



“DIAGNÓSTICO DE LA LOGÍSTICA DEL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS PARA EL SECTOR TERMOELÉCTRICO”

INFORME FINAL DOCUMENTO PRINCIPAL

Preparado por: Unión Temporal

- **ITANSUCA Proyectos de Ingeniería Ltda.**
- **SINERGÍA Ltda. Consultores en Servicios Públicos y Recursos Energéticos**

BOGOTÁ, 30 DE ABRIL DE 2009

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. OBJETIVOS	7
1.2. ALCANCES.....	8
1.3. DEFINICIÓN DE LOGÍSTICA DEL ABASTECIMIENTO DE LÍQUIDOS.....	8
1.4. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE INTERÉS.....	9
2. METODOLOGÍA.....	10
3. LA CADENA DE ABASTECIMIENTO	13
3.1. ACTORES, NORMATIVIDAD Y REGULACIÓN	13
3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE LA CADENA	19
3.3. OFERTA E IMPORTACIONES	22
3.4. DEMANDA Y EXPORTACIONES	24
3.5. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO	26
3.6. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE.....	29
3.7. INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.....	38
4. TERMOELÉCTRICAS QUE PUEDEN CONSUMIR LÍQUIDOS.....	41
4.1. UBICACIÓN Y PUNTOS DE REFERENCIA DE LA CADENA DE ABASTECIMIENTO	42
4.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS PLANTAS TERMOELÉCTRICAS	43
4.3. CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	44
5. GENERACIÓN ACTUAL DEL SIN Y EXPANSIÓN PROGRAMADA.....	48
5.1. EL SIN ACTUAL	48
5.2. EXPANSIÓN PROGRAMADA	48
5.3. BALANCE DE ENERGÍA FIRME	49
6. MODELO MATEMÁTICO DE LA CADENA DE ABASTECIMIENTO	53
6.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO	53
6.2. FORMULACIÓN MATEMÁTICA	55
7. DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ANÁLISIS.....	60
8. DIAGNÓSTICO DE LA LOGÍSTICA BAJO LOS ESCENARIOS	63
8.1. ANÁLISIS PRELIMINAR	63
8.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESCENARIOS.....	65
9. ANÁLISIS DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES.....	80
9.1. NORMATIVIDAD.....	80
9.2. COMPOSICIÓN DE LOS COMBUSTIBLES	82
9.3. EMISIONES	84
9.4. COMPARACIÓN DE EMISIONES	87
9.5. CALIDAD DEL AIRE	89
10. RIESGOS IDENTIFICADOS Y CONCLUSIONES GENERALES.....	91
11. BIBLIOGRAFÍA.....	94

ANEXOS

ANEXO 1. MAPA DE LA INFRAESTRUCTURA PETROLERA

ANEXO 2. MEMORIAS DE REUNIÓN

ANEXO 3. FACTORES PARA CALCULAR BARRILES EQUIVALENTES

ANEXO 4. MAPA DE TERMOELÉCTRICAS

ANEXO 5. SOLICITUDES DE INFORMACIÓN

ANEXO 6. CONCEPTOS PARA EL DESARROLLO DE ESCENARIOS

ANEXO 7. DESCRIPCIÓN DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Refinadores e importadores registrados a enero de 2009	14
Tabla 3.2. Concentración de la capacidad de refinación	20
Tabla 3.3. Producción histórica por combustible (KBDC)	23
Tabla 3.4. Importaciones en 2009.....	24
Tabla 3.5. Exportaciones.....	26
Tabla 3.6. Capacidad estimada de almacenamiento por planta de abasto (cifras en B).	27
Tabla 3.7. Coordenadas plantas de abastecimiento y terminales.....	28
Tabla 3.8. Red de poliductos. Capacidad en B, longitud en km.	30
Tabla 3.9. Utilización actual de los poliductos.....	31
Tabla 3.10. Características de la flota fluvial actual.....	36
Tabla 3.11. Descripción parque automotor.....	38
Tabla 3.12. Principales puertos	39
Tabla 3.13. Características de los puertos de importación	40
Tabla 3.14. Tiempos de viaje requeridos desde potenciales fuentes de importación	40
Tabla 4.1. Plantas termoeléctricas que consumen combustibles líquidos.....	41
Tabla 4.2. Combustibles líquidos de interés. Estandarización de la nomenclatura	42
Tabla 4.3. Localización de la térmica y planta de abasto de combustible	42
Tabla 4.4. Distancia del centro de abasto a la planta de generación eléctrica.....	43
Tabla 4.5. Características técnicas de las plantas de generación termoeléctrica.....	44
Tabla 4.6. Capacidad de almacenamiento y velocidad de recepción del combustible líquido	45
Tabla 4.7. Consumos y autonomía de las termoeléctricas.....	46
Tabla 4.8. Número de carrotanques y barcasas necesarios para la operación de las plantas.....	47
Tabla 5.1. Capacidad efectiva neta, generación y energía firme en 2008.....	48
Tabla 5.2. Expansión de la capacidad de generación 2009-2018 (GWh)	49
Tabla 5.3. Expansión de la oferta firme y crecimiento de la demanda 2009 – 2028 (GWh).....	50
Tabla 5.4. Requerimientos de nueva energía firme en el SIN (GWh)	51
Tabla 7.1. Regiones de análisis.....	60
Tabla 8.1. Capacidad excedente de poliductos vs. demandas potenciales termoeléctricas	64
Tabla 8.2. Porcentaje de demanda racionada - Escenarios 1 y 2.....	66
Tabla 8.3. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 1 y 2.....	69
Tabla 8.4. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Barranquilla	70
Tabla 8.5. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Cartagena.....	71
Tabla 8.6. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Magdalena Medio	72
Tabla 8.7. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Occidental	72
Tabla 9.1. Vigencia del contenido de azufre en el Diesel corriente	81
Tabla 9.2. Estándares de emisión para termoeléctricas superiores 20 MW	82
Tabla 9.3. Estándares de emisión para termoeléctricas a gas superiores a 20 MW.....	82
Tabla 9.4. Composición de los combustibles del modelo de cálculo UPME 2003 (%peso)	83
Tabla 9.5. Concentración de azufre en los combustibles del país (%peso)	83
Tabla 9.6. Composición de los combustibles (% peso).....	83
Tabla 9.7. Composición de los gases comercializados en Colombia (%volumen)	84
Tabla 9.8. Exceso de aire por combustible.....	86
Tabla 9.9. Composición de los gases de combustión por combustible.....	87
Tabla 9.10. Composición de los gases de combustión vs. la norma vigente.....	88
Tabla 9.11. Niveles máximos permisibles para contaminantes	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Procedimiento para la realización del diagnóstico.....	11
Figura 3.1. Tarifas de poliductos 2009.....	17
Figura 3.2. Resumen de actores de la cadena de combustibles líquidos.....	19
Figura 3.3. Tendencia de producción de refinados.....	24
Figura 3.4. Demanda y proyecciones de combustibles líquidos	25
Figura 3.5. Tiempos de viaje de los combustibles	32
Figura 3.6. Transporte fluvial de combustibles (KB)	33
Figura 3.7. Volúmenes de carga transportados por el río Magdalena	34
Figura 3.8. Ruta fluvial del río Magdalena	35
Figura 5.1. Expansión de la oferta firme y crecimiento de la demanda 2009 – 2028	50
Figura 5.2. Costo marginal - SIN autónomo	52
Figura 5.3. Confiabilidad - SIN autónomo	52
Figura 6.1. Modelo de evaluación de la red de combustibles líquidos.....	53
Figura 6.2. Estructura de la red multi-periodo. Esquema de discretización del espacio temporal. ..	56
Figura 7.1. Aportes históricos y con ocurrencia secuencial de dos fenómenos de El Niño	61
Figura 8.1. Utilización red de poliductos – Excedentes de Transporte en demanda regular.....	63
Figura 8.2. Importaciones adicionales Escenario 1	66
Figura 8.3. Importaciones adicionales Escenario 2.....	67
Figura 8.4. Demandas escenario determinístico por tipo de combustible.....	74
Figura 8.5. Demandas escenario determinístico por región y combustible.....	75
Figura 8.6. Importaciones adicionales escenario determinístico por puerto y combustible	76
Figura 8.7. Demandas escenario estocástico por región y de combustible.....	78
Figura 8.8. Requerimientos de importación escenario estocástico por puerto y combustible.	79

CONVENCIONES

B	:	Barril o barriles
BD	:	Barriles por día
KB	:	Miles de barriles
MB	:	Millones de barriles
kBDC	:	Miles de barriles por día calendario
Ton	:	Tonelada métrica
p/p	:	Porcentaje en peso o masa
v/v	:	Porcentaje en volumen

1 barril = 42 galones

1 galón = 3.79 litros

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye el informe final del estudio solicitado por el Consejo Nacional de Operación (CNO) del Sector Eléctrico Colombiano para realizar un “Diagnóstico de la Logística Necesaria para el Suministro y Transporte de Combustibles Líquidos para el Sector Termoeléctrico”. El trabajo fue desarrollado por la Unión Temporal Itansuca Ltda. – Sinergia Ltda. Durante los meses de enero a abril de 2009.

El grupo de consultores que realizó el trabajo es el siguiente:

Dirección	Medardo Prieto, I.E., M.Sc. Eduardo Narváez, I.M., M.Sc. Francisco Toro, I.E.
Consultores	Liliana Beltrán, I.Q., M.Sc. Andrés Caicedo, I.I. Héctor López, I.I. Efraín Pinzón, I.Q.
Apoyo administrativo	Erika Mayorga, I.C. Diana Ordoñez

Tal como definió el CNO en los Términos de Referencia (TdeR), el estudio tiene los objetivos y alcances que se transcriben a continuación:

1.1. Objetivos

- Efectuar un diagnóstico a nivel nacional de la logística e infraestructura existente para el suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos y de su capacidad de atender el parque generador termoeléctrico ante condiciones de hidrología seca, en la que se hace necesaria la generación con dichos combustibles en forma continua.
- Determinar la capacidad de producción nacional de combustibles líquidos para enfrentarla a la demanda de las plantas térmicas en condiciones de hidrología crítica y estimar los requerimientos de importación de combustibles líquidos. Adicionalmente, analizar la infraestructura existente para su transporte, almacenamiento y distribución desde los sitios de producción hasta los sitios de consumo.
- Identificar los riesgos de los procesos de suministro, transporte, distribución y almacenamiento en condiciones normales y en condiciones críticas.

1.2. Alcances

Con los estimativos de demanda de combustibles líquidos en condiciones normales y en condiciones de sequía severa suministrados por el CNO, se realiza el estudio de diagnóstico solicitado. Abarca entre otros los siguientes aspectos:

- Ubicación geográfica de cada una de las termoeléctricas con capacidad de generar con combustibles líquidos y sus condiciones de infraestructura de transporte y almacenamiento propio para el uso de dichos combustibles.
- Ubicación geográfica de los centros de producción y almacenamiento nacional, determinando sus capacidades en relación con cada uno de los diferentes tipos de combustibles utilizados en las plantas térmicas (Fuel oil # 2, Fuel oil # 6 u otros).
- Cantidades de combustible a importar para complementar la producción nacional.
- Diagnóstico de la logística de importación con estimación de tiempos requeridos en este proceso y diagnóstico de la infraestructura portuaria existente para recibir los combustibles.
- Análisis de los sistemas disponibles para el transporte de los combustibles líquidos (terrestres, fluviales, por tubería) tanto de producción nacional como importados, evaluando la capacidad de transporte entre puntos de producción, almacenamiento y consumo.
- Comparación entre la oferta de transporte y la demanda de la misma requerida por la generación con combustibles líquidos, analizando los tiempos requeridos de nominación, transporte, cargue y descargue del combustible.
- Establecer la calidad del combustible disponible para suministro y el cumplimiento de la normatividad de emisiones atmosféricas por la operación con estos combustibles.

Se enfatiza que los escenarios de demanda de combustibles líquidos para generación termoeléctrica objeto de análisis fueron suministrados a los consultores por el CNO y XM. Estos escenarios pueden clasificarse en dos grandes categorías: i) escenarios tipo "what if" (i.e. escenarios que tratan de responder preguntas sobre "qué pasaría si" ocurre una situación adversa particular), y ii) escenarios provenientes de simulaciones energéticas realizadas por el CND con el modelo SDDP (o MPODE) para un horizonte de dos años. Es de anotar que los escenarios de las simulaciones energéticas son coyunturales debido a que consideran el sistema de generación existente, la expansión prevista para los próximos dos años (comenzando el 1 de febrero de 2009) y uno de los escenarios de demanda proyectados por la UPME para el mismo período.

1.3. Definición de logística del abastecimiento de líquidos

Dado que el término "logística" en el pasado ha sido entendido de múltiples maneras generando confusión, para propósitos del presente estudio se adopta la siguiente definición general dada por

el Council of Supply Chain Management Professionals (CSCMP)¹ de los Estados Unidos de América, adaptada por los consultores a la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos:

La logística del abastecimiento de combustibles líquidos es el conjunto de *medios físicos* (o "hardware") y *métodos* (o "software") necesarios para abastecer de combustibles líquidos a los consumidores finales. Naturalmente, los medios físicos son las refinerías, los puertos, los poliductos, los sistemas de almacenamiento, los carrotanques, las embarcaciones y demás instalaciones y equipos que se utilizan para abastecer la demanda. Y los métodos corresponden a la organización institucional, las leyes, decretos y normas, las regulaciones, los reglamentos y los procedimientos técnicos y comerciales.

Como consecuencia de la definición anterior, el manejo de la logística ("logistics management") de combustibles líquidos hace parte del Manejo de la Cadena de Abastecimiento ("Supply Chain Management") de líquidos que organiza, planifica, implementa, regula y controla el flujo de los combustibles líquidos y su almacenamiento eficiente, así como la información asociada, desde las refinerías o puertos de importación hasta el punto de consumo final, con el objetivo de satisfacer los requerimientos de los consumidores.

1.4. Combustibles líquidos de interés

Los siguientes son los combustibles líquidos de interés en el presente estudio, los cuales fueron reportados por los agentes como combustibles principales o alternativos al gas natural, o fueron suministrados con consumos en los escenarios suministrados a los consultores por el CNO:

- Diesel o Fuel oil # 2 o ACPM
- Fuel oil # 6 o Combustóleo
- Jet 1A o JP-1A o turbocombustible o turbosina

A lo largo del informe se podrán encontrar con cualquiera de los diferentes nombres utilizados.

De otra parte, el crudo Rubiales fue informado como sustituto del Combustóleo en las plantas que pueden consumirlo.

¹ "Logistics management: Is that part of supply chain management that plans, implements, and controls the efficient, effective forward and reverse flow and storage of goods, services, and related information between the point of origin and the point of consumption in order to meet customers' requirements. Logistics management activities typically include inbound and outbound transportation management, fleet management, warehousing, materials handling, order fulfillment, logistics network design, inventory management, supply/demand planning, and management of third party logistics services providers. To varying degrees, the logistics function also includes sourcing and procurement, production planning and scheduling, packaging and assembly, and customer service. It is involved in all levels of planning and execution-strategic, operational, and tactical. Logistics management is an integrating function which coordinates and optimizes all logistics activities, as well as integrates logistics activities with other functions, including marketing, sales, manufacturing, finance, and information technology."

2. METODOLOGÍA

Como se verá, la cadena de abastecimiento de los combustibles líquidos de interés para el estudio implica múltiples interacciones entre refinerías, puntos de importación/exportación, medios de transporte, sistemas de almacenamiento y puntos de entrega. Por lo tanto, para realizar de manera correcta el diagnóstico solicitado por el CNO, es necesario contemplar toda la demanda de combustibles líquidos que comparten dicha infraestructura, y no solamente la relativa a los utilizados para generación en las termoeléctricas del SIN.

En consecuencia, el enfoque utilizado para desarrollar el estudio corresponde a un balance oferta-demanda de combustibles líquidos considerando las restricciones físicas y operativas de producción, importación/exportación, transporte, distribución y almacenamiento. Con tal fin se desarrolló un modelo de optimización de balance volumétrico con las siguientes características:

- Horizonte de análisis: 2 años de acuerdo con los escenarios suministrados por el CNO-XM.
- Resolución: semanal, de acuerdos con las simulaciones energéticas de los escenarios suministrados por el CNO-XM.
- Topología: Nodos de producción, nodos de importación/exportación, nodos de racionamiento, arcos de transporte, nodos de almacenamiento, nodos de consumo distintos a las plantas del SIN y nodos de consumo correspondientes a las plantas del SIN
- Régimen de flujo: estado estacionario
- Ecuaciones de balance por nodo: Suma de entradas de líquidos al nodo igual a suma de salidas de líquidos del nodo (leyes de Kirchhoff para flujos no compresibles).

El procedimiento para realizar el diagnóstico solicitado por el CNO consta de los siguientes pasos (ver Figura 2.1).

- ***Paso 1. Obtener la información sobre las termoeléctricas del SIN.*** Para las plantas o unidades termoeléctricas del SIN con capacidad de generar electricidad utilizando combustibles líquidos se obtiene la siguiente información:
 - Localización geográfica
 - Combustibles líquidos que está en capacidad de consumir
 - Infraestructura propia para el uso de dichos combustibles
 - Características técnicas

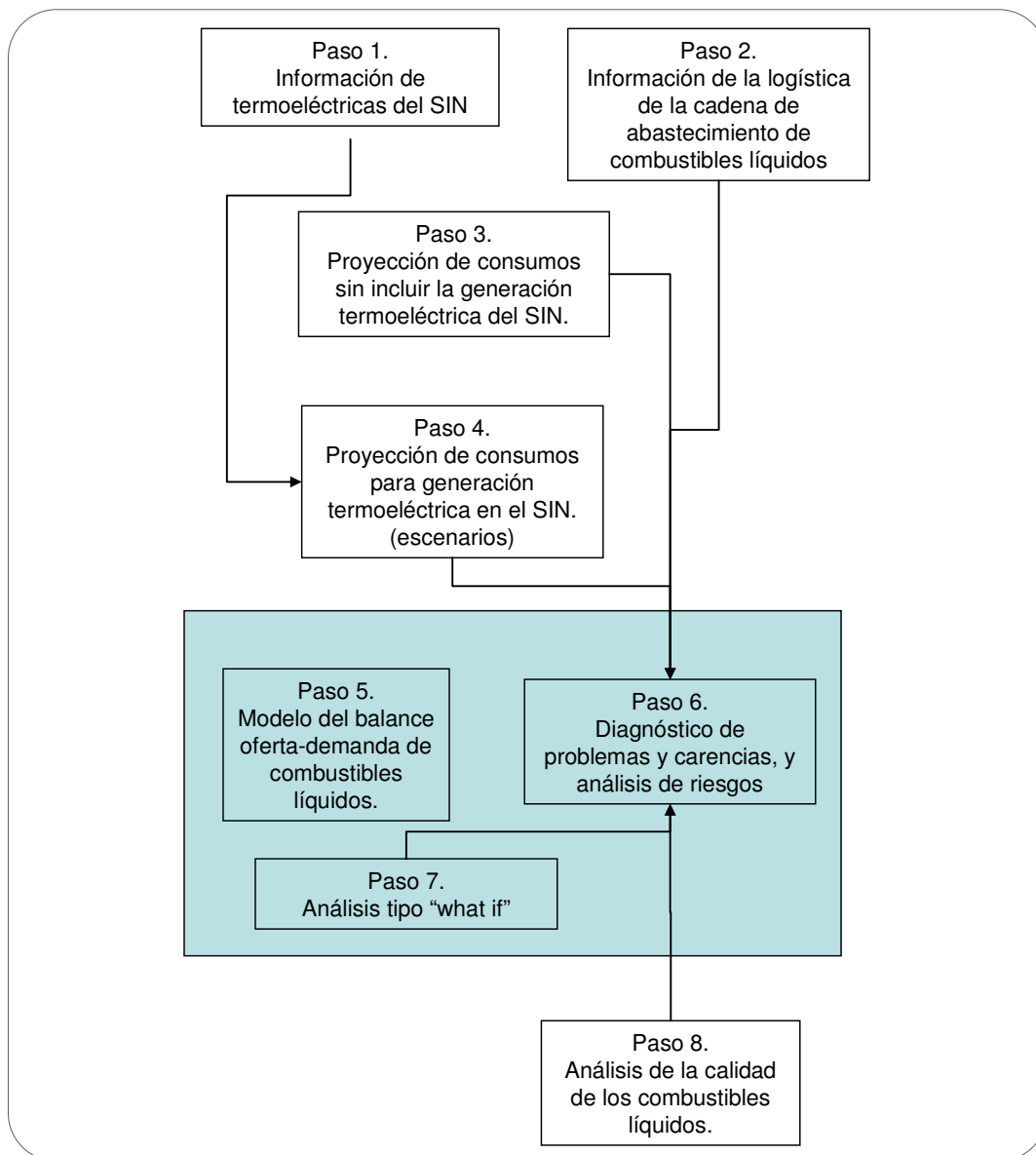


Figura 2.1.Procedimiento para la realización del diagnóstico

• ***Paso 2. Obtener la logística de la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos.*** La información pertinente es la siguiente:

- Organización, normas, regulaciones y procedimientos
- Localización de las refinerías y capacidad de producción de combustibles líquidos
- Localización de puertos de importación/exportación de combustibles líquidos y capacidad de cada uno de ellos
- Redes de ductos de tuberías con sus capacidades
- Plantas de abasto de distribución mayorista con las capacidades de almacenamiento
- Parque de carotankers y capacidad
- Barcasas fluviales
- Duración de los procesos (importación, viaje por poliducto, viaje por el río, etc.)

