cúcuta	30	24	0	10	3.5	3.0	0.5	1.9	1.3	1.1	0.2	0.7	2.5	2.1	0.0	0.8
Arauca	4	4	0	3	0.9	1.0	0.5	1.0	0.3	0.3	0.2	0.4	0.3	0.4	0.0	0.2
Sebastopol	11	3	1	0	1.6	0.8	0.6	-	0.6	0.3	0.2	-	0.9	0.3	0.1	0.0
Medellín	81	91	36	36	8.1	9.0	4.1	5.1	2.9	3.2	1.5	1.8	6.8	7.7	3.1	3.0
Puerto Salgar	3	2	0	0	0.8	0.8	-	-	0.3	0.3	-	-	0.2	0.2	0.0	0.0
Manizales	5	8	0	6	1.1	1.3	0.5	1.4	0.4	0.5	0.2	0.5	0.5	0.6	0.0	0.5
Pereira	19	25	0	5	2.5	3.0	0.5	1.2	0.9	1.1	0.2	0.4	1.6	2.1	0.0	0.4
Cartago	24	21	1	0	2.9	2.6	0.6	-	1.1	0.9	0.2	-	2.0	1.8	0.1	0.0
Armenia	0	0	0	0	-	-	0.5	-	-	-	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Buga	22	6	0	0	2.8	1.1	-	-	1.0	0.4	-	-	1.9	0.5	0.0	0.0
Yumbo	72	102	13	16	7.4	9.9	1.8	2.6	2.6	3.5	0.6	0.9	6.1	8.6	1.1	1.3
Neiva	19	26	0	4	2.4	3.1	-	1.2	0.9	1.1	-	0.4	1.6	2.2	0.0	0.4
Aguazul	9	3	0	1	1.5	0.8	-	0.8	0.5	0.3	-	0.3	0.8	0.2	0.0	0.1
Tocancipá	121	119	0	7	11.4	11.2	-	1.5	4.1	4.0	-	0.5	10.2	10.1	0.0	0.6
Mansilla	69	65	79	41	7.1	6.8	8.0	5.8	2.5	2.4	2.9	2.1	5.8	5.5	6.7	3.5
Puente Aranda	71	81	117	0	7.3	8.2	11.1	-	2.6	2.9	3.9	-	6.0	6.9	9.9	0.0
S. José Guaviare	0	0	0	0	0.5	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Leticia	1	1	1	0	0.6	0.6	0.6	-	0.2	0.2	0.2	-	0.1	0.1	0.1	0.0
Puerto Inírida	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.1	0.0	0.0
Puerto Carreño	0	0	0	0	0.6	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Quibdó	0	0	0	3	-	-	0.5	1.0	-	-	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.2
Popayán	0	0	0	7	-	-	-	1.5	-	-	-	0.5	0.0	0.0	0.0	0.6
Mocoa	5	5	0	3	1.1	1.1	0.5	1.0	0.4	0.4	0.2	0.3	0.5	0.5	0.0	0.2
Pasto	0	1	0	17	0.6	0.6	-	2.8	0.2	0.2	-	1.0	0.0	0.0	0.0	1.4
881 Florencia	3	7	0	4	0.8	1.2	-	1.1	0.3	0.4	-	0.4	0.3	0.6	0.0	0.3

882 Fuente: UPME. Nota: las filas corresponden a las plantas de abasto (i) y las columnas al combustible (j).

883

884 Costos Estimados de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 2

885

886 En la **Tabla 0-2** se presentan el total de costos para este escenario. Este escenario no incluye
887 nuevos poliductos o estaciones de bombeo, solo lo relativo a almacenamiento estratégico:

888 **Tabla 0-2: Costos de infraestructura de confiabilidad, agregado 2026-45 -Escenario 2⁶**

[MUSD]		GM	DO	JP	GLP	Todos
Poliductos y Estaciones de Bombeo	Costos de Inversión	-	-	-	-	-
	Costos de Operación y Mantenimiento	-	-	-	-	-
Almacenamiento	Costos de Inversión	100.8	96.2	44.8	39.3	281.2
	Costos de Operación y Mantenimiento	36.0	34.3	16.0	14.0	100.3
	Costos del Combustible Almacenado	73.5	69.9	30.1	17.2	190.7
Total:		210.3	200.4	90.9	70.6	572.2

889 Fuente: UPME.
890

891 **Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad– Escenario**
892 **2**

893 A partir de la **Tabla 0-2**, en la **Tabla 0-3** se estima la tarifa para remunerar la nueva infraestructura,
894 en donde se asume que ésta aplicaría para el total de la demanda nacional de GM, DO, JP y GLP.
895 Aquí se considera también una tasa de descuento anual de 12.75% y tasa de cambio de 3700
896 COP/USD.