- **Paso 3. Proyección de consumos de combustibles líquidos sin incluir los utilizados para generación termoeléctrica del SIN.** Para los combustibles que comparten infraestructura con los combustibles líquidos utilizados para generación en el SIN se realiza una caracterización de la demanda en cuanto a:
 - Consumos localizados en las plantas de abasto de distribución mayorista
 - Crecimiento de las demandas distintas a las provenientes del SIN
- **Paso 4. Proyección de consumos de combustibles líquidos para generación termoeléctrica en el SIN.** Estas demandas son suministradas por el CNO y corresponden a las condiciones hidrológicas críticas.
- **Paso 5. Desarrollo de modelo del balance oferta-demanda de combustibles líquidos.** El modelo desarrollado es de optimización para atender la demanda total de líquidos.
- **Paso 6 Diagnóstico de problemas y carencias, y análisis de riesgos.** Haciendo uso del modelo desarrollado en el paso anterior, se realizan los cálculos de los balances para las condiciones hidrológicas bajo examen y se identifican los problemas para el suministro de los combustibles líquidos hasta las plantas termoeléctricas del SIN. Igualmente, se identifican los riesgos de los procesos de suministro, transporte, distribución y almacenamiento en condiciones hidrológicas críticas.
- **Paso 7. Análisis tipo "what if".** Para las condiciones formuladas por el CNO-XM se realizan los análisis de las consecuencias.
- **Paso 8. Análisis de la calidad de los combustibles líquidos.** Finalmente se analiza la calidad de los combustibles disponibles para el cumplimiento de la normatividad de emisiones atmosféricas por la operación con estos combustibles.

3. LA CADENA DE ABASTECIMIENTO

A continuación se presenta una descripción y un análisis de los elementos esenciales para el estudio de la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos de Colombia, desde la perspectiva de despachos importantes de generación termoeléctrica con estos combustibles. El Anexo 1 contiene el mapa con la infraestructura petrolera de ECOPETROL.

3.1. Actores, normatividad y regulación

En términos generales el Decreto 4299 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía (MME) y sus posteriores modificaciones (Decretos 1333 de 2007 y 1717 de 2008), determina, casi en su totalidad, las obligaciones y responsabilidades de cada uno de los actores de la cadena de suministro de combustibles líquidos. Dada su calificación de servicio público, el suministro de derivados está sujeto a una estricta regulación por parte de las autoridades competentes. Estas regulaciones influyen en aspectos como: estructura de precios al consumidor, tarifas por la prestación de los servicios asociados, y obligaciones de los actores involucrados. A continuación se presentan, de manera somera, algunas de estas normativas. Es pertinente aclarar que este aparte no tiene por objeto hacer un análisis exhaustivo de la normativa existente, sino que busca introducir aquellos conceptos que son claves para la comprensión del sistema analizado y la problemática existente.

De acuerdo al Decreto 4299 de 2005 se identifican los siguientes seis tipos de actores en la cadena de distribución de combustible líquidos cuyos roles se presentan a continuación:

- Refinador
- Importador
- Almacenador
- Distribuidor mayorista
- Transportador
- Distribuidor minorista, y
- Gran consumidor

Refinador

En Colombia la refinación se encuentra en su mayoría en manos de ECOPETROL a pesar de haber ocho actores registrados como refinadores ante el MME. Dicha actividad es llevada a cabo en cuatro refinerías: Orito, Apiay, Cartagena y Barrancabermeja. Las dos últimas comprenden el 98% de la capacidad de refinación nacional con cargas nominales de 80,000 y 250,000 BDC respectivamente [ECOPETROL, 2009]. Las refinerías de Orito y Apiay tienen una capacidad nominal de 2,800 y 2,500 BDC respectivamente [UPME, 2006].

De los aspectos a resaltar sobre las obligaciones impuestas por el MME a los actores registrados como refinadores, se encuentra la prohibición de negociar y suministrar combustibles líquidos a entidades diferentes a otros refinadores, a distribuidores mayoristas y a grandes consumidores. Se le podrá suministrar productos a los distribuidores minoristas solo a través de estaciones de servicio de aviación y marítimas. La Tabla 3.1 contiene una lista de los refinadores actualmente registrados.

Importador	
	CHEVRON PETROLEUM COMPANY
	ECOPETROL S.A.
	ODIN PETROIL S.A.
	PETROLEOS DEL MILENIO C.I. S.A. - PETROMIL
	REFINERIA DE CARTAGENA S.A.
Refinador	
	ECOPETROL S.A.
	GASMOCAM S.A.
	ODIN PETROIL S.A.
	PACIFIC OIL & GAS S.A. E.S.P.
	P.S.M. USUARIO INDUSTRIAL DE BIENES Y SERVICIOS ZONA FRANCA
	REFINERIA DE CARTAGENA S.A.
	TELBA S.A.
	TURGAS S.A. E.S.P.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Agentes de la cadena de combustibles enero de 2009.

Tabla 3.1. Refinadores e importadores registrados a enero de 2009

Importador

Este agente está facultado para importar combustibles líquidos derivados del petróleo destinados a consumo o distribución dentro del territorio nacional. Para registrarse el interesado debe presentar ante el MME, además de los documentos exigidos en el Capítulo III del Decreto 4299 de 2005, copia del contrato de almacenamiento en puerto que utilizará para la recepción de los combustibles a importar, y copia del contrato con el agente de la cadena que distribuirá o consumirá los líquidos importados. El trámite de registro como importador tarda tres días hábiles, una vez se presenten los respectivos documentos. De igual forma, la importación de combustibles está sujeta al cumplimiento de la normativa técnica y ambiental vigente, la cual debe estar acreditada por la DIAN y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

Al igual que los refinadores, los importadores solo están facultados para contratar sus servicios con los refinadores, distribuidores mayoristas, grandes consumidores y los distribuidores minoristas (estaciones marítimas y de aviación).

Almacenador

El rol de almacenador aparece con el Decreto 4299 de 2005, y es el agente que puede alquilar su capacidad de almacenamiento a otros distribuidores, bajo operación conjunta u otro tipo de modalidad. Se diferencia de otros actores también facultados para almacenar combustibles líquidos, en cuanto que tiene prohibida la distribución y consumo de los bienes almacenados. Estos actores cuentan con plantas de abasto propias sobre las cuales alquilan parte o toda su capacidad de almacenamiento a quien así lo solicite. Son ocho organizaciones los actores registrados como almacenadores ante el MME ([MME, 2009]) en comparación con los distribuidores mayoristas, quienes además de contar con plantas de abasto propias pueden comercializar y distribuir los combustibles que en ellas acopian.

Distribuidor mayorista

Los distribuidores mayoristas, de acuerdo al Decreto 4299, son aquellos que se dedican a la distribución de combustibles líquidos a grandes consumidores, consumidores industriales, distribuidores minoristas y otros distribuidores mayoristas. Como consecuencia del desarrollo de su actividad, en éstos recae gran parte de la operación de almacenamiento de combustibles derivados es decir, el almacenamiento estratégico del país, útil en situaciones normales y de emergencia.

Una de las principales disposiciones a los mayoristas es que para el registro de su actividad, debe demostrar que en las plantas de abasto ha celebrado contratos con otros actores de la cadena por volúmenes superiores a los 2,600,000 galones al mes. Del volumen anterior, al menos el 70% debe corresponder a acuerdos con distribuidores minoristas que manejen estaciones de servicio automotriz o fluvial. De esta disposición se absuelven las plantas de abasto ubicadas en zonas geográficas especiales², que por limitaciones geográficas o baja demanda no alcance a cumplir con los objetivos requeridos. Además, se exceptúa también a las plantas que se construyan para distribuir exclusivamente combustibles para quemadores industriales.

De acuerdo con el Decreto 4299 de 2005, los mayoristas deben mantener capacidad de almacenamiento para al menos el 30% del promedio de ventas de los últimos doce meses. En el caso de un entrante debe disponer de al menos una planta de abasto con capacidad de almacenamiento de al menos el 30% del volumen mínimo requerido para instaurarse como distribuidor mayorista. Es de notar que el decreto hace referencia únicamente a la capacidad de almacenamiento, recae en el mayorista la política de operación de sus inventarios, incluyendo la cantidad de cada producto a disponer en un momento determinado y los días de inventario mínimos a manejar. Anteriormente existía una regulación sobre la disponibilidad de inventario que los mayoristas debían mantener; sin embargo, las particularidades de la operación y del producto llevaron a la desaparición de esa regulación.

Debido a los problemas asociados al almacenamiento de los derivados (pérdidas de estabilidad, contaminación por residuos, humedad, separación de compuestos, etc.) los distribuidores tratan de garantizar una alta rotación del producto, y por ende, mantienen inventarios mínimos relativamente bajos. En general, la política de operación de los mayoristas determina que, para ciertos productos (incluyendo algunos de interés para este estudio), un *lote* no se debe mantener almacenamiento por más de cinco meses.

Otra de las disposiciones legales a las que se supedita la operación de los distribuidores mayoristas establece que son los responsables de garantizar la constancia y estabilidad del suministro de combustibles líquidos derivados a los agentes con los cuales mantenga relaciones comerciales, excepto cuando se presenten fallas justificables en el suministro.

Como parte de su operación regular, el mayorista está en la obligación de reportar ante ECOPETROL parte de la existencia de su almacenamiento, con el fin de que corrobore la existencia de disponibilidad suficiente para la recepción de los combustibles solicitados. Esta obligación no se encuentra decretada dentro de la legislatura ordinaria del tema, pero es un requerimiento operativo del procedimiento de nominaciones. Más adelante se explica en detalle el procedimiento de nominaciones de ECOPETROL y sus implicaciones para la problemática del abastecimiento.

² Leticia, Arauca, San Andrés, Florencia, Puerto Inárida, Maicao, San José del Guaviare, Puerto Asis, Buenaventura, Puerto Carreño y zonas de frontera.

Transportador

El transporte de combustibles líquidos derivados está autorizado a través de alguno de los siguientes medios: terrestre, poliductos, marítimo, fluvial, férreo y aéreo.

El transporte terrestre se autoriza únicamente a vehículos con carrocería tipo tanque, se puede concertar con una empresa de servicio público de transporte autorizada por el Ministerio de Transporte, o a través de una flota de vehículos del mismo agente, con previa autorización del Ministerio de Transporte y el debido cumplimiento de las normas vigentes. En la mayoría de los casos los distribuidores mayoristas cuentan con un esquema de operación mixta, en el cual se maneja una flota propia que engloba la mayor parte de su operación, y adicionalmente, contratan algunos servicios a otros operadores de transporte.

Desde el 2002, debido a las dramáticas cifras de hurto de hidrocarburos que alcanzaron los 7,270 BDC [MME, 2007], se implementaron políticas para la prevención y penalización de este delito. Se expidió el Decreto de marcación (1503 de 2002) el cual permite identificar el combustible legal y sancionar administrativamente el ilegal [ACP, 2003]³. También se buscó ajustar las penas por hurto y las sanciones por contrabando con base en los Decretos 2748 de 2002 y la ley 788 de 2002. Aparte del esfuerzo legal, se implementaron políticas operativas para la prevención del hurto de combustibles líquidos. Una de estas políticas de mayor impacto es aquella que evita que los carrotanques circulen en el horario nocturno en algunas zonas del país. El balance conjunto de estas políticas muestra una reducción significativa en el hurto de combustibles pasando a 942 BDC en 2006 [MME, 2007].

Para el caso del transporte fluvial, férreo y aéreo, el MME sujeta la operación a través de estos medios a la normativa vigente del Ministerio de Transporte. Por su parte, el MME únicamente establece, para el caso del transporte fluvial, la exigencia en el porte de la guía única de transporte y los documentos certificados del combustible transportado.

Actualmente no se utiliza el transporte por vía férrea, a excepción de un particular quien compra el líquido a ECOPETROL y lo moviliza hasta sus instalaciones. Debido a los problemas asociados a la infraestructura ferroviaria, el transporte de combustibles por este medio requeriría de inversiones sustanciales que tardarían un tiempo significativo para movilizarlo a grandes distancias. En consecuencia, este medio no se considera en el presente estudio.

La operación de los poliductos está sujeta a la regulación tarifaria impuesta por el MME en la Resolución 180088 de 2003, y su posterior modificación a través de la Resolución 180209 de 2003. Dicha regulación hace parte de un esfuerzo por consolidar un mercado eficiente que genere competencia entre los diferentes agentes, permita el acceso de estos a la infraestructura existente, y garantice la expansión del sistema [MME, 2005]⁴. Para la definición de las tarifas, se tienen en cuenta criterios como: valoración económica de los activos invertidos, planes de expansión, ingresos, pérdidas asociadas y costos operativos, administrativos y de mantenimiento. Los factores

³ Asociación Colombiana de Petróleo. Estrategia Contra la Comercialización Ilegal de Combustibles Líquidos. 2003.

⁴ Política gubernamental en el sector del downstream. Ministerio de Minas y Energía. 2005. http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp?cargaHome=2&opcionCalendar=4&id_noticia=328

A pesar de que este agente debe contar con inventarios de aproximadamente 3 días para los líquidos que distribuye [Arthur D'little, 2009], estos volúmenes de manera individual no son significativos dentro de los consumos esperados en despachos críticos de las plantas



Figura 3.1. Tarifas de poliductos 2009

Distribuidor minorista

A pesar de que este agente debe contar con inventarios de aproximadamente 3 días para los líquidos que distribuye [Arthur D'little, 2009], estos volúmenes de manera individual no son significativos dentro de los consumos esperados en despachos críticos de las plantas

termoeléctricas, y adicionalmente las estaciones de servicio no cuentan con la infraestructura necesaria para el llenado de los carrotanques necesarios para movilizar el combustible en las magnitudes requeridas por un despacho del sector termoeléctrico y los combustibles allí almacenados tienen como destino prioritario el abastecimiento de los consumos de transporte y los pequeños consumos de otros sectores. En consecuencia, estos almacenamientos no están disponibles para los consumos de interés de este estudio y por tanto no se consideran.

Gran consumidor

Dentro de la categoría de grandes consumidores se realizan distinciones sobre los “grandes consumidores (GC) con instalación fija”, los “GC temporales con instalación fija” y los “GC sin instalación”. Acreditarse como GC habilita al interesado para negociar directamente con los refinadores e importadores. Para certificarse como tal, se debe mantener y comprobar el uso de combustibles líquidos en volúmenes superiores a los 420,000 B/mes para el caso del Diesel (“GC no intermediario de Diesel”), o 20,000 B/mes para el caso de otros combustibles derivados (Decreto 1333 de 2007). El gran consumidor solamente podrá consumir combustibles líquidos derivados de petróleo para los propósitos de generación de energía, generación de calor y uso como carburante. En el caso particular de las plantas termoeléctricas, 5 de ellas se encuentran registradas como grandes consumidores ante el MME a enero de 2009 [MME, 2009].

Relaciones entre los actores de la cadena

La Figura 3.2 presenta un resumen de los actores existentes en la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos.

Bajo el esquema regulatorio vigente, existen restricciones a las relaciones e interacciones en la cadena de distribución de combustibles derivados. El distribuidor mayorista es el actor más claro para interacción en el caso de las plantas termoeléctricas que consumen Diesel o Fuel oil #2. Las demás plantas, al consumir combustibles que no son comunes a los distribuidores mayoristas, como el caso del Fuel oil # 6, deben mantener una relación importante con el refinador, quien cuenta con oferta de este tipo de productos, además de la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento del mismo.

Es claro que ante una situación crítica como la que se podría presentar en el caso de un fenómeno de El Niño de magnitud considerable, sería conveniente levantar las restricciones a la interacción de los agentes y de crear una alternativa de abastecimiento directa, lo cual requeriría de modificaciones normativas.

Bajo las reformas a las leyes de hidrocarburos y la democratización de la propiedad de ECOPETROL, esta entidad dejó de tener bajo su cargo la responsabilidad del abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos [MME, Decreto 1760 de 2003], al menos de manera formal, ya que en la práctica, la política interna de ECOPETROL muestra como su compromiso el abastecimiento de la demanda nacional, siempre que las circunstancias lo permitan. En el Decreto 1760 del 2003 se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos, asignándosele dentro de sus principales funciones, la de “...adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos...” [MME, Decreto 1760 de 2003].



Figura 3.2. Resumen de actores de la cadena de combustibles líquidos

ECOPETROL en su posición de cuasi-monopolio constituye a la fecha el mayor importador activo, a pesar de existir otros actores registrados bajo esta figura. Este monopolio opera sobre dos mecanismos principales: la capacidad de refinación y la infraestructura de transporte de derivados.

A pesar de los esfuerzos legislativos para permitir el acceso de terceros a la infraestructura de transporte de ECOPETROL, diferentes factores han evitado que se ejerza plenamente este mandato. En primer lugar, la utilización relativamente alta de la infraestructura actual deja un margen limitado para el acceso de terceros. Adicionalmente, la regulación de los mercados, en especial de los márgenes de los distribuidores mayoristas y refinadores, limita el atractivo de las inversiones en infraestructura por parte de entidades diferentes a la petrolera estatal. Es por estas razones que a pesar de haber 5 personas jurídicas registradas como importadores [MME, 2009], ECOPETROL es el único en capacidad de importar volúmenes importantes, como los que se requerirían en la operación del parque de generación térmico. Parte de la regulación y los esfuerzos en el tema de infraestructura se basan en la regulación de las tarifas de transporte por el uso de los poliductos (ver nuevamente la Figura 3.1), cobro que se realiza en proporción a la distancia recorrida por cada tramo del poliducto.

3.2. Descripción de las operaciones de la cadena

La oferta de refinados se concentra en dos de las cuatro refinerías las cuales son responsables del 98% de la producción nacional. Dada la alta demanda del país en algunos de los productos derivados, las refinerías funcionan al 100% de capacidad, conduciendo a que para algunos

productos, cuyo uso no es común en el país, se produzcan excedentes exportables. La razón de esta situación es la limitada flexibilidad operativa actual de las refinerías que impide la atención de demandas excepcionales de magnitudes considerables como las que podrían originarse en algunas termoeléctricas. La Tabla 3.2 muestra la producción nacional para algunos de los principales líquidos.

PRODUCTO	PRODUCCIÓN (BDC)				TOTAL
	BARRANCA (GCB)		CARTAGENA (RCSA)		
Acpm	61,089	78.56%	16,676	21.44%	77,765
Dma	230	6.02%	3,584	93.98%	3,814
Extra	3,173	88.37%	418	11.63%	3,591
Fuel Oil	46,506	71.56%	18,486	28.44%	64,993
Jet A1	15,858	70.37%	6,677	29.63%	22,535
Motor	58,301	93.11%	5,704	6.89%	61,543
Queroseno	2	0.83%	292	99.17%	295

Fuente: ECOPETROL

Tabla 3.2. Concentración de la capacidad de refinación

Como se mencionó, las interacciones entre actores de la cadena de abastecimiento son limitadas y tan solo los distribuidores mayoristas y los grandes consumidores pueden considerarse como clientes del refinador y solicitar producto al mismo.

ECOPETROL realiza la comercialización de productos derivados a través del llamado "*procedimiento de nominación de combustibles transportados por poliducto*"⁵. A grandes rasgos, este proceso busca la previsibilidad en la operación y la formalización de los compromisos entre ECOPETROL y sus clientes. Durante los primeros días del mes los distribuidores mayoristas o grandes consumidores no intermediarios solicitan a ECOPETROL una cantidad determinada de combustibles derivados para los tres meses posteriores al cual se hace la nominación. El primero de estos meses (i.e. el más próximo a la ocurrencia del consumo) se considera como una nominación en firme, mientras que los siguientes dos meses pueden experimentar modificaciones través de los medios autorizados, cuya aceptación está sujeta a la disponibilidad de producto y a la capacidad de transporte. De acuerdo con ECOPETROL (ver Anexo 2 de entrevistas) en el evento de que los cambios en las cantidades a nominar sean de magnitud considerable, se recomienda que se reporten con una antelación de dos meses para así poder tomar las decisiones operativas necesarias para buscar el cumplimiento a la demanda.

Se pone en evidencia una fuerte restricción de la logística de suministro de combustibles para atender despachos termoeléctricos intempestivos con líquidos debido a: i) la inflexibilidad para realizar cambios rápidos en el programa de producción en las refinerías, ii) las demoras para importar los productos refinados y, iii) los inventarios están diseñados para cambios pequeños comparados con los que podrían ocurrir cuando se requieran despachos de las termoeléctricas. De hecho, puede afirmarse que el proceso de nominaciones está diseñado para demandas altamente previsibles, con variaciones pequeñas mes a mes.

⁵ Para un mayor detalle sobre el proceso de nominaciones de ECOPETROL, se referencia al lector al documento en cuestión disponible a través de la página web.

Las nominaciones se realizan durante los primeros diez días de cada mes. La información que los clientes deben reportar a ECOPETROL consta del producto, la cantidad, el punto de entrega y el ciclo⁶ para el cual se solicita. La razón es que la operación mensual de ECOPETROL se divide en tres ciclos al mes, cada uno de diez días, y corresponde al tiempo estimado que tarda el líquido despachado por poliducto en terminar su viaje hasta el occidente del país que es el punto más lejano desde la refinería de Barrancabermeja.

Una vez suministrada la información de las nominaciones, ECOPETROL procede a revisar los acuerdos contractuales, los registros históricos, las existencias del producto, las posibilidades de producción y la disponibilidad de transporte. En el caso de que la disponibilidad de producto o la capacidad de transporte sean insuficientes, ECOPETROL proceder a ajustar las cantidades solicitadas por cada cliente, bien sea de acuerdo con su participación histórica en las ventas, o bien utilizando un procedimiento de prorrateo. Si el valor nominado supera el 5% por exceso o por defecto al promedio histórico, se valida con el cliente la nominación. En caso de superar la disponibilidad de producto, capacidad de transporte o remanente de almacenamiento, se aplica el procedimiento de prorrateo [ECOPETROL, 2005].

Parte del proceso de nominación exige que los mayoristas reporten a ECOPETROL su disponibilidad de lámina (capacidad nominal de almacenamiento) para la recepción de los líquidos solicitados⁷. Dependiendo del producto y las exigencias normativas a las que esté sujeto, es necesario que el mayorista demuestre que tiene disponibilidad para recibir el combustible directamente del poliducto. En el caso de restricciones que no hagan factible la nominación, se realiza el ajuste pertinente y se reporta a través del sistema. Una vez validada la nominación, ECOPETROL procede a publicar el resultado.

Para el caso de los derivados más pesados (como el Fuel oil # 6), los cuales no son factibles de ser transportados a través de poliductos, se deben utilizar medios alternos de transporte como las barcas o los carotanes. Estos productos se comercializan directamente por ECOPETROL en las refinerías y la operación de transporte se encuentra en manos de los consumidores y distribuidores mayoristas.

Las operaciones subsecuentes en la cadena de distribución de combustibles líquidos se remiten al almacenamiento y transporte hacia el distribuidor mayorista y el consumidor final. En la mayoría de los casos el transporte en operaciones subsecuentes se realiza a través de carotanes. Una de las excepciones se observa en el caso del poliducto operado por la Organización Terpel entre Medellín y el Aeropuerto de Río Negro, en el cual el producto es trasladado hasta el consumidor final por este medio.

Para el llenado de carotanes los distribuidores mayoristas disponen de llenaderos en sus instalaciones suficientes para manejar una operación de tamaño considerable. De acuerdo con datos suministrados por mayoristas, el llenado de un carotane con capacidad de carga de

⁶ Un ciclo se define como el lapso en que se divide el periodo de nominación para el cual los clientes van a realizar las nominaciones del mes en firme. Cada ciclo consta de 10 días y la nominación se realiza para tres ciclos.

⁷ Se refiere al autor a la página 8 del documento "PROCEDIMIENTO DE NOMINACIÓN DE COMBUSTIBLES TRANSPORTADOS POR POLIDUCTO" de ECOPETROL disponible a través de la página web de ECOPETROL.

10,000 galones tarda entre 50 y 60 minutos. Adicionalmente, si se presenta congestión en el patio de llenado, un carrotanque puede esperar alrededor de 15 minutos para ser atendido.

La mayor parte de los distribuidores mayoristas cuentan con una flota propia de carrotanques, la cual es suficiente para satisfacer sus compromisos regulares con los distribuidores minoristas y los consumidores industriales (lo que podría llamarse la demanda firme o la demanda de alta probabilidad de ocurrencia). En caso de requerirse carrotanques adicionales se solicitan a un transportador autorizado, el cual tarda entre dos y tres días para ponerlos a disposición del mayorista. Algunos otros mayoristas utilizan en su operación una flota de transporte alquilada o subcontratan el servicio de transporte a algunos de los transportadores autorizados (Copetran, Coltanques, Cotraserca, Cotranscop, Turbomack, Adispetrol, Joalco, Covolve, TLC, Transdepet, etc....).

El MME estima que existe un excedente de capacidad de transporte por carrotanques (ver Anexo 2), apta para respaldar una demanda extraordinaria. Como se verá, en caso de requerirse carrotanques adicionales estos tardarán un periodo de entre tres y cuatro meses para entrar en funcionamiento.

3.3. Oferta e importaciones

ECOPETROL, controla y opera la refinería de Barrancabermeja (GRB), la cual abastece el 80% de la demanda localizada en el interior del país. La refinería de Cartagena (RCSA) limita sus operaciones a la Costa Atlántica (ver nuevamente la Tabla 3.2). Este fraccionamiento geográfico del mercado se consolida en razón de la inexistencia de un medio de transporte eficiente que conecte las dos regiones. Actualmente se transporta por el río Magdalena entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja un volumen cercano a los 40 KBDC de derivados medios. Este transporte funciona a capacidad limitada por la oferta de remolcadores en operación.

El consumo de crudos cada vez más pesados por parte de las refinerías es la causa del declive en la producción de gasolinas y de la creciente producción de destilados medios y pesados, representando en 2008 un 20% más de producción en relación al 2003 (ver Tabla 3.3 y Figura 3.3).

COMBUSTIBLE	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GASOLINA MOTOR	98,026	103,505	88,427	77,369	69,237	61,543
GASOLINA EXTRA	12,083	11,313	8,983	4,766	4,273	3,591
BENCINA & COCINOL	165	122	172	126	59	2,250
DIESEL	65,513	72,802	72,469	83,222	89,828	81,579
QUEROSENO	2,994	702	311	307	331	295
JP-A	26,767	20,605	20,000	17,592	15,980	22,535
AVIGAS	863	878	1,394	1,064	373	290
PROPANO	24,100	19,881	20,000	20,957	17,952	23,500
FUEL OIL Y CRUDOS	53,185	60,198	69,210	64,051	66,947	64,993

Fuente: UPME, ECOPETROL.

Tabla 3.3. Producción histórica por combustible (KBDC)

A pesar de ser un exportador neto de hidrocarburos, Colombia requiere de volúmenes significativos de importación para algunos productos en los cuales es deficitario. Este es el caso de las gasolinas de alto octanaje y los derivados medios de mejor calidad. Los nuevos requerimientos de la legislación ambiental han impuesto la necesidad de importar una cantidad significativa de Diesel de bajo azufre para mezclar con la producción local (ver Tabla 3.4 de importaciones) las cuales han incrementado la utilización del poliducto Pozos Colorados – Galán. Complementariamente, se está utilizando parte de la producción nacional de Jet 1A para completar la mezcla y mejorar las características de calidad del Diesel.

Con los planes de expansión y reconversión de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja se espera revertir la situación descrita y se busca la autosuficiencia en materia de hidrocarburos. Las fechas estimadas para la entrada en operación de los proyectos de las refinerías se encuentran más allá del horizonte de análisis del presente estudio y por ende no se consideran en los análisis y resultados.

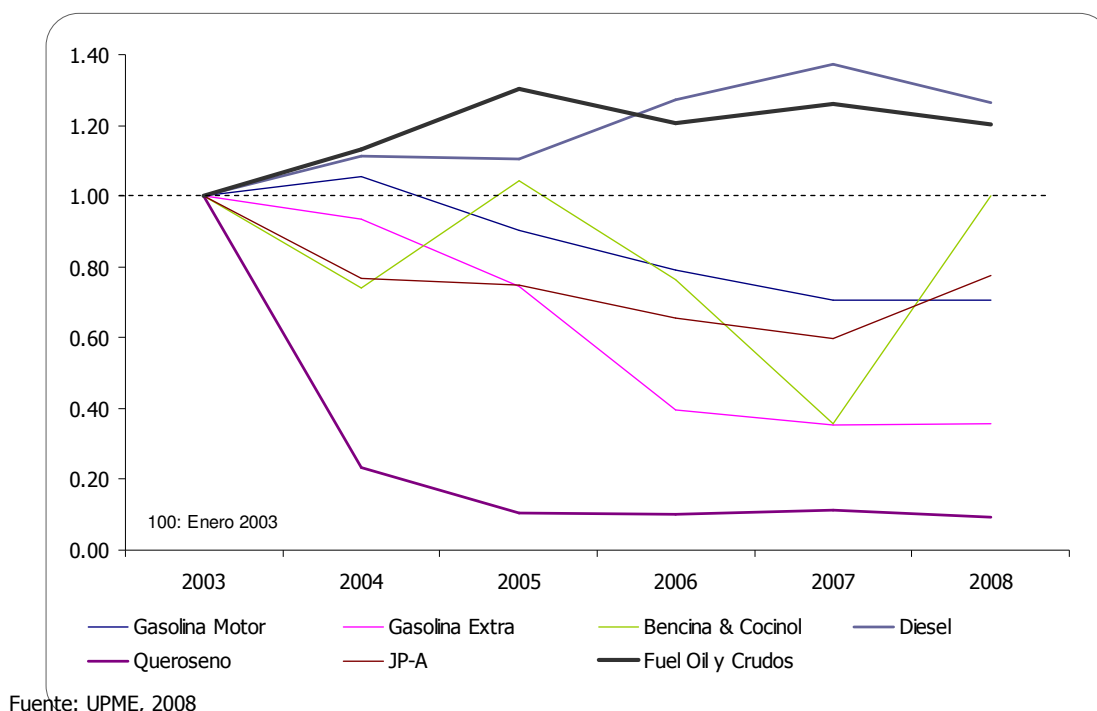


Figura 3.3. Tendencia de producción de refinados.

Además de las importaciones registradas en la Tabla 3.4 se presentan algunas importaciones menores a través de Leticia (0.27 KBDC) y Cúcuta (1.8 KBDC) utilizadas para satisfacer los consumos locales de gasolinas, Diesel y Fuel oil # 6.

PUERTO DE IMPORTACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD (BD)
Mamonal - Cartagena	GLP	1500
Pozos Colorados	Diesel ULS	25000
Pozos Colorados	Diesel HS	4500
Buenaventura	Diesel Regular	500

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.4. Importaciones en 2009.

3.4. Demanda y exportaciones

Las proyecciones elaboradas por los consultores para cada uno de los combustibles líquidos en cuestión en cada una de las principales plantas de abasto, consideran que no habrá crecimiento durante el horizonte de análisis (2009 y 2010) (ver Figura 3.4).

Si bien la UPME suministró una proyección de combustibles líquidos detallada (la cual contempla crecimientos positivos en Diesel), se ha constatado que en lo corrido hasta marzo de 2009 los consumos reales de productos derivados han sido inferiores a los proyectados por la UPME, con lo

cual no se considera necesario realizar una revaluación de los datos proyectados por la consultoría. Más aún, ante la desaceleración económica y una potencial recesión, se considera que las proyecciones realizadas por la consultoría pueden constituirse en un escenario optimista de demanda de derivados.

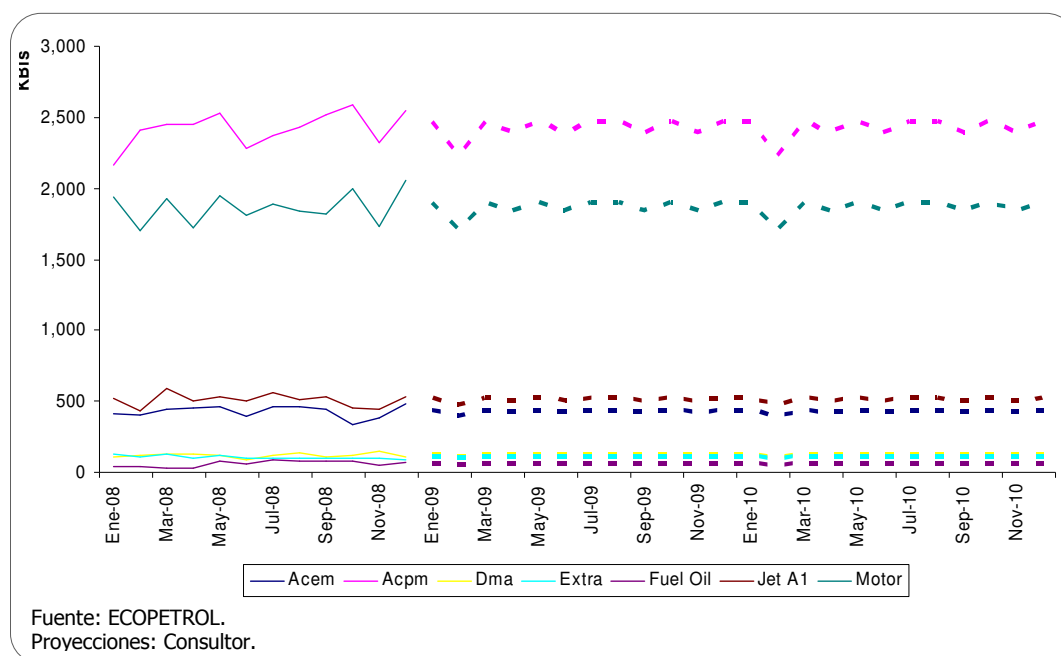


Figura 3.4. Demanda y proyecciones de combustibles líquidos⁸

Las exportaciones para la mayor parte de los combustibles derivados producidos por ECOPETROL se encuentran ligadas a los excedentes de producción de los mismos, y se realizan principalmente a través del mercado "spot". La excepción es la gasolina motor, para la cual existe un compromiso de largo plazo para la exportación de 7.5 KBDC hacia República Dominicana (ver Tabla 3.5).

Las exportaciones a través del mercado "spot" corresponden a productos cuya demanda ha decrecido (con caída de precios asociada) en los últimos años, o para los cuales el país presenta algunos excedentes menores como el Diesel de alto azufre. El Combustóleo, derivado residual que presenta un excedente exportable de 64 KBDC, se almacena en plantas en Cartagena y se ofrece en el mercado internacional una vez se cuenta con almacenamiento suficiente. La naturaleza "spot" de estos mercados de refinados es favorable en alguna medida para abastecer eventuales demandas internas, como las de la generación termoeléctrica objeto del presente estudio, debido a que las cantidades exportables no se encuentran comprometidas mediante contratos de largo plazo, y por tanto, pueden destinarse a atender dichos consumos sin este tipo de restricciones.

En el caso del Jet 1A, a pesar de contar con un excedente mayor a las exportaciones reportadas (excedente de 5 KBDC vs. exportaciones de 1.6 KBDC), la diferencia se utiliza para mejorar la calidad del Diesel de producción local.

⁸ ACEM (Aceite Ecológico para Motores): ACPM de mayor calidad para uso del transporte masivo articulado

Por otro lado, en cuanto al Diesel, el país es un importador neto, pero las importaciones superan el déficit estimado aritméticamente, lo cual se debe a que no solo están motivadas por el cubrimiento del déficit nacional, sino también por el mejoramiento de su calidad del refinado localmente. Es por ello que pueden resultar algunos volúmenes de la producción nacional de Diesel de alto azufre para exportación.

PUERTO DE EXPORTACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD (BD)
Mamonal - Cartagena	Butano	1,600
Mamonal - Cartagena	Gasolina Ron 92	7,500
Mamonal - Cartagena	Diesel HS	12,200
Mamonal - Cartagena	Jet 1A	1,600
Mamonal - Cartagena	Fuel Oil	64,000

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.5. Exportaciones

3.5. Infraestructura de almacenamiento

La infraestructura de almacenamiento para los productos de interés se concentra en las principales terminales de entrega de la red de poliductos. Existen plantas de abasto adicionales en centros independientes distantes, pero estas no constituyen una parte significativa del almacenamiento total del país. Lo anterior se explica por los altos costos de transferencia (transporte y manejo) de los productos desde los puntos de entrega de los poliductos hacia las estaciones distantes. Es decir, hay un costo importante asociado al traslado de los productos, que limita el almacenamiento independiente.

Debido a la dificultad en la adquisición de información detallada de los almacenamientos disponibles, se utilizó la mejor estimación disponible en ECOPETROL a 2009. Esta información contempla, en cada planta de abasto, la cantidad de almacenamiento disponible para los productos de interés, únicamente para aquellos tanques que se encuentran interconectados al poliducto⁹. Se considera que esta es una aproximación adecuada al almacenamiento total disponible en las plantas de abasto.

Dado que el presente estudio busca analizar la factibilidad técnica de despachos para el sector termoeléctrico, se utiliza la cifra de almacenamiento total (ECOPETROL + distribuidores mayoristas) en las plantas de abasto como aproximación a la restricción del problema, y se modela como tal en el análisis integrado de la red.

En la Tabla 3.6 se reportan los estimados utilizados en el modelo matemático de la red como aproximaciones al almacenamiento disponible en los terminales de abasto. Es importante anotar que, por disposición de ECOPETROL, el almacenamiento en refinerías se considera como

⁹ La información de un mayorista para 2006 suministrada por la UPME a los consultores coincide con la de ECOPETROL.

estrictamente operativo y por lo tanto no hace parte del almacenamiento útil para solventar variaciones por posibles demandas de productos derivados como las que aquí se estudian¹⁰.