897 **Tabla 0-3: Proyección de tarifa nacional de remuneración para infraestructura y**
898 **almacenamiento de confiabilidad – Escenario 2**

⁶ Teniendo en cuenta que se hace uso de la capacidad de transporte existente entre Buenaventura y Yumbo, no se incluyen obras de infraestructura nueva de poliductos, estaciones de bombeo o almacenamiento operativo.

	MUSD	MUSD/año
Tipo de Costo	Valor Presente	Anualidad
Inversión	281.18	39.43
O&M	100.27	14.06
Financiero de Almacén. de Combustible	190.74	26.74
Total:	572.18	80.23

		kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año
	Factor de Descuento	Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)
2021		284.21	103.74				
2022		290.92	106.19				
2023		310.32	113.58				
2024		314.77	114.89				
2025	100.00%	315.95	115.32				
2026	88.69%	320.90	117.13	\$80.23	\$0.68	\$60.3	\$71.16
2027	78.66%	325.75	119.22	\$80.23	\$0.67	\$59.3	\$63.11
2028	69.77%	330.25	120.54	\$80.23	\$0.67	\$58.6	\$55.98
2029	61.88%	334.93	122.25	\$80.23	\$0.66	\$57.8	\$49.65
2030	54.88%	330.05	120.47	\$80.23	\$0.67	\$58.7	\$44.03
2031	48.67%	334.25	122.34	\$80.23	\$0.66	\$57.8	\$39.05
2032	43.17%	336.07	122.67	\$80.23	\$0.65	\$57.6	\$34.64
2033	38.29%	340.23	124.18	\$80.23	\$0.65	\$56.9	\$30.72
2034	33.96%	344.73	125.83	\$80.23	\$0.64	\$56.2	\$27.25
2035	30.12%	349.33	127.86	\$80.23	\$0.63	\$55.3	\$24.16
2036	26.71%	353.85	129.16	\$80.23	\$0.62	\$54.7	\$21.43
2037	23.69%	358.68	130.92	\$80.23	\$0.61	\$54.0	\$19.01
2038	21.01%	363.50	132.68	\$80.23	\$0.60	\$53.3	\$16.86
2039	18.64%	366.15	134.01	\$80.23	\$0.60	\$52.7	\$14.95
2040	16.53%	361.49	131.94	\$80.23	\$0.61	\$53.6	\$13.26
2041	14.66%	363.88	132.82	\$80.23	\$0.60	\$53.2	\$11.76
2042	13.00%	365.84	133.53	\$80.23	\$0.60	\$52.9	\$10.43
2043	11.53%	367.22	134.40	\$80.23	\$0.60	\$52.6	\$9.25
2044	10.23%	367.93	134.30	\$80.23	\$0.60	\$52.6	\$8.21
2045	9.07%	368.30	134.43	\$80.23	\$0.60	\$52.6	\$7.28
Total (2026-45):							572.18

899

900 Fuente: UPME.

901

902 Efecto potencial en la tarifa de transporte como resultado del cabotaje Cartagena-Buenaventura y
903 de evitar la ampliación del poliducto Puerto Salgar–Cartago –Escenario 2

904

905 A partir de lo establecido en la **Tabla 3.1-1** se estima en la **Tabla 0-4** la potencial reducción de la
906 tarifa a causa de hacer uso del cabotaje entre Cartagena y Buenaventura y evitar la ampliación del
907 poliducto entre Puerto Salgar y Cartago, en donde se asume que ésta aplicaría para el total de la
908 demanda nacional de los productos analizados. Aquí se considera también una tasa de descuento
909 anual de 12.75% y tasa de cambio de 3700 COP/USD.