Planta de Abasto	Acem	Acpm	Extra	Fuel Oil 6	Jet A1	Motor	Queroseno
Baranoa	0	25,713	24,081	0	23,267	45,330	10,060
Barrancabermeja	238,000	282,000	141,546	350,000	168,000	441,000	91,000
Buenaventura	0	112,704	0	0	0	93,918	0
Buga	0	13,000	3,000	0	0	15,000	0
Cartagena	0	504,680	62,000	350,000	0	637,700	306,800
Cartago	0	32,549	2,076	0	0	24,443	0
Chimita	0	75,564	10,140	0	10,000	55,504	5,000
Gualanday	0	32,504	8,000	0	0	30,002	5,000
La Pintada	0	6,177	0	0	0	4,737	0
Lizama	0	45,051	0	0	0	21,805	0
Manizales	0	6,900	1,900	0	0	11,900	0
Mansilla	72,920	201,968	20,528	0	123,490	257,644	0
Mariquita	0	15,524	5,000	0	0	13,000	0
Medellin	0	89,535	24,576	0	34,364	106,037	0
Mulalo	0	30,401	2,400	0	17,400	35,000	0
Neiva	0	20,001	7,500	0	0	30,003	0
Pereira	0	10,750	0	0	0	22,350	1,900
Pozos Colorados	500,000	253,700	0	0	0	0	0
Puente Aranda	71,633	52,691	14,147	0	57,338	121,716	0
Salgar	88,735	137,836	29,708	0	87,909	256,568	0
Sebastopol	116,566	284,738	44,743	0	70,001	263,376	0
Tocancipa	268,684	182,281	0	0	0	133,520	0
Yumbo	0	69,645	10,156	0	13,112	168,771	3,000
Zeus	0	19,500	5,120	0	0	13,620	0

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.6. Capacidad estimada de almacenamiento por planta de abasto (cifras en B).

La Tabla 3.7 contiene las coordenadas de localización de las plantas de abasto consideradas en el presente estudio.

¹⁰ El caso del Fuel oil # 6 es una excepción pues los almacenamientos de las refinerías tienen un carácter diferente y son los únicos disponibles para ser utilizados para la exportación del producto.

ESTACION	LATITUD	LONGITUD
Terminal Mansilla (Facatativa)	4°50'11.995"	-74°20'37.4289"
Terminal Chimita (Bucaramanga)	7°5'58.694"	-73°10'16.4829"
Planta Puerto Salgar Puerto Salgar)	5°27'12.5078"	-74°37'51.7012"
Planta Guaduoero (Guaduas)	5°11'30.5113"	-74°34'42.487"
Planta Vasconia (Puerto Boyaca)	6°4'3.9374"	-74°33'28.0317"
Planta Yumbo (Yumbo)	3°34'43.2198"	-76°29'7.9156"
Planta Manizales (Manizales)	5°2'11.7677"	-75°26'21.9107"
Terminal Buenaventura (Buenaventura)	3°53'3.0513"	-77°3'44.7854"
Planta Cartago (Cartago)	4°43'30.9783"	-75°54'57.9946"
Planta Fresno (Fresno)	5°9'26.5696"	-75°5'5.3762"
Planta Mariquita (Mariquita)	5°11'33.5582"	-74°56'35.3678"
Planta Herveo (Herveo)	5°3'38.636"	-75°13'43.6777"
Planta Dagua (Dagua)	3°43'54.6206"	-76°40'37.8643"
Planta Villeta (Villeta)	5°1'0.0607"	-74°28'13.6325"
Planta Alban (Alban)	4°53'32.9297"	-74°27'4.8108"
Terminal Puente Aranda (Bogota)	4°38'11.8272"	-74°6'15.1296"
Planta Banadia	6°56'20.0495"	-71°48'40.6675"
Planta Toledo	7°19'33.1033"	-72°29'18.446"
Planta Samore	7°4'6.5682"	-72°14'16.5048"
Planta Rio Zulia	8°1'26.4771"	-72°30'3.8268"
Planta Oru	8°36'31.6655"	-72°54'40.9546"
Planta Araguaney (Yopal)	5°25'1.7614"	-72°17'41.0989"
Planta El Porvenir (Monterrey)	4°55'12.2168"	-72°55'56.2877"
Planta Miraflores	5°11'10.7887"	-73°9'44.7474"
Terminal Pozos Colorados (Santa Marta)	11°9'54.1182"	-74°13'37.5728"
Terminal Coveñas (Coveñas)	9°24'35.4913"	-75°41'31.1601"
Planta Ayacucho (La Gloria -Cesar-)	8°36'7.5098"	-73°36'30.1681"
Planta Galan Barrancabermeja)	7°4'30.2107"	-73°52'56.3885"
Planta Sebastopol (Cimitarra)	6°28'27.0523"	-74°23'35.1545"
Planta Medellin (Medellin)	6°17'4.57"	-75°34'13.9422"
Planta Cisneros (Cisneros)	6°32'16.1235"	-75°3'25.21"
Terminal Baranoa	10°50'59.4003"	-74°53'40.8003"
Planta El Retiro	9°10'7.683"	-74°44'7.7308"

Fuente: ECOPELROL.

Tabla 3.7. Coordenadas plantas de abastecimiento y terminales.

3.6. Infraestructura de transporte

3.6.1. Poliductos

El transporte de productos derivados a través de poliductos es el medio más común y eficiente para los líquidos refinados. De acuerdo con ECOPETROL, el transporte por este medio tiene un costo menor a 1 USD por km por barril, mientras que el transporte por barcazas tiene un costo aproximado de 5 USD por km por barril y el transporte por carrotanque de alrededor de 18 USD por km por barril. Estas aproximaciones a los costos de transporte son utilizadas dentro del modelo matemático de la red para reflejar un despacho cuasi-eficiente de combustibles¹¹. En consecuencia, la mayor parte de los despachos de líquidos desde las refinerías y puertos de importación, con destino a atender los consumos de las planta térmicas, se realizan hasta las plantas de abasto más próximas a la mismas por medio de la red de poliductos (limitados por la capacidad de los mismos), y solamente se utilizan los medios más costosos para cubrir los requerimientos que no se pueden transportar por poliducto.

En las Tablas 3.8 y 3.9 se expone la red nacional de poliductos junto con la utilización actual de las redes. Las cifras de capacidad y en general las cifras de volumen de combustibles líquidos se refieren a la gasolina mediante los factores contenidos en el Anexo 3. Se puede observar una alta utilización para algunos poliductos estratégicos como son el poliducto Sebastopol-Salgar, Sebastopol-Girardota, Girardota-Medellín y Galán-Sebastopol. La alta utilización actual de algunos de los tramos limita la flexibilidad de la operación de abastecimiento. Por otra parte, la nula utilización del poliducto Buenaventura-Yumbo indica el bajo manejo de combustibles a través del puerto de Buenaventura.

El transporte de líquidos por poliductos se efectúa a través de lotes ("*baches*") de aproximadamente 80 - 100 KB cada uno. El tamaño de estos lotes está regido por la integridad de los productos. La secuencia usual de transporte es la siguiente:

- gasolina motor
- virgynoil
- Diesel
- queroseno
- Jet 1A
- queroseno
- Diesel
- virgynoil
- gasolina motor
- y se repite la secuencia.

¹¹ Es de anotar que el presente trabajo no consiste en un análisis estricto del óptimo económico, sino en verificar la factibilidad de atender las demandas potenciales de líquidos para las termoeléctricas. Sin embargo, se introducen elementos para buscar la eficiencia económica.

LINEA	CAPACIDAD OPERATIVA	LONGITUD	DIAMETRO
Galan - Sebastopol (P) 8"	19,810	113.10	6"
Galan - Sebastopol 12"	55,250	116.20	12"
Galan - Sebastopol 16"	169,680	114.35	16"
Sebastopol - Salgar (P) 8"	19,810	131.90	6"
Sebastopol - Salgar 12"	48,690	136.54	12"
Sebastopol - Salgar 16"	87,930	134.76	16"
Galan - Lizama	16,100	44.00	12"/6"/4"
Lizama - Bucaramanga	16,100	52.90	12"/6"/4"
Salgar - Mansilla (P) 8"	11,990	107.67	8"/6"
Salgar - Mansilla 10"	79,140	109.40	10"
Mansilla - Pte Aranda	58,320	43.30	10"
Salgar - Mariquita 12"	22,100	50.40	12"
Mariquita - Gualanday 12"	22,100	118.14	12"
Gualanday - Neiva 12"	11,730	162.50	8"/6"
Sebastopol - Girardota	49,300	144.00	12"/10"/16"
Girardota - Medellin 12"	49,300	20.50	12"/10"/16"
Medellin - La Pintada	27,900	94.00	10"
La Pintada - Cartago	27,900	131.00	
Cartago - Buga	23,120	102.00	10"
Buga - Mulalo	23,120	50.00	10"
Mulalo-Yumbo	23,120	5.00	10"
Yumbo - Buenaventura	25,930	102.70	12"/8"/6"
Salgar - Manizales	20,230	126.00	8"
Manizales - Pereira (Odeca)	20,230	62.00	8"
Pereira - Cartago (Odeca)	20,230	22.00	8"
Cartago - Yumbo (Odeca)	14,110	157.00	10"/8"/6"
Buenaventura -Yumbo	12,240	102.70	12"/8"/6"
Cartagena-Barranquilla	23,470	103.70	12"
Pozos Colorados - Galan	35,800	502.60	12"

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.8. Red de poliductos. Capacidad en B, longitud en km.

Asociado con el transporte por poliducto se encuentran los tiempos típicos de viaje de los combustibles en cada uno de los tramos de la red (Figura 3.5). Estos tiempos están considerados en el modelamiento matemático de la red dentro del período de preaviso y tiempos de entrega como parte de la logística de nominación.

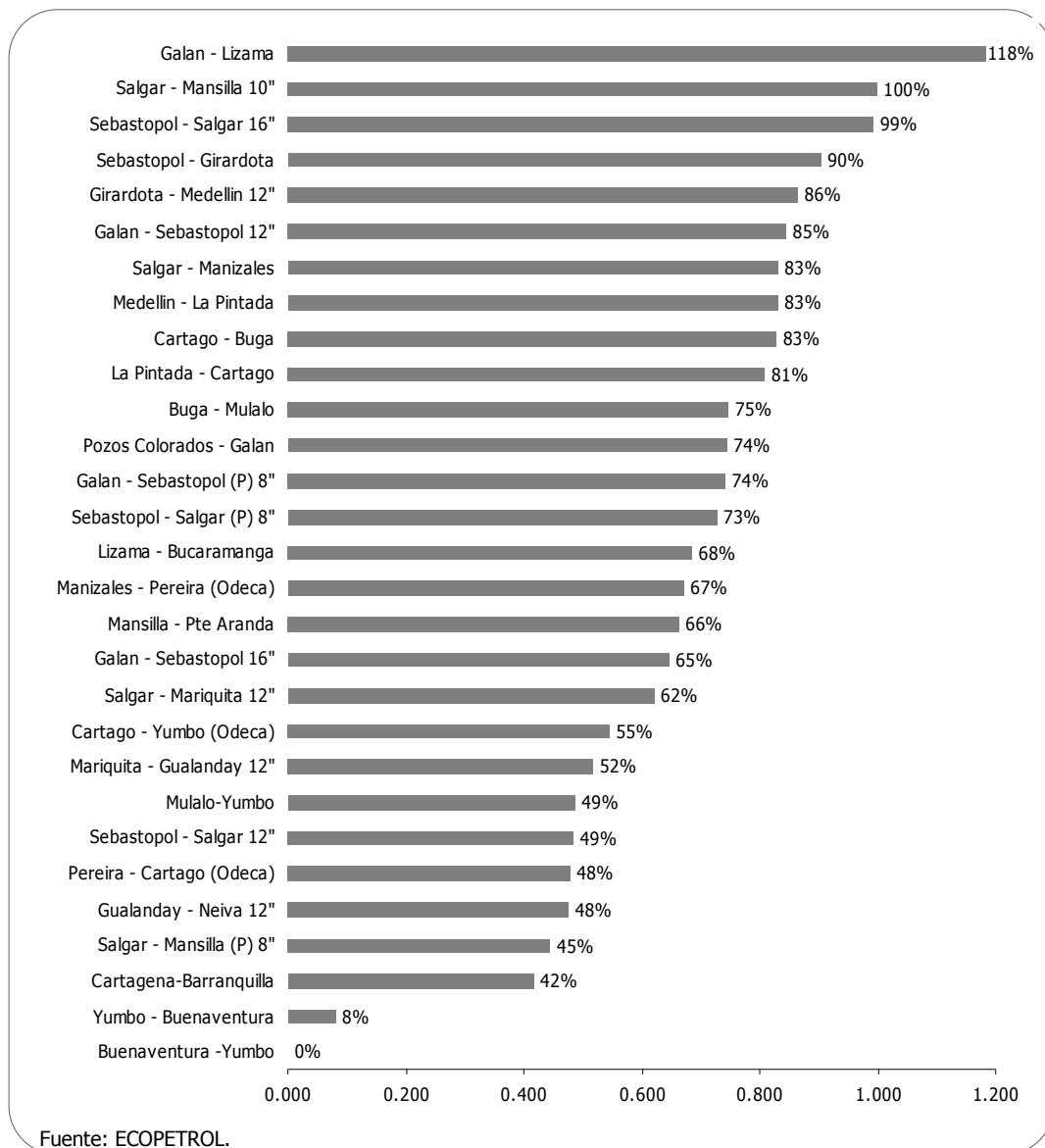


Tabla 3.9. Utilización actual de los poliductos

Es de notar que el tiempo aproximado de viaje de un barril de combustible desde Barrancabermeja hasta el Occidente del país es de aproximadamente 7.5 días. En caso de ser necesario realizar importaciones, el tiempo de viaje se aumenta significativamente a 19 días. Se espera que con la ampliación del poliducto Pozos Colorados – Galán prevista para finales de 2009 se mejore la velocidad del flujo.

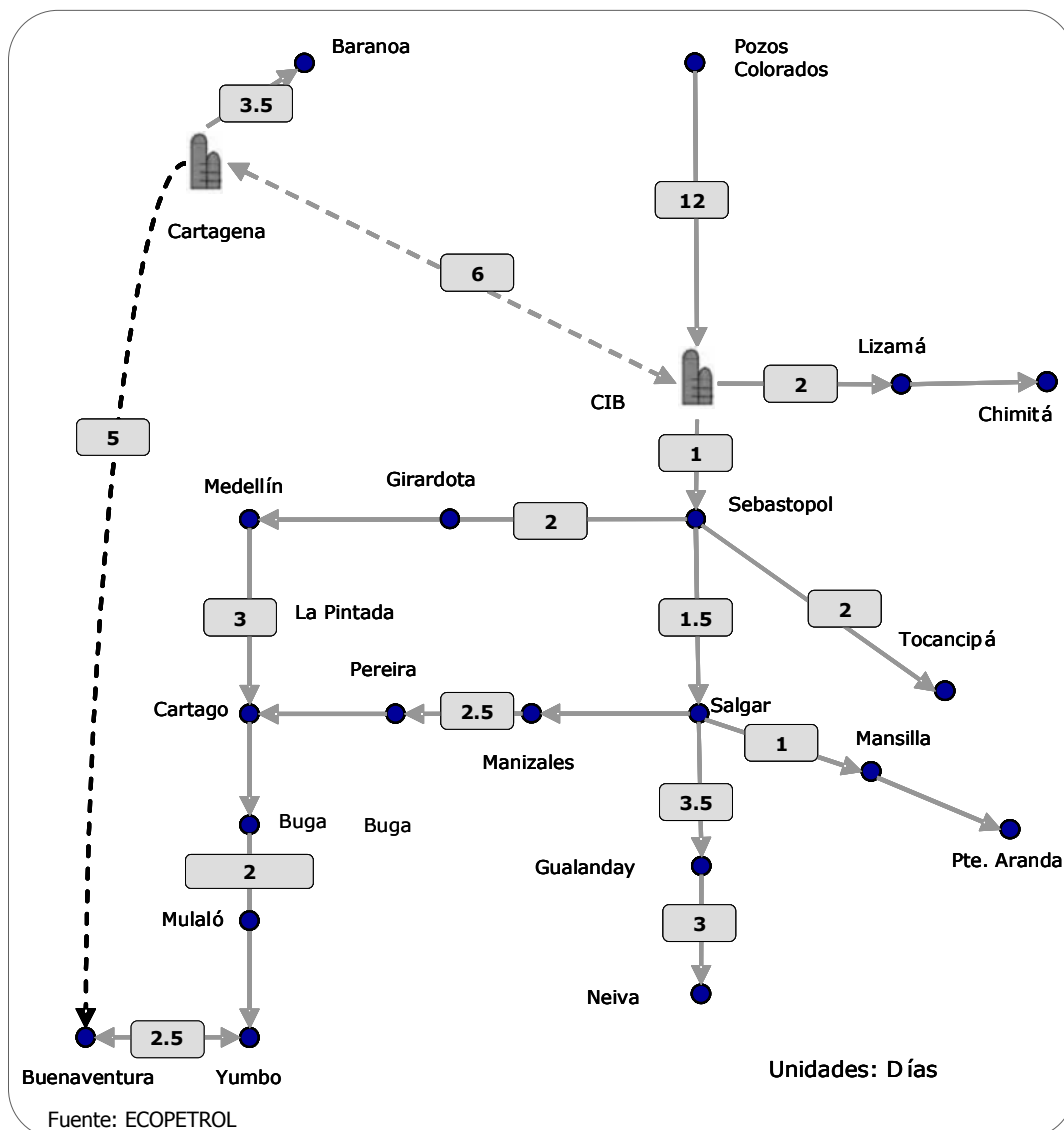


Figura 3.5. Tiempos de viaje de los combustibles (Días)

3.6.2. Combustoleoducto

Para el transporte del Fuel oil # 6 por ducto se requiere mejorar las características de viscosidad del mismo, razón por la cual se transporta bajo una mezcla de 22% de aceite liviano de ciclo y 78% Combustóleo.

Cerca de 30 KBDC de la refinería de Barrancabermeja se transportan a través del combustoleoducto que comunica las estaciones de Galán - Ayacucho (18" de diámetro y 187 km de longitud), Ayacucho - Coveñas (16" y 282 km), y Coveñas – Cartagena (18" y 122 km).

La capacidad de transporte del combustoleoducto desde Barrancabermeja hacia la Costa Atlántica (área en la cual se encuentran las termoeléctricas Barranquilla 3 y 4, y Cartagena 1, 2 y 3, aptas

para el consumo de Combustóleo), es de 40 KBDC de capacidad, siempre que se tenga suficiente disponibilidad de aceite liviano de ciclo para la operación.

Como se verá, dado que el consumo interno de Combustóleo es menor al 1% de la oferta no se espera que haya contingencias en el suministro de este combustible a las plantas térmicas que lo requieran.

3.6.3. Transporte fluvial y cabotaje

La vía fluvial constituye el segundo medio más económico para el transporte de combustibles derivados. Actualmente, solo se lleva a cabo a través del río Magdalena entre las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, transportando los excedentes útiles de las refinerías para el abastecimiento de la demanda interna (de RCSA a GRB), ó para exportación (de GRB a RCSA). Como se mencionó, este medio se utiliza debido a la inexistencia de un poliducto entre las refinerías. En la Figura 3.6 se observan los combustibles transportados a través del río y en la Figura 3.7 se muestran los distintos tipos de carga que compiten por este medio.

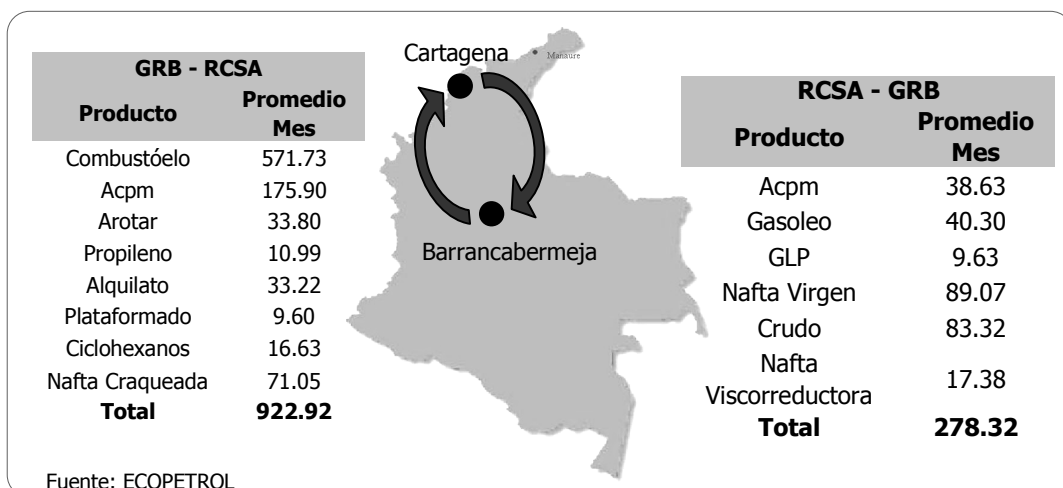
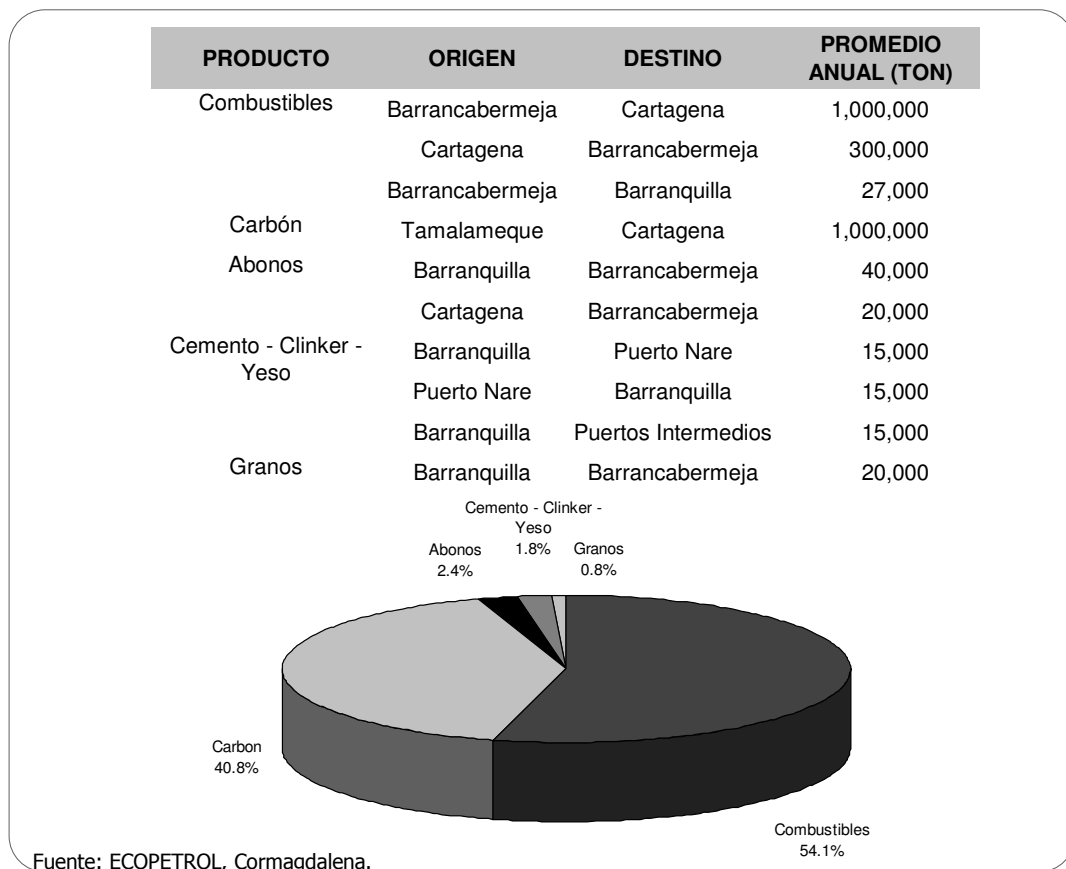


Figura 3.6. Transporte fluvial de combustibles (KB)



Fuente: ECOPETROL, Cormagdalena.

Figura 3.7. Volúmenes de carga transportados por el río Magdalena

En la Figura 3.8 se puede observar la ruta utilizada para este tipo de transporte, al igual que la distancia del recorrido.



Trayectos

Barranca (Km. 676)	San Pablo (Km. 621)
San Pablo (Km. 621)	Capulco (Km. 503)
Capulco (Km. 503)	Regidor (Km. 454)
Regidor (Km. 454)	El Banco (Km. 400)
El Banco (Km. 400)	Magangue (Km. 252)
Magangue (Km. 252)	Plato (Km. 167)
Plato (Km. 167)	Calamar (Km. 93)
Calamar (Km. 93)	Barranquilla (Km. 1)

Total Ruta:

676 Km.

Fuente: ECOPETROL.

Figura 3.8. Ruta fluvial del río Magdalena

En condiciones normales de navegación se estima un tiempo de viaje entre las dos refinerías de 6 a 7 días [ECOPETROL, 2009]. El río presenta condiciones normales de navegabilidad mientras su nivel se mantenga entre los 3 y 4.5 metros. Cuando el río presenta un nivel bajo (menor a 3 m) es

usual que se requiera una mayor cantidad de remolcadores para superar algunos tramos del río y mantener así la capacidad efectiva de transporte. De otra parte, cuando el río supera los 4.5 m también se presentan dificultades debido a la carga de residuos y sedimentos en algunas zonas.

Se estima que la flota actual de remolcadores dedicada al transporte de combustibles derivados se utiliza en un 100% [ECOPETROL, 2009]. Es por esto que ante un aumento en el tiempo de duración de los recorridos se podría esperar una reducción en la capacidad efectiva de transporte a través del río lo cual se subsanará aumentando la flota de remolcadores. En la Tabla 3.10 se encuentra una descripción de la flota de transporte, los operadores, y las capacidades nominales de carga asociadas.

OPERADOR	REMOLCADOR	CAPACIDAD (KB)	POTENCIA (HP)	CAPACIDAD (TON)
Castromar Navegaciones	Simití	8	522	1,641
	Galapa	10	525	1,641
	San Jorge	10	480	1,469
Remolcadores & Planchones S.A.	Ciudad de Medellín	25	1,474	4,693
Transportadora Fluvial del Caribe Ltda.	La Esperanza	20	1,500	5,000
Transflucol	Transflucol No. 2	-	730	2,456
	Transflucol No. 5	25	1,200	4,151
	Transflucol No. 6	25	1,600	5,035
	Transflucol No. 7	25	1,275	4,250
Transportes Fernando Monsalve	Condor	12	1,384	4,844
Naviera Fluvial Colombiana S.A.	Guadalupe	10	1,005	3,095
	Cancharazo	15	800	2,470
	Luis Fernando	30	1,800	5,400
	Perijá	30	1,420	4,970
	Alfonso Montilla	40	1,920	5,957
	Catalina	40	1,325	7,157
	Doña Leonor	40	2,030	6,260
	Doña Maria	40	2,115	6,640
	Francisco Estrada	40	1,920	5,400
	Galeras	40	2,115	6,640
	Humberto Muños	40	2,325	7,207
TOTAL	21	524.5	-	96,376

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.10. Características de la flota fluvial actual

Según CORMAGDALENA, en el tramo comprendido entre la refinería de Barrancabermeja y Cartagena no se presentan problemas de la misma severidad como los presentados en los tramos aguas arriba de la refinería. Los registros históricos más críticos muestran una pérdida de navegabilidad del río durante un periodo de 10 días continuos, siendo éste un caso excepcional.

A continuación se enumeran algunas de las dificultades asociadas al transporte de derivados por medio fluvial.

- Cupos de capacidad
- Competencia con la carga seca
- Nivel del río
- Trabajos de mantenimiento del río y de los puertos
- Sedimento
- Sistemas de cargue y descargue compartidos
- Condiciones de seguridad del viaje

El transporte fluvial es de particular relevancia para el transporte del Fuel oil # 6. Se estima que el Combustóleo representa alrededor del 25,7% del total de la carga transportada por el río Magdalena [CORMAGDALENA], alcanzando un promedio de 16.7 KBDC entre las refinerías. Cartagena es el puerto utilizado para la exportación de los excedentes de este producto.

El cabotaje (marítimo por el Océano Pacífico) entre los puertos de Cartagena y Buenaventura no se utiliza actualmente. Las principales razones son i) la falta de excedentes, ii) el costo y iii) la capacidad de los poliductos desde el interior hacia el occidente del país para transportar la demanda de la zona.

En el modelo matemático de la red de transporte se considera el cabotaje como una posibilidad de abastecimiento sujeto a las restricciones de los puertos de exportación e importación. Las potenciales demoras del cabotaje se encuentran asociadas con la disponibilidad de tanqueros para el transporte, los tiempos de carga y descarga, y el tiempo de recorrido, afectado por el tránsito a través del canal de Panamá. Adicionalmente, la decisión de emplear este tipo de transporte es función de los costos al considerar las siguientes dos opciones: i) la importación a través de los puertos del Atlántico (Cartagena y Pozos Colorados) y posterior transporte por cabotaje hacia Buenaventura, o ii) la importación directa por Buenaventura.

3.6.4. Transporte carretero

Según las cifras oficiales del Ministerio de Transporte, en Colombia existen actualmente 8,014 carrotanques dedicados al transporte de hidrocarburos crudos y derivados (Tabla 3.11), con una capacidad nominal de 62'180,575 galones (1'480,489 B). Del total de vehículos articulados, ECOPETROL utiliza aproximadamente el 16% (unos 1,300 articulados) para el transporte de crudos de pozos no interconectados a la red de oleoductos. Con la entrada en operación en los primeros meses del 2010 del oleoducto Rubiales-Monterrey, se espera que se libere una cantidad considerable de carrotanques. Adicionalmente, se estima una flota de 1,500 carrotanques dedicada al transporte de biocombustibles.

De la cantidad remanente, se estima que un 64% de la flota se destina a las actividades de operación regular de transporte de combustibles derivados, principalmente entre las plantas de abasto mayoristas, los puntos de venta minoristas y los consumidores industriales.

De igual forma, una parte de la capacidad está dedicada al transporte de combustibles a zonas de frontera, o a municipios y ciudades lejanas de los canales principales de suministro.

Carrotanques dedicados al transporte de Combustibles Derivados y Crudos		
COMPARTIMIENTOS	NÚMERO DE CARROTANQUES	CAPACIDAD TOTAL
1	386	2,128,803
2	1,255	8,105,322
3	6,301	51,339,384
4	63	506,764
5	9	100,302
Total	8,014	62,180,575
VEHÍCULOS	NÚMERO	CAPACIDAD TOTAL (gal)
Rígidos	3,192	13,020,655
Articulados	4,822	49,159,920
Total	8,014	62,180,575

Fuente: Ministerio de Transporte, 2009

Tabla 3.11. Descripción parque automotor

En caso de requerirse capacidad extra de carga de Diesel y Jet 1A a través de carrotanques destinados normalmente al transporte de crudos, se deben someter a un proceso de lavado para evitar el deterioro de los derivados. El transporte de Combustóleo no requiere de este proceso de limpieza.

Otra fuente para la adquisición de carrotanques es la compra o importación de los mismos. El cabezote principal del articulado se puede adquirir en el mercado nacional y se estima un periodo de entrega de aproximadamente 15 días. El tanque requiere un periodo de espera de entre 3 y 4 meses, asociado a los trámites de importación o al tiempo de fabricación en el mercado nacional. Como se mencionó, el MME considera que hay capacidad de carrotanques suficiente para atender un potencial despacho de las plantas termoeléctricas del SIN, lo cual es razonable especialmente en la actualidad si considera una potencial reducción de la demanda, asociada a una posible recesión económica.

3.7. Infraestructura de importación y exportación

Para la importación y exportación de derivados el país cuenta con los puertos de Pozos Colorados (Santa Marta), Cartagena y Buenaventura, con una fuerte inclinación hacia el puerto de Pozos Colorados y en menor medida Cartagena.

El puerto de Tumaco exporta los crudos extraídos del sur-occidente, mientras que Coveñas despacha los crudos provenientes del resto del país.

En la Tabla 3.12 se describen los principales puertos de importación, exportación y transporte fluvial de crudos y de combustibles derivados.

La refinería de Cartagena cuenta con muelles para la importación/exportación, transferencia y venta de productos a mayoristas y grandes consumidores. Los principales terminales son el Terminal Néstor Pineda (TNP) actualmente dedicado a la exportación de productos negros (Combustóleo) y crudos, el puerto marítimo de Cartagena y el puerto fluvial, el cual se debe

considerar como el principal medio de transferencia para el transporte por el río Magdalena, bien sea para las ventas locales actuales, o bien para el potencial envío hacia las plantas térmicas en capacidad de recibir combustibles a través de barcazas.

LOCALIZACIÓN	TIPO	OPERACIÓN	OPERADOR
Buenaventura	Plantaforma en Tierra (Muelle)	Importación y Exportación de Productos Refinados	Sociedad Portuaria B/ventura y VIT
Santa Marta	Monoboya	Importación y Exportación de Productos Refinados	VIT
Cartagena - Marítimo	Plantaforma en Tierra (Muelle)	Importación y Exportación de Productos Refinados y Crudos	VRP
Terminal Nestor Pineda (TNP)	Plantaforma en Offshore	Importación y Exportación de Productos Negros y Crudos	VIT
Coveñas	3 Monoboyas	Exportación de Crudos	OCENSA (1) y VIT (2)
Tumaco	Multiboyas	Exportación de Crudos	VIT
Barrancabermeja	Plantaforma en Tierra (Muelle)	Transferencias de productos refinados entre refinarias	VIT
Cartagena - Fluvial	Plantaforma en Tierra (Muelle)	Ventas locales y transferencias de productos refinados	VIT

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.12. Principales puertos

Actualmente el terminal de Pozos Colorados constituye el principal punto de importación del país. Esta situación se explica por la capacidad del puerto para recibir buques de gran calado (70 kTon), la infraestructura de almacenamiento (1 MB), la capacidad de las líneas de descarga (25 KB/hora) y el acceso a la mayor parte de la red de transporte nacional.

El puerto de Buenaventura se utiliza para realizar algunas importaciones ocasionales de derivados para el suministro local. La baja utilización de este puerto tiene que ver con lo siguiente: i) limitaciones en el transporte por poliducto, ya que solo tiene conexión con el terminal de Yumbo, ii) baja capacidad del poliducto hacia Yumbo (12.2 KBD), iii) restricciones en el calado de los barcos (30 kTon) y iv) bajo almacenamiento (100 KB).

La Tabla 3.13 relaciona las características de los principales puertos de importación consideradas en el modelo matemático de la red, indicando el calado, los productos importados, las capacidades de descarga, los almacenamientos y las restricciones de transporte hacia el interior del país.

	PRODUCTOS MANEJADOS	RESTRICCIONES DE CALADO	CAPACIDAD DE DESCARGA	ALMACENAMIENTO	RESTRICCIONES DE TRANSPORTE
POZOS COLORADOS	Diesel y Gasolinas	500 Kbls. 70 KTon.	Dos líneas. 25 Kbls/Hora	Total 1,000 Kbls. 52% dedicado a Diesel, 48% Gasolinas.	Poliducto Pozos Colorados - Ayacucho 35 KBD capacidad Nominal, 25 bajo restricciones operativas.
BUENAVENTURA	Diesel y Gasolinas	110 Kbls. 30 KTon	Una línea. 4.5 Kbls/Hora	Total 100 Kbls. 50% diesel, 50% gasolinas.	Poliducto Buenaventura - Yumbo 12.2 KBD.
CARTAGENA MAMONAL TERMINAL NESTOR PINEDA	Fuel Oil	350 Kbls. 85 KTon.	2 Kbls/Hora*	500 Kbls. Fuel Oil	Transporte Río Magdalena 33.0 KBD.
CARTAGENA MAMONAL TERMINAL REFINERÍA	Diesel y Gasolinas	270 Kbls. 85 KTon.	15 Kbls/Hora	130 Kbls. Diesel	Poliducto a Baranoa 23.3 KBD. Transporte Río Magdalena 33.0 KBD.

Fuente: ECOPETROL.

Tabla 3.13. Características de los puertos de importación

En caso de requerir importaciones masivas de combustible, las fuentes más próximas son Venezuela, Trinidad y Tobago, Brasil, la costa del Golfo de México (USG), Chile y Perú, entre otros. En Tabla 3.14 se relacionan las principales fuentes junto con los tiempos de viaje asociados a la importación de combustible hasta los puertos Colombianos del Atlántico. Se relacionan únicamente los tiempos de viaje entre puertos, sin considerar el tiempo requerido para carga y descarga de los productos.

	FUENTE	DESTINO	TIEMPO DE VIAJE (días)
	Brasil	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	10
	Venezuela	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	1,5
	USG	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	6
	Ecuador	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	4*
	Perú	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	7*
	Chile	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	10*
	Aruba	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	1,25
	Argentina	Cartagena o Pozos Colorados (Atlántico)	16*

Fuente: Arthur D. Little.
* Se considera que utiliza el Canal de Panamá

Tabla 3.14. Tiempos de viaje requeridos desde potenciales fuentes de importación

4. TERMOELÉCTRICAS QUE PUEDEN CONSUMIR LÍQUIDOS

A continuación se presenta una síntesis de la información suministrada por los agentes en relación con las características de las termoeléctricas hábiles para consumir combustibles líquidos.

Las plantas de generación eléctrica de interés para el presente estudio son aquellas que consumiendo gas natural como combustible principal se encuentran en capacidad de consumir un combustible líquido como alternativo para la generación eléctrica. Estas Plantas son presentadas en la Tabla 4.1.

Agente	Planta/Unidad
GECELCA	Barranquilla 3
GECELCA	Barranquilla 4
EMGESA S.A E.S.P	Cartagena Unidad 1
EMGESA S.A E.S.P	Cartagena Unidad 2
EMGESA S.A E.S.P	Cartagena Unidad 3
TERMOFLORES S.A. ESP	Flores 1
TERMOFLORES S.A. ESP	Flores 2
TERMOFLORES S.A. ESP	Flores IV
GECELCA	Tebsa
Termocandelaria SCA ESP	Termocandelaria 1
Termocandelaria SCA ESP	Termocandelaria 2
ISAGEN SA. ESP	Termocentro Ciclo Combinado
CHEC S.A. E.S.P.	Termodorada
Termoemcali	Termoemcali
EPM	Termosierra
EPSA	Termovalle

Fuente: Agente de cada unidad/planta

Tabla 4.1. Plantas termoeléctricas que consumen combustibles líquidos

Para Tebsa el agente suministró información parcial y para Flores IV el Agente no suministró información, lo cual imposibilitó la consideración de los consumos respectivos en el diagnóstico realizado, con excepción de unos consumos menores en Tebsa en el escenario estocástico.

A nivel comercial no existe unificación del nombre exacto de cada combustible como se observa en la Tabla 4.2 en donde cada unidad de generación eléctrica presenta su combustible alterno con un nombre diferente. La consultoría unifica esta nomenclatura de acuerdo con el uso comercial de ECOPETROL y la presenta en la última columna de la tabla.

Planta/Unidad	Combustibles (Reportado por el agente)	Combustibles (Unificado por la consultoría)
Barranquilla 3	Fuel oil	Combustóleo
Barranquilla 4	Fuel oil	Combustóleo
Cartagena Unidad 1	Fuel Oil No. 6	Combustóleo
Cartagena Unidad 2	Fuel Oil No. 6	Combustóleo
Cartagena Unidad 3	Fuel Oil No. 6	Combustóleo
Flores 1	Fuel Oil No. 2	ACPM
Flores 2	Fuel Oil No. 2	ACPM
Flores IV	Sin información	Sin información
Tebesa	Fuel oil No 2	ACPM
Termocandelaria 1	Diesel (Fuel Oil No. 2)	ACPM
Termocandelaria 2	Diesel (Fuel Oil No. 2)	ACPM
Termocentro Ciclo Combinado	JET-A1 (Queroseno)	Jet A1
Termodorada	JET-A1	Jet A1
Termoemcali	Fuel Oil#2(ACPM)	ACPM
Termosierra	ACPM	ACPM
Termovalle	Diesel corriente ACPM	ACPM

Fuente: Agente de cada unidad/planta

Tabla 4.2. Combustibles líquidos de interés. Estandarización de la nomenclatura

4.1. Ubicación y puntos de referencia de la cadena de abastecimiento

En el Anexo 4 se presenta el mapa con la localización de las termoeléctricas y la infraestructura petrolera.