910 **Tabla 0-4: Potencial reducción de la tarifa media nacional de transporte -Escenario 2**

Tipo de Costo	MUSD	MUSD/año
	Valor Presente	Anualidad
Reducción Costos de Transporte por cabotaje Cartagena-Buenaventura	861.73	120.83
Costos Evitado Poliducto Pto.Salgar-Cartago	443.01	62.12
Total:	1,304.74	182.95

	kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año	
Factor de Descuento	Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)	
2021	284.21	103.74					
2022	290.92	106.19					
2023	310.32	113.58					
2024	314.77	114.89					
2025	100.00%	315.95	115.32				
2026	88.69%	320.90	117.13	\$182.95	\$1.56	\$137.6	\$162.26
2027	78.66%	325.75	119.22	\$182.95	\$1.53	\$135.2	\$143.91
2028	69.77%	330.25	120.54	\$182.95	\$1.52	\$133.7	\$127.64
2029	61.88%	334.93	122.25	\$182.95	\$1.50	\$131.8	\$113.21
2030	54.88%	330.05	120.47	\$182.95	\$1.52	\$133.8	\$100.40
2031	48.67%	334.25	122.34	\$182.95	\$1.50	\$131.7	\$89.05
2032	43.17%	336.07	122.67	\$182.95	\$1.49	\$131.4	\$78.98
2033	38.29%	340.23	124.18	\$182.95	\$1.47	\$129.8	\$70.05
2034	33.96%	344.73	125.83	\$182.95	\$1.45	\$128.1	\$62.13
2035	30.12%	349.33	127.86	\$182.95	\$1.43	\$126.1	\$55.10
2036	26.71%	353.85	129.16	\$182.95	\$1.42	\$124.8	\$48.87
2037	23.69%	358.68	130.92	\$182.95	\$1.40	\$123.1	\$43.34
2038	21.01%	363.50	132.68	\$182.95	\$1.38	\$121.5	\$38.44
2039	18.64%	366.15	134.01	\$182.95	\$1.37	\$120.3	\$34.10
2040	16.53%	361.49	131.94	\$182.95	\$1.39	\$122.2	\$30.24
2041	14.66%	363.88	132.82	\$182.95	\$1.38	\$121.3	\$26.82
2042	13.00%	365.84	133.53	\$182.95	\$1.37	\$120.7	\$23.79
2043	11.53%	367.22	134.40	\$182.95	\$1.36	\$119.9	\$21.10
2044	10.23%	367.93	134.30	\$182.95	\$1.36	\$120.0	\$18.71
2045	9.07%	368.30	134.43	\$182.95	\$1.36	\$119.9	\$16.60
Total (2026-45):						1,304.74	

911
912 Fuente: UPME.

913

914 ANEXO 6: ESCENARIO 3 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE
915 ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO

916

917 Siguiendo la metodología expuesta, se presentan en la

918 **Tabla 0-1** los costos de almacenamiento estratégico: inversión, operación y mantenimiento, y del
919 combustible almacenado:

920 **Tabla 0-1: Costos relativos al almacenamiento estratégico - Escenario 3**

	Volumen de Almacenamiento				Costos de Inversión				Costos de Operación y Mantenimiento				Costos del combustible almacenado			
	$V_{ALM_{i,j}}$ [kB]				[MUSD]				[MUSD, 20 años]				[MUSD, 20 años]			
	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP
Total Nacional	245.7	233.8	100.7	57.6	42.0	40.7	20.0	20.9	15.0	14.5	7.1	7.5	20.8	19.8	8.5	4.9
Cartagena	26	21	6	4	3.2	2.7	1.1	1.2	1.1	0.9	0.4	0.4	2.2	1.8	0.5	0.3
Ayacucho	6	2	0	1	1.1	0.7	-	0.8	0.4	0.2	-	0.3	0.5	0.2	0.0	0.1
Apiay	6	2	0	2	1.1	0.7	-	0.9	0.4	0.3	-	0.3	0.5	0.2	0.0	0.2
Galán	0	0	12	-	0.5	0.6	1.7	-	0.2	0.2	0.6	-	0.0	0.0	1.0	-
Gualanday	10	7	0	1	1.5	1.2	0.5	0.8	0.5	0.4	0.2	0.3	0.8	0.6	0.0	0.1
Buenaventura	2	2	0	0	0.8	0.7	-	-	0.3	0.2	-	-	0.2	0.1	0.0	0.0
Baranoa	13	16	11	0	1.9	2.2	1.7	-	0.7	0.8	0.6	-	1.1	1.4	1.0	0.0
Turbo	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.1	0.1	0.0	0.0
Lízama	12	4	0	0	1.7	0.9	-	-	0.6	0.3	-	-	1.0	0.3	0.0	0.0
San Andrés	2	1	1	0	0.7	0.6	0.6	0.7	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0
Chimitá	6	10	1	4	1.2	1.5	0.6	1.1	0.4	0.5	0.2	0.4	0.5	0.8	0.1	0.3
Cúcuta	8	7	0	3	1.4	1.2	0.5	1.0	0.5	0.4	0.2	0.4	0.7	0.6	0.0	0.2
Arauca	1	1	0	1	0.6	0.6	0.5	0.7	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1
Sebastopol	3	1	0	0	0.8	0.6	0.5	-	0.3	0.2	0.2	-	0.3	0.1	0.0	0.0
Medellín	23	26	10	10	2.8	3.1	1.6	1.9	1.0	1.1	0.6	0.7	1.9	2.2	0.9	0.8
Puerto Salgar	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.1	0.1	0.0	0.0
Manizales	2	2	0	2	0.7	0.7	-	0.9	0.2	0.3	-	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1
Pereira	5	7	0	1	1.1	1.2	0.5	0.8	0.4	0.4	0.2	0.3	0.5	0.6	0.0	0.1
Cartago	7	6	0	0	1.2	1.1	0.5	-	0.4	0.4	0.2	-	0.6	0.5	0.0	0.0
Armenia	0	0	0	0	-	-	0.5	-	-	-	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Buga	6	2	0	0	1.2	0.7	-	-	0.4	0.2	-	-	0.5	0.1	0.0	0.0
Yumbo	20	29	4	4	2.6	3.4	0.9	1.2	0.9	1.2	0.3	0.4	1.7	2.4	0.3	0.4
Neiva	5	7	0	1	1.1	1.3	-	0.8	0.4	0.5	-	0.3	0.4	0.6	0.0	0.1
Aguazul	3	1	0	0	0.8	0.6	-	0.7	0.3	0.2	-	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0
Tocancipá	34	34	0	2	3.9	3.9	-	0.9	1.4	1.4	-	0.3	2.9	2.8	0.0	0.2
Mansilla	19	19	22	12	2.5	2.4	2.8	2.1	0.9	0.9	1.0	0.8	1.6	1.6	1.9	1.0
Puente Aranda	20	23	33	0	2.5	2.8	3.8	-	0.9	1.0	1.4	-	1.7	1.9	2.8	0.0
S. José Guaviare	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Leticia	0	0	0	0	0.5	0.5	0.6	-	0.2	0.2	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Inírida	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Carreño	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Quibdó	0	0	0	1	-	-	0.5	0.7	-	-	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1
Popayán	0	0	0	2	-	-	-	0.9	-	-	-	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2
Mocoa	2	2	0	1	0.7	0.7	0.5	0.7	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1
Pasto	0	0	0	5	0.5	0.5	-	1.3	0.2	0.2	-	0.4	0.0	0.0	0.0	0.4
921 Florencia	1	2	0	1	0.6	0.7	-	0.8	0.2	0.3	-	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1

922 Fuente: UPME. Nota: las filas corresponden a las plantas de abasto (i) y las columnas al combustible (j).

923

924 **Costos Indicativos de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 3**

925 En la siguiente tabla se presentan el total de costos para este escenario. Este escenario incluye,
926 además del almacenamiento estratégico, lo relativo al nuevo poliducto, sus sistemas de bombeo y
927 almacenamiento operativo, según los costos indicativos expuestos en el Anexo 1:

928

929 **Tabla 0-2: Costos de infraestructura de confiabilidad, agregado 2026-45 -Escenario 3**

Nueva Infraestructura de Transporte		Costos Inversión		Costos O&M		Costos Inversión + O&M	
		Valor Presente	Anualidad	Valor Presente	Anualidad	Valor Presente	Anualidad
		[MUSD]	[MUSD/año]	[MUSD]	[MUSD/año]	[MUSD]	[MUSD/año]
1	Poliducto Coveñas-Galán, 480 km, 16", 150 kB	585.47	82.09	208.77	29.27	794.24	111.37
1	Poliducto Galán-Sebastopol, 115 km, 20", 280 kB	190.10	26.66	67.79	9.51	257.89	36.16
1	Poliducto Sebastopol-Puerto Salgar, 135 km, 16", 150 kB	175.50	24.61	62.58	8.78	238.08	33.38
4	Estaciones de bombeo de 1000 bhp, 150/280 kBD	115.03	16.13	41.02	5.75	156.05	21.88
Almacenamiento operativo para GM, DO, JP y GLP, en estaciones de Coveñas, Ayacucho, Galán, Sebastopol y Puerto Salgar		202.33	28.37	72.15	10.12	274.48	38.49
Total		1,268.43	177.86	452.30	63.42	1,720.73	241.28

930

931 Fuente: UPME.

932 **Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad– Escenario**
933 **3**

934

935 A partir de la **Tabla 0-2: C**, en la **Tabla 0-3** se estima la tarifa para remunerar la nueva
936 infraestructura, en donde se asume que ésta aplicaría para el total de la demanda nacional de GM,
937 DO, JP y GLP. Aquí se considera también una tasa de descuento anual de 12.75% y tasa de
938 cambio de 3700 COP/USD.