En la Tabla 4.3 se relaciona la localización reportada por cada agente y la planta o plantas de abasto del combustible líquido desde donde se aprovisiona.

Planta/Unidad	Localización reportada	Planta de abasto desde donde se entrega el combustible
Barranquilla 3	Soledad - Atlántico	Terminal de líquidos de barranquilla - TELBA S.A Cra 7 # 1A - 41
Barranquilla 4	Soledad - Atlántico	Manzana 10 Lote C, Zona Franca. Barranquilla
Cartagena Unidad 1	Cartagena	Terminal de líquidos de barranquilla - TELBA S.A Cra 7 # 1A - 41
Cartagena Unidad 2	Cartagena	Manzana 10 Lote C, Zona Franca. Barranquilla
Cartagena Unidad 3	Cartagena	Ecopetrol Cartagena
Flores 1	Bsrranquilla, Atlantico, Via 40 85-555	Ecopetrol Cartagena
Flores 2	Barranquilla, Atlántico, Via 40 85-555	Ecopetrol Cartagena
Flores IV		Palermo
Tebesa	Soledad - Atlántico	Palermo
Termocandelaria 1	Mamonal, Sector Arroz barato - Cartagena, Bolivar, Latitud 10°21'31.74"N Longitud	Instalaciones de ExxonMobil en la Terminal Mamonal Cartagena - Bolivar
Termocandelaria 2	Mamonal, Sector Arroz barato - Cartagena, Bolivar, Latitud 10°21'31.74"N Longitud	Instalaciones de ExxonMobil en la Terminal Mamonal Cartagena - Bolivar
Termocentro Ciclo Combinado	Puerto Olaya (Sant)	Sebastopol
Termodorada	LA DORADA - CALDAS	Facatativa
Termoemcali	Km 3 via Cencar Aeropuerto Palmira Valle	Yumbo
Termosierra	PUERTO NARE - ANTIOQUIA. Corregimiento La Sierra, orilla izquierda Rio Magdalena a 128	Sebastopol
Termovalle	Palmira - Valle. Zona franca del Pacifico, 10 km al norte de Cali, cerca al municipio de Yumbo	Mulaló, Buga o Pereira

Fuente: Agente de cada unidad/planta

Tabla 4.3. Localización de la termoeléctrica y planta de abasto de combustible

En la Tabla 4.4 se relaciona la distancia existente entre la termoeléctrica y la planta de abasto del combustible líquido. Esta información es necesaria para el cálculo de los requerimientos de carrotanques que alimentan la planta termoeléctrica con el combustible líquido.

Planta/Unidad	Distancia del centro de abasto a la planta por carro tanque (km)	Distancia desde la Refinería de Cartagena a la planta por barcaza (km)
Barranquilla 3	129.2	151
Barranquilla 4	129.2	151
Cartagena Unidad 1	5.5	5
Cartagena Unidad 2	5.5	5
Cartagena Unidad 3	5.5	5
Flores 1	40	
Flores 2	40	
Flores IV	40	
Tebsa	23	151
Termocandelaria 1	3.5	
Termocandelaria 2	3.5	
Termocentro Ciclo Combinado	4	
Termodorada	8	
Termoemcali	3	
Termosierra	46	
Termovalle	5	

Los datos resaltados son proporcionados por el Agente
Los datos suaves son estimados por la consultoría

Fuente: Agente de cada unidad/planta

Tabla 4.4. Distancia del centro de abasto a la planta de generación eléctrica

4.2. Características técnicas de las plantas termoeléctricas

En el Anexo 5 se presentan las solicitudes de información a los agentes con el fin de recopilar las características particulares de cada una de las plantas termoeléctricas necesarias para la realización del estudio. Un resumen de estas características es el presentado en la Tabla 4.5. Se anota que dichas características son las asociadas con el combustible líquido alternativo.

Planta/Unidad	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Consumo Térmico Específico Neto (MBtu/MWh)	Poder calorífico reportado (MBtu/gal)	Capacidad de almacenamiento (B)	Factor de consumo de combustible líquido (Baril/GWh)
Barranquilla 3	60	11.80	0.14798	48,848	1,899
Barranquilla 4	60	11.80	0.14798	48,848	1,899
Cartagena Unidad 1	61	11.19	0.14296	101,637	1,863
Cartagena Unidad 2	60	11.19	0.14300	-	1,863
Cartagena Unidad 3	66	10.84	0.14300	-	1,805
Flores 1	152	7.72	0.13244	9,524	1,387
Flores 2	107	10.44	0.13324	9,524	1,866
Flores IV					
Tebesa	750	8.30	0.13054	47,590	1,514
Termocandelaria 1	157	10.55	0.13516	91,429	1,859
Termocandelaria 2	155	10.50	0.13503	-	1,852
Termocentro Ciclo Combinado	276	8.44	0.12560	25,000	1,599
Termodorada	45	9.98	0.14900	9,524	1,595
Termoemcali	213	6.97	0.13124	30,952	1,265
Termosierra	460	6.67	0.14080	26,190	1,128
Termovalle	195	6.76	0.14109	33,333	1,140

Para las unidades de Cartagena y las de Termocandelaria la capacidad de almacenamiento es conjunta

Fuente: Agente de cada unidad/planta

Tabla 4.5. Características técnicas de las plantas de generación termoeléctrica

El poder calorífico de cada combustible fue reportado de acuerdo con las unidades del manejo interno que cada agente hace. La consultoría realizó las transformaciones necesarias para unificarlo a MBtu/gal, tal como aparece consignado en la cuarta columna. Análogamente efectuó transformaciones en la capacidad de almacenamiento reportada, con el fin de trabajar esta característica en barriles. El cálculo del factor de consumo de combustible líquido de la última columna fue obtenido a partir del consumo térmico específico neto reportado por cada planta y el poder calorífico antes mencionado que corresponde al combustible líquido particular.

4.3. Características del consumo de combustibles líquidos

La velocidad de llenado de los tanques de almacenamiento se obtiene a partir de la infraestructura para la recepción del combustible líquido existente en cada planta, bien sea por carrotanque o por barcaza. Estos parámetros se consignan en la Tabla 4.6.

Planta/Unidad	Capacidad de almacenamiento (B)	Velocidad de llenado (BPD)
Barranquilla 3	48,848	10,857
Barranquilla 4	48,848	10,857
Cartagena Unidad 1	101,637	18,571
Cartagena Unidad 2		
Cartagena Unidad 3		
Flores 1	9,524	11,429
Flores 2	9,524	11,429
Flores IV		
Tebesa	47,590	
Termocandelaria 1	91,429	22,857
Termocandelaria 2		
Termocentro Ciclo Combinado	25,000	11,429
Termodorada	9,524	11,429
Termoemcali	30,952	11,429
Termosierra	26,190	15,238
Termovalle	33,333	22,857

Para las unidades de Cartagena y las de Termocandelaria las cifras son conjuntas

Fuente:

Capacidad de almacenamiento: Agente de cada unidad/planta

Velocidad de llenado: Cálculos de la consultoría

Tabla 4.6. Capacidad de almacenamiento y velocidad de recepción del combustible líquido

Los consumos de combustible a plena carga¹² y el requerido para generar la obligación de energía firme (OEF) presentados en las columnas 2 y 3 de la Tabla 4.7 se calculan a partir del Consumo Térmico Específico Neto de la planta y el poder calorífico inferior del combustible. Dichos consumos se prestan en la Tabla 4.7.

De otra parte, la autonomía consignada en la columna 4 de la Tabla 4.7 se define como el tiempo de operación continua a plena carga requerido para agotar la capacidad total de los tanques de almacenamiento, sin reabastecimiento de combustible. Se observa que la planta que menor autonomía presenta es Flores 1 con 1.9 días, mientras que Barranquilla 3 y 4 tienen la máxima autonomía con 17.9 días. Aparentemente Tebsa tiene menor autonomía que Flores 1, pero al no disponerse de información definitiva, no se considera en esta comparación.

Los días de operación con alimentación continua indican el tiempo durante el cual podría sostenerse una operación a plena carga con un reabastecimiento de combustible limitado a la velocidad máxima de llenado de los tanques y utilizando el total de la capacidad de almacenamiento. En la Tabla 4.7 se presentan los valores obtenidos. Todas las plantas están en capacidad de operar de manera ilimitada sin presentar problemas en la velocidad de recepción del combustible.

¹² Los consumos de combustibles para arranques en frío no fueron considerados en el presente estudio debido a que esta información no fue suministrada por todos los agentes. Sin embargo, el modelo matemático desarrollado no ofrece ninguna dificultad para tener en cuenta estos consumos.

Planta/Unidad	Consumo de combustible a plena carga (BPD)	Consumo de combustible (OEF) (BPD)	Autonomía a plena carga (días)	Días de operación con alimentación continua
Barranquilla 3	2,734	1,787	17.9	Ilimitados
Barranquilla 4	2,734	1,458	17.9	Ilimitados
Cartagena Unidad 1	2,728	1,836	12.3	Ilimitados
Cartagena Unidad 2	2,682			Ilimitados
Cartagena Unidad 3	2,859	1,799		Ilimitados
Flores 1	5,061	4,139	1.9	Ilimitados
Flores 2	4,793	3,770	2.0	Ilimitados
Flores IV				
Tebsa	27,250	25,802	1.7	
Termocandelaria 1	7,003	6,750	6.6	Ilimitados
Termocandelaria 2	6,888	6,316		Ilimitados
Termocentro Ciclo Combinado	10,594	8,635	2.4	Ilimitados
Termodorada	1,730	1,203	5.5	Ilimitados
Termoemcali	6,462	5,145	4.8	Ilimitados
Termosierra	12,457	9,398	2.1	Ilimitados
Termovalle	5,337	4,380	6.2	Ilimitados

Para las unidades de Cartagena y las de Termocandelaria las cifras son conjuntas

Fuente: Cálculos de la consultoría

Tabla 4.7. Consumos y autonomía de las termoeléctricas

En la Tabla 4.8 se presenta la capacidad de recepción de carrotanques al día, que hace referencia a los carrotanques de 10,000 galones que está en capacidad de recibir la planta durante 24 horas al suponer que no existe límite de almacenamiento para el combustible recibido. Igualmente, la tabla presenta el número de viajes de carrotanques para operar a plena capacidad por día, o dicho de otra forma, son las veces que se debe recibir un carrotanque para operar a plena carga durante un día.

La misma tabla presenta el número de carrotanques para operar, que indica el número mínimo de carrotanques de 10,000 galones que se deben disponer permanentemente para alimentar la planta con el fin de operar a plena carga de manera continua.

Finalmente, las Barcazas para operar registradas en la tabla corresponden al número de barcazas mínimas de 5,000 barriles de las que se debe disponer para alimentar una operación a plena carga durante un día de las plantas que tienen capacidad de recepción del líquido por este medio, considerando que no se utiliza un abastecimiento vía carrotanques.

Planta/Unidad	Capacidad de recepción de carro tanques al día	Número de viajes de carro tanques por día	Carro tanques para operar (1)	Barcazas para operar
Barranquilla 3	14	11	13	2
Barranquilla 4	14	11		
Cartagena Unidad 1	22	11	8	2
Cartagena Unidad 2		11		
Cartagena Unidad 3		12		
Flores 1	48	21	5	
Flores 2	48	20	5	
Flores IV				
Tebesa		114	19	
Termocandelaria 1	96	29	3	
Termocandelaria 2		29	3	
Termocentro Ciclo Combinado	48	44	5	
Termodorada	48	7	1	
Termoemcali	48	27	3	
Termosierra	64	52	11	
Termovalle	96	22	3	

(1) Cálculo que considera la planta de abasto más cercana
Para las unidades de Cartagena y Termocandelaria las cifras de la columna 2 son conjuntas
Para las unidades de Barranquilla y Cartagena las cifras de las columnas 4 y 5 son conjuntas

Fuente: Cálculos de la consultoría

Tabla 4.8. Número de carrotanques y barcazas necesarios para la operación de las plantas

5. GENERACIÓN ACTUAL DEL SIN Y EXPANSIÓN PROGRAMADA

Con el propósito de tener una visión global de la coyuntura por la que atraviesa el sector eléctrico, que determina en buena parte los resultados del estudio, en el presente capítulo se examina el balance entre la demanda y la generación del SIN.

5.1. El SIN actual

Tal como lo muestra la Tabla 5.1, a diciembre de 2008 el SIN contaba con 13,457 MW de capacidad efectiva neta de generación. Durante el año se generaron 54,395 GWh de los 64,131 GWh de energía firme disponibles.

Tipo	Capacidad instalada a 31 de diciembre		Generación en 2008		Energía firme	
	MW	Part.	GWh	Part.	GWh	Part.
Hidráulica	8,525	63.4%	43,520	80%	30,521	47.6%
Térmica	4,343	32.3%	7,733	14.2%	32,999	51.5%
Gas	2,757	20.5%				
Carbón	967	7.2%				
Petr. y deriv.	619	4.6%				
Menores	564.2	4.2%	3,090	5.7%	611	1.0%
Hidráulica	545.8	4.1%				
Eólica	18.4	0.1%				
Cogeneración	24.5	0.2%	52	0.1%		
Total SIN	13,456.70	100.00%	54,395	100.00%	64,131	100.00%

Fuente: Informe de Operación 2008 de XM, CREG

Tabla 5.1. Capacidad efectiva neta, generación y energía firme en 2008

A pesar de que la energía firme hidráulica solo representa el 47.6%, en 2008 este parque generó el 80% del total de la energía del SIN. Esto muestra, de un lado, la baja firmeza del grupo de centrales hidroeléctricas y, de otro, la alta hidrología que se presentó durante el año. En contraste, la generación termoeléctrica durante 2008 solo representó el 14.2% del total, muy por debajo de su energía firme que representa el 51.5%.

5.2. Expansión programada

La primera subasta de energía firme realizada en 2008 buscó cubrir el 100% de la demanda anual de energía estimada para el año 2012. Adicionalmente, el 50% de los incrementos anuales posteriores a dicho año se cubrió a través de los proyectos que tienen un período de construcción superior al período de planeación de la primera subasta (denominados proyectos GPPS).

De otra parte, además de las plantas resultantes de las subastas, otros proyectos de generación liderados por diversos agentes venían siendo desarrollados desde antes de iniciarse la vigencia del cargo por confiabilidad. La Tabla 5.2 presenta todos los proyectos que están definidos para la expansión y que son considerados por el CND dentro de los análisis energéticos del planeamiento operativo indicativo que realiza periódicamente.

Se aprecia que en el período 2009-2018 entrarán 4,532 MW nuevos que aportarán 24,700 GWh anuales de energía firme. De éstos, 1,111 MW, que dan cuenta de 5,428 GWh de energía firme, corresponden a los proyectos que se venían construyendo para entrar en operación en el período 2009-2011 antes de la vigencia el cargo por confiabilidad. Los 3,421 MW adicionales provienen de las subastas de mayo y junio de 2008 y se prevé que entren en operación entre 2012 y 2018.

Toda esta expansión representa una adición del 38.5% de energía firme con respecto a la de finales de 2008, que en términos de capacidad, la expansión representa un incremento del 33.7%.

CENTRAL	TIPO /COMBUSTIBLE	AÑO	MES 1	CAPACIDAD NETA MW	ENERGÍA (GWH) Firme	OEf	
Providencia	Cogeneración	2009	Abr	19.9	87		
Mayaguez	Cogeneración	2009	Ago	18.0	79		
Caruquia	Hidráulica	2009	Dic	9.9	43		
Amoyá	Hidráulica	2010	Dic	78.0	214	214	2
Guanaquitas	Hidráulica	2010	Ene	9.9	43		
Transvase Guarinó	Hidráulica	2010	Jun	138.0	604		
Amaimé	Hidráulica	2010	Dic	18.6	81		
Flores IV	Gas	2010	Dic	160.0	1,261		
Porce III	Hidráulica	2010	Oct	660.0	2,891		
Transvase Manso	Hidráulica	2011	Ene	50.0	219		
El Manso	Hidráulica	2011	Ene	27.0	118		
Termocol	Gas/ACPM	2012	Dic	201.6	1,678	1,678	2
Gecelca III	Carbón	2012	Dic	150.0	1,117	1,117	2
Sogamoso	Hidráulica	2014	Dic	800.0	3,791	2,350	3
Quimbo	Hidráulica	2014	Dic	396.0	1,750	1,650	3
Miel II	Hidráulica	2014	Dic	135.2	184	184	3
Cucuana	Hidráulica	2014	Dic	60.0	50	50	3
Porce IV	Hidráulica	2015	Dic	400.0	1,923	961	3
Pescadero-Ituango	Hidráulica	2018	Dic	1,200.0	8,565	1,085	3
Total				4,532.1	24,700	9,289	

Notas:
 (1) Mes de entrada en operación; (2) Proveniente de la subasta de mayo de 2008; (3) Proveniente de la subasta de junio de 2008 (GPPS)

Fuente: CREG, XM corrida de abril del MPODE de largo plazo

Tabla 5.2. Expansión de la capacidad de generación 2009-2018 (GWh)

5.3. Balance de energía firme

Con el propósito de examinar el estado de la oferta frente a la demanda, a continuación se realizan balances de energía firme para los diferentes escenarios de crecimiento¹³ de la demanda proyectados por la UPME para el SIN.

La Tabla 5.3 y Figura 5.1 presentan las cifras de energía firme y crecimiento de la demanda para los tres escenarios de la UPME. Adicionalmente, se incluye la Demanda Objetivo actual de la CREG.

¹³ Actualizados a abril de 2009

Año	Energía Firme	Escenarios UPME			Demanda objetivo
		Bajo	Medio	Alto	
2,009	64,340	54,018	54,462	54,907	60,040
2,010	69,435	54,998	55,913	56,828	62,950
2,011	69,772	56,459	57,849	59,215	66,085
2,012	72,567	57,816	59,885	61,955	69,543
2,013	72,567	59,354	62,160	65,006	72,809
2,014	78,342	60,943	64,547	68,249	76,372
2,015	78,342	62,437	66,906	71,550	80,009
2,016	78,342	63,916	69,321	74,999	84,073
2,017	78,342	65,405	71,821	78,633	87,925
2,018	88,830	66,969	74,476	82,530	92,251
2,019	88,830	68,562	77,245	86,657	96,724
2,020	88,830	70,242	79,734	90,075	
2,021	88,830	71,511	81,818	93,105	
2,022	88,830	73,276	84,443	96,738	
2,023	88,830	75,330	87,408	100,774	
2,024	88,830	77,187	90,229	104,736	
2,025	88,830	78,938	92,999	108,721	
2,026	88,830	80,840	95,978	112,992	
2,027	88,830	82,839	99,116	117,502	
2,028	88,830	84,812	102,292	122,136	

Tabla 5.3. Expansión de la oferta firme y crecimiento de la demanda 2009 – 2028 (GWh)

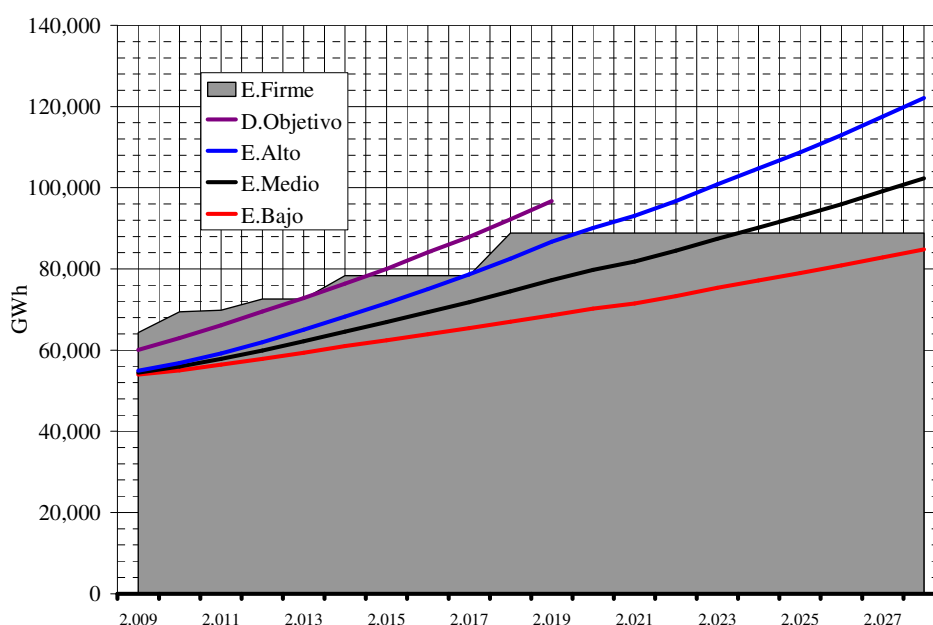


Figura 5.1. Expansión de la oferta firme y crecimiento de la demanda 2009 – 2028

Se aprecia que con la expansión programada en la actualidad, la energía firme sería suficiente para cubrir el crecimiento del Escenario Medio hasta el año 2023, del Escenario Alto hasta el 2019, y del

Escenario Bajo hasta un año posterior a 2028. En efecto, la Tabla 5.4 presenta los requerimientos de nueva expansión de energía firme para el SIN.