939 **Tabla 0-3: Proyección de tarifas de remuneración para infraestructura y almacenamiento**
940 **de confiabilidad – Escenario 3**

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS – ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
DOCUMENTO DE CONSULTA

	MUSD	MUSD/año
Tipo de Costo	Valor Presente	Anualidad
Inversión	1,392.03	195.19
O&M	496.37	69.60
Financiero de Almacén. de Combustible	53.92	7.56
Total:	1,942.32	272.35

	kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año	
Factor de Descuento	Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)	
2021		284.21	103.74				
2022		290.92	106.19				
2023		310.32	113.58				
2024		314.77	114.89				
2025	100.00%	315.95	115.32				
2026	88.69%	320.90	117.13	\$272.35	\$2.33	\$204.8	\$241.55
2027	78.66%	325.75	119.22	\$272.35	\$2.28	\$201.2	\$214.24
2028	69.77%	330.25	120.54	\$272.35	\$2.26	\$199.0	\$190.01
2029	61.88%	334.93	122.25	\$272.35	\$2.23	\$196.3	\$168.52
2030	54.88%	330.05	120.47	\$272.35	\$2.26	\$199.2	\$149.47
2031	48.67%	334.25	122.34	\$272.35	\$2.23	\$196.1	\$132.57
2032	43.17%	336.07	122.67	\$272.35	\$2.22	\$195.6	\$117.57
2033	38.29%	340.23	124.18	\$272.35	\$2.19	\$193.2	\$104.28
2034	33.96%	344.73	125.83	\$272.35	\$2.16	\$190.7	\$92.49
2035	30.12%	349.33	127.86	\$272.35	\$2.13	\$187.7	\$82.03
2036	26.71%	353.85	129.16	\$272.35	\$2.11	\$185.8	\$72.75
2037	23.69%	358.68	130.92	\$272.35	\$2.08	\$183.3	\$64.53
2038	21.01%	363.50	132.68	\$272.35	\$2.05	\$180.8	\$57.23
2039	18.64%	366.15	134.01	\$272.35	\$2.03	\$179.0	\$50.76
2040	16.53%	361.49	131.94	\$272.35	\$2.06	\$181.8	\$45.02
2041	14.66%	363.88	132.82	\$272.35	\$2.05	\$180.6	\$39.93
2042	13.00%	365.84	133.53	\$272.35	\$2.04	\$179.7	\$35.41
2043	11.53%	367.22	134.40	\$272.35	\$2.03	\$178.5	\$31.41
2044	10.23%	367.93	134.30	\$272.35	\$2.03	\$178.7	\$27.86
2045	9.07%	368.30	134.43	\$272.35	\$2.03	\$178.5	\$24.71
Total (2026-45):						1,942.32	

941

942 Fuente: UPME.

943

944

945 ANEXO 7: ESCENARIO 5 - COSTOS DE INFRAESTRUCTURA DE
946 ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO

947

948 Siguiendo la metodología expuesta, se presentan en la **Tabla 0-1** se exponen los costos de
949 almacenamiento estratégico: inversión, operación y mantenimiento, y del combustible almacenado:

950 **Tabla 0-1: Costos relativos al almacenamiento estratégico - Escenario 5**

	Volumen de Almacenamiento $V_{ALM_{i,j}}$ [kB]				Costos de Inversión [MUSD]				Costos de Operación y Mantenimiento [MUSD, 20 años]				Costos del combustible almacenado [MUSD, 20 años]			
	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP	GM	DO	JP	GLP
Total Nacional	279.9	266.5	114.7	65.7	45.4	43.9	21.4	22.0	16.2	15.7	7.6	7.8	23.7	22.5	9.7	5.6
Cartagena	30	24	6	5	3.5	3.0	1.2	1.2	1.3	1.1	0.4	0.4	2.5	2.0	0.5	0.4
Ayacucho	6	2	0	1	1.2	0.7	-	0.8	0.4	0.3	-	0.3	0.5	0.2	0.0	0.1
Apiay	6	2	0	2	1.2	0.8	-	0.9	0.4	0.3	-	0.3	0.5	0.2	0.0	0.2
Galán	0	0	13	-	0.5	0.6	1.9	-	0.2	0.2	0.7	-	0.0	0.0	1.1	-
Gualanday	11	8	0	2	1.7	1.3	0.5	0.8	0.6	0.5	0.2	0.3	1.0	0.7	0.0	0.1
Buenaventura	3	2	0	0	0.8	0.7	-	-	0.3	0.3	-	-	0.2	0.2	0.0	0.0
Baranoa	15	18	13	0	2.0	2.4	1.8	-	0.7	0.8	0.7	-	1.3	1.6	1.1	0.0
Turbo	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.1	0.1	0.0	0.0
Lizama	14	4	0	0	1.9	1.0	-	-	0.7	0.3	-	-	1.2	0.4	0.0	0.0
San Andrés	2	1	1	0	0.7	0.6	0.6	0.7	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.1	0.0
Chimitá	7	11	1	4	1.2	1.7	0.7	1.2	0.4	0.6	0.2	0.4	0.6	1.0	0.1	0.4
Cúcuta	10	8	0	3	1.5	1.3	0.5	1.1	0.5	0.5	0.2	0.4	0.8	0.7	0.0	0.3
Arauca	1	1	0	1	0.6	0.7	0.5	0.8	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1
Sebastopol	3	1	0	0	0.9	0.6	0.5	-	0.3	0.2	0.2	-	0.3	0.1	0.0	0.0
Medellín	26	29	12	11	3.1	3.5	1.7	2.1	1.1	1.2	0.6	0.8	2.2	2.5	1.0	1.0
Puerto Salgar	1	1	0	0	0.6	0.6	-	-	0.2	0.2	-	-	0.1	0.1	0.0	0.0
Manizales	2	2	0	2	0.7	0.8	-	0.9	0.2	0.3	-	0.3	0.1	0.2	0.0	0.2
Pereira	6	8	0	2	1.2	1.3	0.5	0.8	0.4	0.5	0.2	0.3	0.5	0.7	0.0	0.1
Cartago	8	7	0	0	1.3	1.2	0.5	-	0.5	0.4	0.2	-	0.7	0.6	0.0	0.0
Armenia	0	0	0	0	-	-	0.5	-	-	-	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Buga	7	2	0	0	1.3	0.7	-	-	0.4	0.3	-	-	0.6	0.2	0.0	0.0
Yumbo	23	33	4	5	2.9	3.8	0.9	1.3	1.0	1.4	0.3	0.5	2.0	2.8	0.3	0.4
Neiva	6	8	0	1	1.1	1.4	-	0.8	0.4	0.5	-	0.3	0.5	0.7	0.0	0.1
Aguazul	3	1	0	0	0.8	0.6	-	0.7	0.3	0.2	-	0.2	0.3	0.1	0.0	0.0
Tocancipá	39	38	0	2	4.4	4.3	-	0.9	1.6	1.5	-	0.3	3.3	3.2	0.0	0.2
Mansilla	22	21	26	13	2.8	2.7	3.1	2.3	1.0	0.9	1.1	0.8	1.9	1.8	2.2	1.1
Puente Aranda	23	26	38	0	2.8	3.2	4.3	-	1.0	1.1	1.5	-	1.9	2.2	3.2	0.0
S. José Guaviare	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Leticia	0	0	0	0	0.5	0.5	0.6	-	0.2	0.2	0.2	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Inírida	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Carreño	0	0	0	0	0.5	0.5	-	-	0.2	0.2	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0
Quibdó	0	0	0	1	-	-	0.5	0.8	-	-	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1
Popayán	0	0	0	2	-	-	-	0.9	-	-	-	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2
Mocoa	2	2	0	1	0.7	0.7	0.5	0.8	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.0	0.1
Pasto	0	0	0	5	0.5	0.5	-	1.3	0.2	0.2	-	0.5	0.0	0.0	0.0	0.5
Florencia	1	2	0	1	0.6	0.7	-	0.8	0.2	0.3	-	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1

951

952 Fuente: UPME. Nota: las filas corresponden a las plantas de abasto (*i*) y las columnas al combustible (*j*)

953

954

955

956

957

958 **Costos Indicativos de Infraestructura de Confiabilidad– Escenario Alternativa 5**
959

960 En la **Tabla 0-2** se presentan el total de costos para este escenario. Este escenario incluye, además
961 del almacenamiento estratégico, lo relativo a la infraestructura férrea y su almacenamiento
962 operativo:

963 **Tabla 0-2: Costos de infraestructura de confiabilidad, agregado 2026-45 -Escenario 5⁷**