Año	Bajo	Escenarios Medio	Alto
2017			291
2018			
2019			
2020			1,245
2021			4,275
2022			7,908
2023			11,944
2024		1,399	15,906
2025		4,169	19,891
2026		7,148	24,162
2027		10,286	28,672
2028		13,462	33,306

Tabla 5.4. Requerimientos de nueva energía firme en el SIN (GWh)

En conclusión, en la actualidad y por varios años el SIN poseerá excedentes importantes de energía firme que, como se verá más adelante, se traducen en despachos muy bajos de combustibles líquidos en las termoeléctricas que los pueden consumir, aún para las condiciones extremas formuladas en los escenarios de despacho.

Otros indicadores del exceso de oferta de energía firme se presentan en las Figuras 5.2 (Costo marginal promedio ponderado de la simulación autónoma del SIN) y Figura 5.3 (Confiabilidad). El costo marginal decrece indicando excedentes hidrológicos importantes y la confiabilidad prácticamente es del 100% para todos los meses del horizonte, con excepción de uno al final del horizonte simulado.

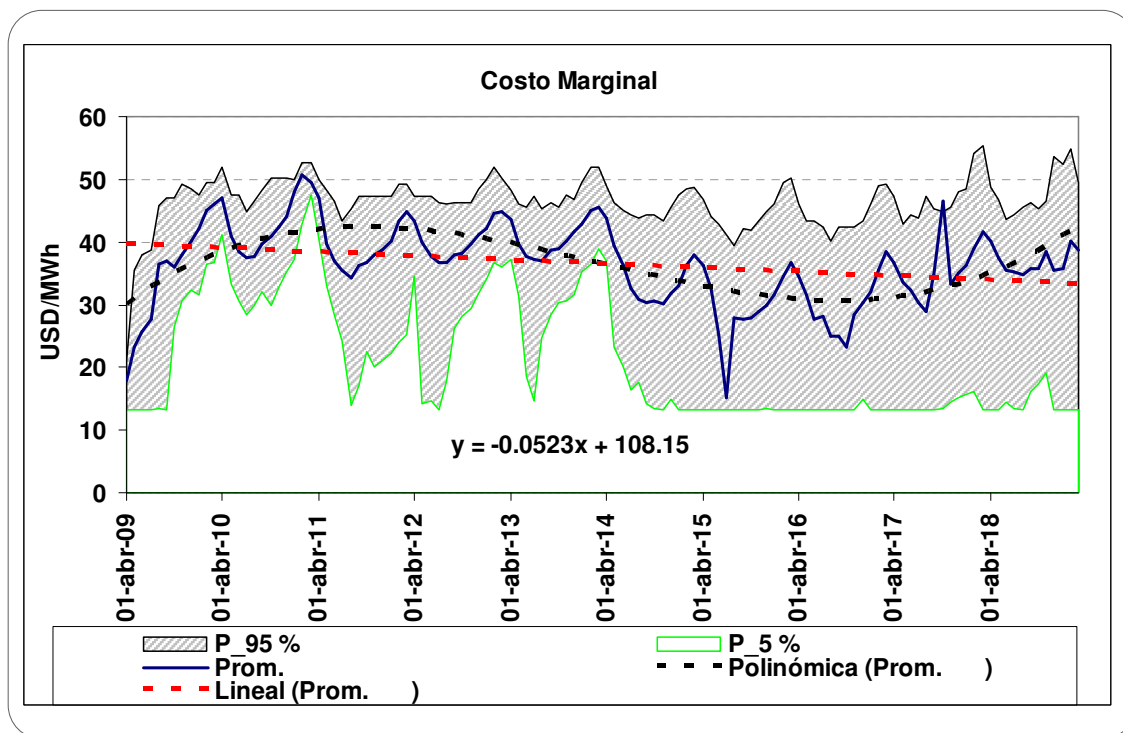


Figura 5.2. Costo marginal - SIN autónomo

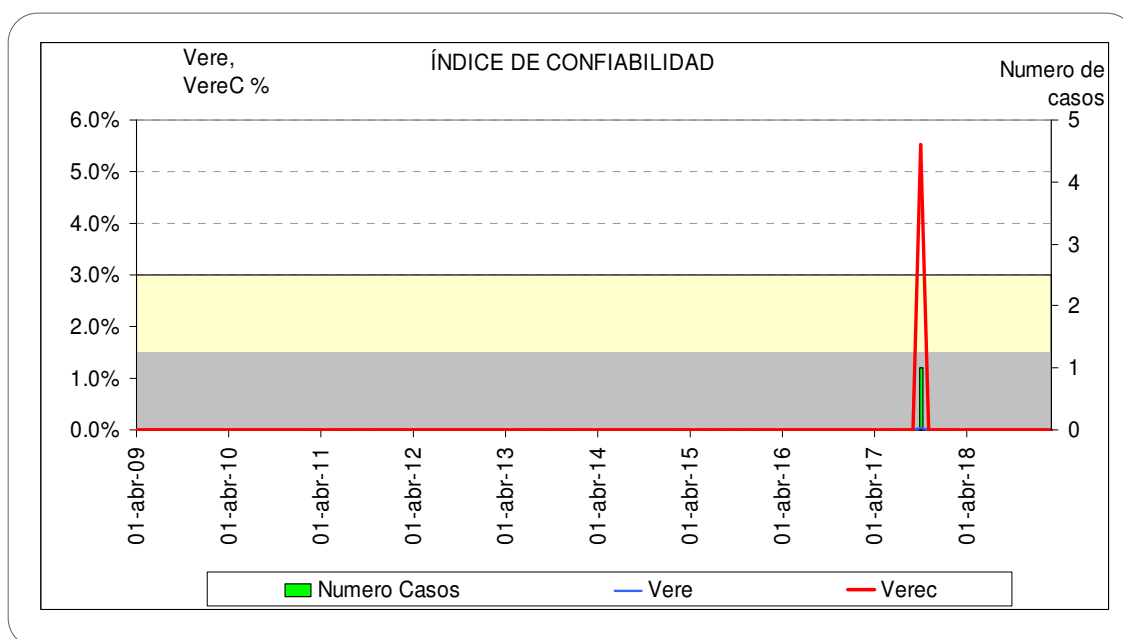


Figura 5.3. Confiabilidad - SIN autónomo

Las corridas coordinadas con Ecuador y Panamá no modifican esta situación.

6. MODELO MATEMÁTICO DE LA CADENA DE ABASTECIMIENTO

Debido a la complejidad del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos y la extensión del período de análisis se optó por el modelamiento matemático como herramienta para el análisis de la red. Con tal fin se formuló un modelo de programación lineal, el cual busca un uso óptimo de los recursos de producción/importación, transporte, y almacenamiento para atender las demandas asociadas con consumo nacional normal y con el de las plantas termoeléctricas pertenecientes al SIN bajo los escenarios formulados por el CNO-XM

6.1. Descripción del modelo

El modelo se concentra en la red de abastecimiento de combustibles derivados, sin modelar aspectos relacionados a las operaciones de extracción y transporte de crudo (Figura 6.1).

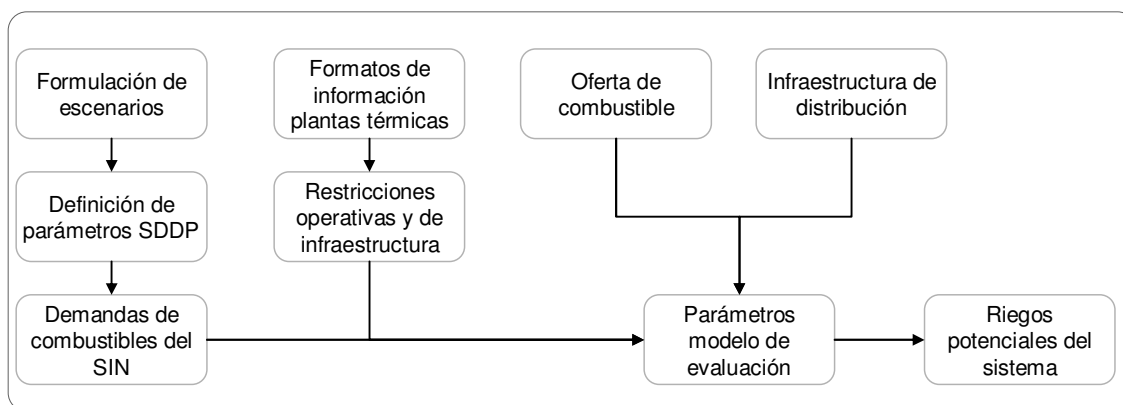


Figura 6.1. Modelo de evaluación de la red de combustibles líquidos

6.1.1. Oferta de combustibles líquidos

La operación de refinación se modela con el propósito de reflejar la flexibilidad operativa con que se cuenta en las refinerías actuales, en términos de la capacidad para producir cada uno de los combustibles líquidos de interés. Por ende, se supone, sin pérdida de generalidad, que durante el horizonte de planeación hay suministro suficiente de crudo (interno o de importación), disponible para la carga de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

El tipo de refinería que se modela corresponde a una variación de lo que en la literatura se conoce como *refinería rígida*¹⁴ [Velásquez], que consiste en términos generales, en que la carga de una refinería exige un crudo de determinadas características y produce la misma proporción de productos derivados, con lo cual si se intentan ajustar los procesos de refinación para dar un mayor volumen de producción de algunos de los productos, se sacrifica la producción de los demás

¹⁴ Refinería rígida: Considera una refinería como un proceso de una sola fase que acepta ciertas entradas de crudo, a partir de las cuales elabora los combustibles derivados, en proporciones fijas.

derivados. De esta manera se involucran en el modelo las decisiones sobre las cantidades a producir para cada uno de los combustibles derivados en cada ciclo de producción.

En cuanto a la importación, el modelo considera las limitaciones en la infraestructura portuaria incluyendo las restricciones asociadas a la infraestructura de recepción de buques petroleros. Se supone la existencia de una oferta suficiente de combustibles desde el exterior.

6.1.2. Transporte de combustibles líquidos

En el transporte se consideran aquellos productos que compiten por las capacidades de transporte asociadas con los combustibles líquidos de interés en el estudio.

El transporte de los diferentes derivados depende tanto de la naturaleza del líquido como de la etapa dentro de la cadena de suministro. Cada uno de los recursos de transporte se modela a través de restricciones en el flujo de productos que es posible enviar de un punto a otro de la red. Estas capacidades están determinadas por las velocidades de flujo, y en los casos en los que aplique, las restricciones en la infraestructura de carga o descarga de combustibles (por ejemplo, el número de llaves que se disponga en una planta termoeléctrica, y el tiempo de descarga de un carrotanque de capacidad media).

6.1.3. Infraestructura de almacenamiento

La infraestructura de almacenamiento es necesario examinarla desde la perspectiva de cada uno de los actores involucrados. Como se anotó, ECOPETROL cuenta con almacenamientos en puertos de importación, al igual que en algunos puntos en los que se localizan plantas de abasto (los almacenamientos en las refinerías no se consideran como recursos debido a que son de uso exclusivo para la operación de las mismas). Los distribuidores mayoristas tienen presencia en las plantas de abasto en las cuales disponen de almacenamientos dedicados a los combustibles de interés. De acuerdo con la normatividad vigente y de acuerdo con las ventas del último periodo, los distribuidores mayoristas y ECOPETROL deben mantener un número específico de días de inventario para cada tipo de combustible.

Por su parte, las plantas termoeléctricas disponen de tanques de almacenamiento para el combustible específico que están en capacidad de consumir.

6.1.4. Demanda de combustibles líquidos

Los puntos terminales de la red (i.e., puntos asociados a la demanda), están dados por los centros normales de consumo nacional, y por las plantas termoeléctricas, cuyos consumos están definidos por los escenarios definidos diseñados por el CNO.

Aunque el modelo considera una restricción bajo la cual se deben satisfacer todas las demandas, para garantizar la factibilidad del problema se adicionan centros de oferta ficticios que señalan en qué períodos y puntos de la red y de qué magnitud son los déficit que se presentan al intentar abastecer las demandas generadas por las plantas termoeléctricas. De esta manera se busca uno de los principales resultados del estudio, ya que permite calcular los requerimientos adicionales en

importación o infraestructura de transporte y almacenamiento para garantizar el adecuado funcionamiento del parque termoeléctrico.

Los centros de consumo nacional diferentes a las termoeléctricas se modelan a través de los nodos asociados a cada planta de abasto mayorista. Estos nodos demandan combustibles y recursos de transporte, limitando así los recursos disponibles para el transporte hacia las plantas térmicas del SIN.

6.2. Formulación matemática

6.2.1. Conjuntos Asociados

N: Conjunto de nodos. Compuesto por: Nodo ficticio para garantizar factibilidad, refinerías, estaciones y subestaciones de bombeo, puntos de almacenamiento, puntos de suministro a la red de transportes, centrales termoeléctricas, nodos de inventarios, nodos ficticios de oferta y demanda¹⁵.

T: Conjunto de elementos temporales discretos para un horizonte de dos años. El elemento $t = 0$ hace referencia al periodo inicial.

A: Conjunto de arcos. Interconexiones de la red entre los diferentes nodos de oferta, demanda y trasbordo.

P: Conjunto de productos derivados de petróleo y de interés para la generación eléctrica. {Fuel oil # 2, Fuel oil # 6, Jet 1A}

K: Conjunto de medios de transporte asociados al *downstream* del petróleo. {poliductos, combustoleoductos, carrotaques, barcazas}

¹⁵ Nodos que no pertenecen a la infraestructura física de la red, pero que se incluyen para garantizar el balance de la red (*Oferta = Demanda*), además de la factibilidad del problema de optimización.

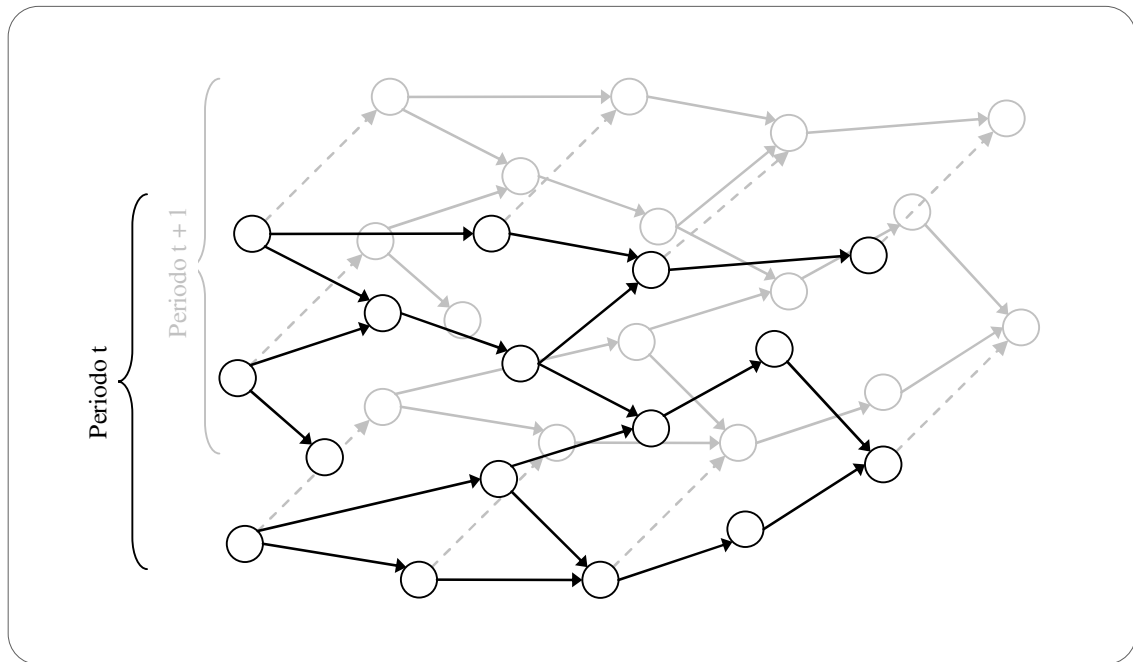


Figura 6.2. Estructura de la red multi-periodo. Esquema de discretización del espacio temporal.

6.2.2. Parámetros

$Cost_{ijk}$: Costo¹⁶ de transportar el producto p a través del medio de transporte k desde el nodo i hasta el nodo j . [$km / Barril$] Para utilizar un criterio de eficiencia en el despacho se utilizan las distancias conocida de los arcos como una aproximación al problema de costos.

$InvCost$: Parámetro auxiliar utilizado para penalizar la conservación de inventarios y evitar la conservación de los mismos por largos periodos de tiempo.

$Lower_{ijpkt}$: Cota inferior de envío del producto p a través del medio k desde el nodo i hasta el nodo j en el periodo t . [$Barriles$] Parámetro utilizado para modelar las restricciones técnicas y compromisos mínimos de despacho de ECOPETROL y los distribuidores mayoristas.

$Upper_{ijpkt}$: Cota superior de envío del producto p a través del medio k desde el nodo i hasta el nodo j en el periodo t . [$Barriles$] Parámetro utilizado para restringir las capacidades propias de los arcos asociados a medios de transporte diferentes a los poliductos. Un ejemplo aplica para la fase Terminal de la red, en los arcos que conectan los depósitos mayoristas con las plantas termoeléctricas. Debido a restricciones de infraestructura como: capacidad de descargue de carrotaques y restricciones en la infraestructura vial; la cantidad de combustible que se puede enviar está acotada por estas restricciones.

¹⁶ El costo se considera a través una variable PROXI que es la longitud del poliducto. Para carretera y fluvial, la distancia se pesa por el costo relativo (con respecto a poliductos) de utilizar cada uno de estos medios.

$Capacity_{ijkt}$: Cota superior de envío o capacidad máxima de transporte para todos los productos en el periodo t a través del medio k en el arco que conecta los nodos i , j . [Barriles] Parámetro que aplica a los medios de transporte que tienen capacidad de transportar múltiples productos de manera simultánea (i.e. en un mismo periodo) como es el caso de los poliductos, a través de los cuales no se restringe el despacho de un único combustible pero el envío simultaneo de los mismos.

$Demand_{ipt}$: Demanda del producto p en el nodo i en el periodo t . [Barriles] Para el caso de las demandas de combustibles líquidos para las plantas termoeléctricas se utiliza la información suministrada por el CNO, resultado de las corridas del SDDP de los escenarios acordados. Para el caso de los centros de demanda (consumos externos al sector eléctrico) se utilizan los consumos resultantes de las proyecciones.¹⁷

$Supply_{ipt}$: Oferta del producto p en el nodo i en el periodo t . [Barriles] Estimado de acuerdo a la capacidad esperada de refinación, puede depender del crudo utilizado y los procesos de la refinería.

$IniInvent_{ip}$: Inventario inicial del producto p que está disponible en el nodo i durante el periodo $t=0$. [Barriles] Parámetro estimado de acuerdo a la información suministrada por las plantas, las restricciones operativas de Ecopetrol para el caso de las refinerías, y las políticas de operación de los mayoristas.