[MUSD]		GM	DO	JP	GLP	Todos
Productos, Estaciones de Bombeo y Almacenamiento Operativo	Costos de Inversión	196.8	196.8	196.8	246.0	836.2
	Costos de Operación y Mantenimiento	206.5	206.5	206.5	258.2	877.8
Almacenamiento	Costos de Inversión	45.4	43.9	21.4	22.0	132.6
	Costos de Operación y Mantenimiento	16.2	15.7	7.6	7.8	47.3
	Costos del Combustible Almacenado	23.7	22.5	9.7	5.6	61.4
Total:		488.5	485.4	442.0	539.5	1,955

964
965 Fuente: UPME.
966

967 **Proyección de tarifas de remuneración para la nueva infraestructura de confiabilidad– Escenario**
968 **5**
969

970 A partir de la **Tabla 0-2**, en la **Tabla 0-3** se estima la tarifa para remunerar la nueva infraestructura,
971 en donde se asume que ésta aplicaría para el total de la demanda nacional de GM, DO, JP y GLP.
972 Aquí se considera también una tasa de descuento anual de 12.75% y tasa de cambio de 3700
973 COP/USD.

974 **Tabla 0-3: Proyección de tarifas de remuneración nacional para infraestructura y**
975 **almacenamiento de confiabilidad – Escenario 5**

⁷ Los costos de infraestructura para el transporte férreo se basan en información de Ecopuerto – Voluntad Férrea, información que tiene un carácter indicativo y no compromete a tales empresas en cuanto estas magnitudes pueden variar según las condiciones en que se haga tal tránsito de combustibles. Se agradece a estas empresas el suministro de información.

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS – ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
DOCUMENTO DE CONSULTA

	MUSD	MUSD/año
Tipo de Costo	Valor Presente	Anualidad
Inversión	968.87	135.86
O&M	925.06	129.71
Financiero de Almacen. de Combustible	61.45	8.62
Total:	1,955.38	274.18

		kBD	MB/año	MUSD/año	USD/B	COP/gal	MUSD/año
	Factor de Descuento	Demanda Total	Demanda Total	Valor a Remunerar (corriente)	Tarifa de Remuneración		Valor a Remunerar (VP Dic.2025)
2021		284.21	103.74				
2022		290.92	106.19				
2023		310.32	113.58				
2024		314.77	114.89				
2025	100.00%	315.95	115.32				
2026	88.69%	320.90	117.13	\$274.18	\$2.34	\$206.2	\$243.18
2027	78.66%	325.75	119.22	\$274.18	\$2.30	\$202.6	\$215.68
2028	69.77%	330.25	120.54	\$274.18	\$2.27	\$200.4	\$191.29
2029	61.88%	334.93	122.25	\$274.18	\$2.24	\$197.6	\$169.66
2030	54.88%	330.05	120.47	\$274.18	\$2.28	\$200.5	\$150.47
2031	48.67%	334.25	122.34	\$274.18	\$2.24	\$197.4	\$133.46
2032	43.17%	336.07	122.67	\$274.18	\$2.24	\$196.9	\$118.37
2033	38.29%	340.23	124.18	\$274.18	\$2.21	\$194.5	\$104.98
2034	33.96%	344.73	125.83	\$274.18	\$2.18	\$192.0	\$93.11
2035	30.12%	349.33	127.86	\$274.18	\$2.14	\$188.9	\$82.58
2036	26.71%	353.85	129.16	\$274.18	\$2.12	\$187.0	\$73.24
2037	23.69%	358.68	130.92	\$274.18	\$2.09	\$184.5	\$64.96
2038	21.01%	363.50	132.68	\$274.18	\$2.07	\$182.1	\$57.61
2039	18.64%	366.15	134.01	\$274.18	\$2.05	\$180.2	\$51.10
2040	16.53%	361.49	131.94	\$274.18	\$2.08	\$183.1	\$45.32
2041	14.66%	363.88	132.82	\$274.18	\$2.06	\$181.9	\$40.20
2042	13.00%	365.84	133.53	\$274.18	\$2.05	\$180.9	\$35.65
2043	11.53%	367.22	134.40	\$274.18	\$2.04	\$179.7	\$31.62
2044	10.23%	367.93	134.30	\$274.18	\$2.04	\$179.9	\$28.04
2045	9.07%	368.30	134.43	\$274.18	\$2.04	\$179.7	\$24.87
Total (2026-45):							1,955.38

976

977 Fuente: UPME.

978

979 **Resumen: Comparación de los Costos y Tarifas por Confiabilidad para las**
980 **Alternativas**

981 La siguiente tabla indica que, en función de los costos directos, los escenarios que privilegian la
982 infraestructura de almacenamiento estratégico sobre la infraestructura de transporte tendrían
983 menores costos asociados y, consecuentemente, implicarían una menor tarifa de remuneración.

984 Se trata, como se ha explicado, de costos directos solamente. No se incluye la valoración de
985 externalidades, los costos indirectos ni los costos asociados a la gestión del entorno local.

986 **Comparación de los costos directos en confiabilidad por escenario**

	①	Escenarios	Costos [MUSD]				Tarifa de Remuneración [USD/B]	Tarifa de Remuneración [COP/gal]
			Costo Inversión + O&M		Financieros Almacenam. Combustible	Totales		
			Infraestruct. Transporte	Infraestruct. Almacenam. Estratégico				
Probabilísticos	②	Base	0.0	427.1	233.4	660.5	0.75	65.9
	③	Cabotaje a Buenaventura	0.0	381.4	190.7	572.2	0.65	57.0
	⑤	Poliducto Coveñas-Puerto Salgar	1,720.7	167.7	53.9	1,942.3	2.20	193.7
		Ferreo Ciénaga-Puerto Salgar	1,714.0	179.9	61.4	1,955.4	2.21	195.0
Determinísticos	1	días de demanda de almacenamiento estratégico en cada planta de abasto	0.0	134.0	34.4	168.4	0.19	16.8
	3		0.0	246.6	103.1	349.7	0.40	34.9
	7		0.0	453.0	240.5	693.5	0.79	69.2
	15		0.0	793.9	515.3	1,309.2	1.48	130.6
	30		0.0	1,184.1	1,030.7	2,214.8	2.51	220.9

988 Elaboración: UPME, 2021.

989

990

991

992 REFERENCIAS

993

- [1] B. Ansgar, «Techno-economic optimisation of large natural gas transmission systems,» *Gas for Energy*, nº 4, pp. 24-33, 2016.
- [2] Colombia. Ideam, PNUD y otros., «Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.cambioclimatico.gov.co/inventario-nacional-de-gases-efecto-invernadero>. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [3] Bogotá., «Secretaría Distrital de Ambiente,» 2017. [En línea]. Available: http://www.ambientebogota.gov.co/c/document_library/get_file?uuid=d134928c-8756-4a69-ad18-ff09bb822fef&groupId=3564131. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [4] DNP, «Departamento Nacional de Planeación,» 2018. [En línea]. Available: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Presentaci%C3%B3n%20Calidad%20del%20Aire%2015_02_2018.pdf. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [5] Colombia. Minambiente, «Ministerio de Ambiente,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/3264-medidas-acordadas-por-diferentes-sectores-en-colombia-para-la-mitigacion-de-gases-efecto-invernadero>. [Último acceso: 10 Mayo 2019].
- [6] M. Quinteros, «Optimizing the ENAP's Systems for Distributing Refined Petroleum Products by Tankers and Pipelines,» Tesis de Doctorado. Universidad de Chile., Santiago de Chile., 2017.
- [7] S. Relvas, H. Matos, B.-P. Ana Paula, F. Joao y P. Antonio, «Pipeline Scheduling and Inventory Management of a Multiproduct Distribution Oil System,» *American Chemical Society*, vol. 45, pp. 7845-7855, 2006.
- [8] M. Joly, L. Moro y J. Pinto, «Planning and Scheduling for Petroleum Refineries Using Mathematical Programming,» *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 19, nº 2, pp. 207-228, 2002.
- [9] H. Galeano y P.-C. Narváez, «Genetic Algorithms for the Optimization of Pipeline Systems for Liquid Transportation,» *Ciencia, Tecnología y Futuro.*, vol. 2, nº 4, pp. 55-64, 2003.
- [10] S. M. Neiro y J. M. Pinto, «A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains,» *Computers and Chemical Engineering*, vol. 28, pp. 871-896, 2004.
- [11] A. K. Sinha, H. Aditya, M. Tiwari y F. Chan, «Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach,» *Expert Systems with Applications*, vol. 38, pp. 6132-6145, 2011.

[12 J. Tian y H. Tianfield, «Multi-agent Modeling and Simulation for Petroleum Supply Chain,» *In: Huang DS., Li K., Irwin G.W. (eds) Computational Intelligence. ICIC 2006.* , vol. 4114, 2006.

[13 Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, «Histórico de Reservas 2019,» [En línea]. Available: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADas-y-Participaciones/Documents/2020.07.07-Hist%C3%B3rico%20de%20Reservas%202019.pdf>. [Último acceso: 10 Febrero 2021].

994

995