$MaxInvent_{ip}$: Inventario máximo del producto p que es posible almacenar en el nodo i durante el periodo t . [Barriles] Estimado de acuerdo a los datos recolectados para la infraestructura de las plantas termoeléctricas y la información suministrada por ECOPETROL y mayoristas.

$MinInvent_{ipt}$: Inventario mínimo del producto p que se debe mantener en el nodo i durante el periodo t . [Barriles] Parámetro utilizado para modelar las restricciones de operación tanto de ECOPETROL como de distribuidores mayoristas. Para el caso de los inventarios de las plantas termoeléctricas se acota el inventario mínimo en cero para que sea el modelo el que determine la forma eficiente de manejar los inventarios.

6.2.3. Variables de Decisión

X_{ijpkt} : Cantidad del producto p que se debe enviar a través del medio k desde el nodo i hasta el nodo j durante el periodo t . [Barriles]

I_{ipt} : Inventario del producto p a conservar en el nodo i durante el periodo t . [Barriles]

¹⁷ Para el caso de los nodos ficticios de Oferta/Demanda se utiliza como parámetro el superávit o déficit de cada uno de los combustibles líquidos en cada periodo. Se puede interpretar este nodo como un nodo de excedentes para exportación, o requerimientos de importación.

6.2.4. Función Objetivo

Como criterio de eficiencia, y con el propósito de lograr un diagnóstico acertado del sistema, se optó por la minimización de las distancias con el fin de obtener un comportamiento adecuado de la red y aproximaciones válidas a los aspectos problemáticos en la infraestructura de combustibles líquidos¹⁸. De esta forma se evita la necesidad de recurrir a escenarios de costos, más intensivos en datos y difíciles de adquirir.

Se plantea minimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \sum_{p \in P} \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \text{Costo}_{ijk} * X_{ijpkt} + \sum_i \sum_p \sum_t I_{ipt} \quad / \quad i \neq j, X_{ijpkt} \in A$$

6.2.5. Restricciones asociadas

Restricción de conservación del flujo a través de red. Garantiza la conservación del flujo a través de la red, de los inventarios a través de los periodos de tiempo, y del cumplimiento de las restricciones de oferta y demanda de los diferentes nodos de la red. La primera restricción se utiliza como una excepción al caso general, para utilizar los inventarios actuales disponibles en la red; a partir de periodo $t=1$ se da libertad al modelo para determinar los inventarios que se deben almacenar, en concordancia con las demás restricciones del modelo y la función objetivo asociada.

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in N} X_{ijpkt} + I_{ipt} - \sum_{k \in K} \sum_{j \in N} X_{jipkt} - \text{IniInvent}_{ip} = \text{Supply} - \text{Demand}_{ipt} \quad \forall i \in N, p \in P, t \in T \quad / \quad i \neq j, t = 0, X_{ijpkt} \in A$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in N} X_{ijpkt} + I_{ipt} - \sum_{k \in K} \sum_{j \in N} X_{jipkt} - I_{ip(t-1)} = \text{Supply} - \text{Demand}_{ipt} \quad \forall i \in N, p \in P, t \in T \quad / \quad i \neq j, t \geq 1, X_{ijpkt} \in A$$

Restricción para garantizar que se conserven los inventarios mínimos requeridos en cada uno de los nodos de la red. Aplica para aquellos nodos que tengan restricciones operativas, o requieren inventarios mínimos para garantizar un funcionamiento adecuado durante una unidad t de tiempo.

$$I_{ipt} \geq \text{MinInvent}_{ipt} \quad \forall i \in N, p \in P, t \in T$$

Restricción para garantizar que se cumplen con las cotas máximas de almacenamiento de inventarios de los diferentes combustibles. Acotado por la capacidad de los tanques de almacenamiento en plantas termoeléctricas, centrales de abasto, refinerías y puntos intermedios de la red. Los nodos sin capacidad de almacenamiento se modelan acotando el inventario máximo sobre cero.

$$I_{ipt} \leq \text{MaxInvent}_{ipt} \quad \forall i \in N, p \in P, t \in T$$

Restricciones sobre las cantidades mínimas de cada combustible que se deben enviar a través de la red por cada uno de los medios de transporte en cada periodo. Está restricción

¹⁸ MME. La política gubernamental en sector de Downstream considera que las tarifas de transporte son proporcionales a la distancias.

busca cumplir con los estándares operativos de ECOPETROL y los distribuidores, obligando al cumplimiento de sus obligaciones diarias en ventas y distribución.

$$X_{ijpkt} \geq Lower_{ijpkt} \quad \forall i \in N, j \in N, p \in P, k \in K, t \in T \quad / \quad i \neq j, X_{ijpkt} \in A$$

Restricción para acotar la capacidad de transporte de los diferentes combustibles líquidos a través de las diferentes interconexiones de la red, para cada medio de transporte, en cada periodo. Utilizado para limitar envíos de líquidos particulares desde y hacia diferentes puntos de Oferta/Demanda. Se utiliza de forma auxiliar para imponer restricciones operativas al modelo, y para dar cumplimiento a políticas operativas de los operadores.

$$X_{ijpkt} \leq Upper_{ijpkt} \quad \forall i \in N, j \in N, p \in P, k \in K, t \in T \quad / \quad i \neq j, X_{ijpkt} \in A$$

Restricción para acotar la capacidad de transporte de los diferentes combustibles líquidos a través de las diferentes interconexiones de la red, para cada medio de transporte, en cada periodo. Se utiliza para modelar las restricciones presentes en poliductos, donde es apropiado restringir los envíos totales de líquidos a través del tubo, y no los envíos particulares de cada combustible.

$$\sum_{p \in P} X_{ijpkt} \leq Capacity_{ijkt} \quad \forall i \in N, j \in N, k \in K, t \in T \quad / \quad i \neq j, X_{ijpkt} \in A$$

Restricciones de no negatividad sobre las variables de decisión.

$$X_{ijpkt} \geq 0 \quad \forall i \in N, j \in N, p \in P, k \in K, t \in T \quad / \quad i \neq j, X_{ijpkt} \in A$$

6.2.6. Implementación

El modelo computacional fue desarrollado en MS-EXCEL y como motor de optimización utiliza el "Premium Solver V9.04.0" del paquete "Risk Solver Platform" producido por la compañía Frontline Systems, Inc.

7. DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ANÁLISIS

El CNO y XM suministraron a los consultores los siguientes escenarios de despacho de las plantas termoeléctricas, los cuales corresponden a un análisis de la coyuntura 2009-2010. En el Anexo 6 se presenta un aporte conceptual de los consultores para el desarrollo de escenarios estructurales del SIN en condiciones de diseño.

Escenario 1. Operación continua de todas las plantas operando a plena capacidad durante un mes. Con este escenario se busca encontrar la factibilidad de mantener una operación continua de las plantas de combustibles líquidos e identificar la logística necesaria para lograrlo.

Escenario 2. Operación continua de todas las plantas entregando su obligación de ENFICC durante un mes. Con este escenario se busca encontrar la factibilidad de mantener una operación continua de las plantas de combustibles líquidos cumpliendo su obligación de ENFICC e identificar la logística necesaria para lograrlo.

Escenario 3. Operación continua de plantas en las mismas regiones. En este escenario, se separa el país en regiones y para cada una se simula la operación continua de cada planta. El objetivo es determinar la logística necesaria y los tiempos de reposición de los tanques de almacenamiento de las plantas de generación con combustibles líquidos.

Las regiones con las plantas asociadas en que se divide el país son las presentadas en la Tabla 7.1.

ÁREA/REGIÓN/ZONA	PLANTAS
Barranquilla	Barranquilla 3 y 4 Flores 1 y 2
Cartagena	Central Cartagena Termocandelaria
Magdalena Medio	Termocentro Termosierra
Valle del Cauca	Termovalle Termoemcali

Fuente: CND

Tabla 7.1. Regiones de análisis

Escenario 4. Simulación determinística del SDDP. A partir de la simulación en SDDP de un caso con hidrología muy seca, se obtienen las necesidades de generación con combustibles líquidos. Así mismo, se considera limitación en los niveles de generación de las otras tecnologías (gas y carbón). Se considera el escenario bajo de demanda de la UPME.

Para la hidrología se simula una combinación de El Niño 1997/98 con El Niño 1992/93 para obtener un escenario de El Niño profundo y prolongado, así (Figura 7.1):

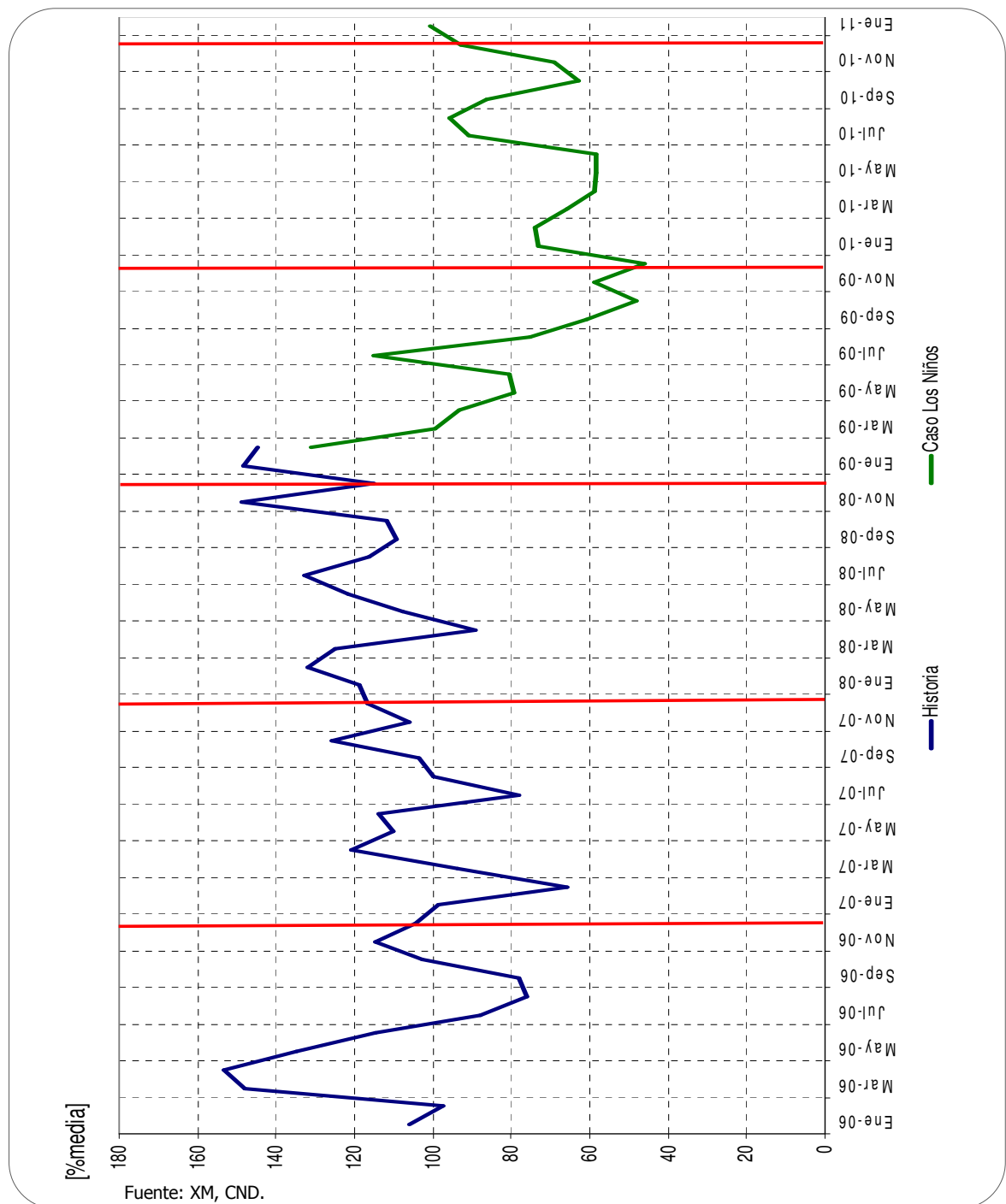


Figura 7.1. Aportes históricos y con ocurrencia secuencial de dos fenómenos de El Niño

- En los primeros 11 meses (feb – dic/2009) se simula el período feb – dic/1997 (primer año de El Niño 1997-98)
- El resto del horizonte (ene/2010 en adelante) se simula el período ene/1992 en adelante.

Los escenarios de suministro de combustibles para las otras tecnologías térmicas son:

- Limitación de la generación a carbón a 8 GWh/día (de 16 GWh/día posibles aprox.)
- Suministro de Gas en la Costa de 240 GBTU/día
- Suministro de Gas en el Interior de 50 GBTU/día hasta Julio de 2010, en donde aumenta a 85 GBTU/día.

Escenario 5. Simulación estocástica del SDDP. Se obtienen las necesidades de generación con combustibles líquidos de manera estocástica (100 series hidrológicas) utilizando los mismos supuestos del caso determinístico, a excepción de la disponibilidad de Gas en el Interior, que se modeló como de 70 GBTU/día en todo el horizonte.

8. DIAGNÓSTICO DE LA LOGÍSTICA BAJO LOS ESCENARIOS

A continuación se presentan los resultados del análisis de la cadena de abastecimiento de combustibles líquidos, bajo los diferentes escenarios de demanda de las plantas termoeléctricas.

8.1. Análisis preliminar

La Figura 8.1 presenta un análisis preliminar de la utilización actual de la red de poliductos, el transporte fluvial y el cabotaje, así como las capacidades de transporte excedentarias.

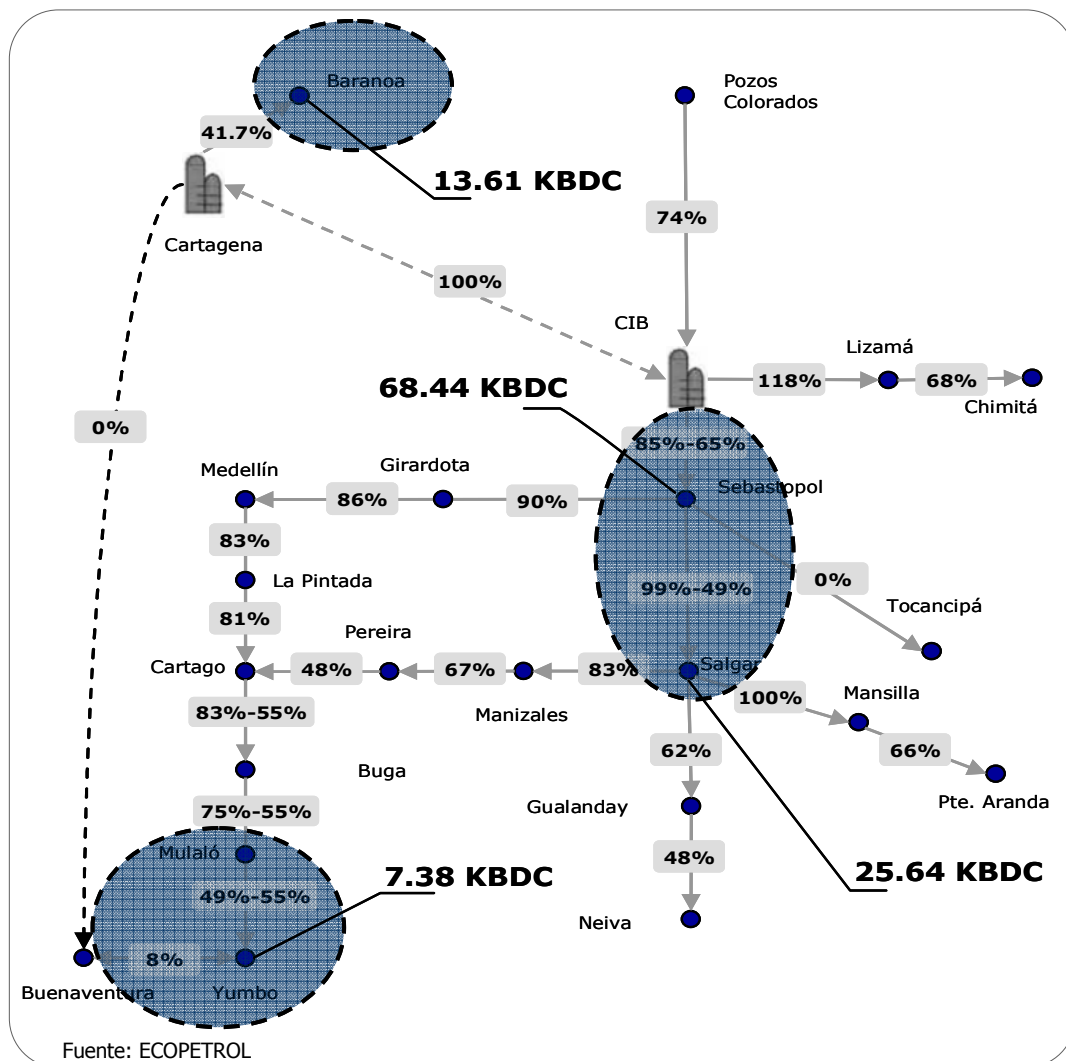


Figura 8.1. Utilización red de poliductos – Excedentes de Transporte en demanda regular.

Aunque no constituye una conclusión definitiva, este análisis suministra una visión preliminar de los problemas de abastecimiento desde la perspectiva de los sistemas de transporte de combustibles líquidos hacia los principales terminales de abasto, e ilustra la posibilidad de abastecer las plantas termoeléctricas del SIN en condiciones de despachos prolongados sostenidos.

Las regiones resaltadas en óvalos son aquellas consideradas como áreas de influencia de las plantas termoeléctricas, para las cuales se resalta la capacidad excedente en KBDC de transporte bajo las restricciones de la operación actual.

En la Tabla 8.1 se presenta un comparativo de las demandas potenciales a plena carga de las térmicas del SIN en capacidad de consumir combustibles transportados por poliductos (Diesel y Jet 1A) vs. la capacidad excedente de transporte desde los puntos de abasto utilizados en la actualidad. En el caso de Barranquilla (Baranoa) se relaciona la capacidad de transporte remanente desde la refinería de Cartagena. Para Occidente desde Barrancabermeja y el norte del país. Y en la región Centro (Sebastopol y Salgar) desde la refinería de Barrancabermeja.

REGIÓN	CAPACIDAD EXCEDENTE (KBDC)	DEMANDAS POTENCIALES PLANTAS TÉRMICAS (KBDC)
Barranquilla	13.61	42.43
Occidente	7.38	11.8
Centro - Sebastopol	68.44	23.05
Centro - Salgar	25.64	1.73

Tabla 8.1. Capacidad excedente de poliductos vs. demandas potenciales termoeléctricas

Este análisis preliminar pone en evidencia posibles deficiencias en el sistema de transporte de poliductos para abastecer las demandas de la región Occidental y la Costa Atlántica en Barranquilla. Es de anotar que es posible recurrir a medios alternos de transporte como barcazas y carrotaques, tal como se presenta más adelante.

En el caso de la capacidad excedente de transporte hacia el terminal de Yumbo, el balance de la Tabla 8.1 solo considera el transporte desde el interior del país (refinería de Barrancabermeja). A este valor se le deben añadir 12.2 KBDC para considerar el abastecimiento por poliducto proveniente del puerto de Buenaventura.

Se debe enfatizar que en las diferentes regiones en las cuales se encuentran los terminales de abasto más cercanos como posibles fuentes de suministro a las térmicas, es posible despachar producto adicional desde otros terminales por medio de carrotaques o barcazas. En efecto, el despacho de carrotaques desde los puertos de importación cuenta con las siguientes capacidades [ECOPETROL, 2005]:

- Buenaventura – 11 KBDC
- Cartagena – 26 KBDC
- Pozos Colorados – 18 KBDC

Estas capacidades, que se consideraron en el modelo integral de la red, se utilizan para resolver la eventual saturación de la red de poliductos, aunque a un costo sustancialmente mayor. Como se verá en la solución del problema del transporte, suponiendo un despacho térmico a plena capacidad, se observó la necesidad de recurrir a este tipo de transporte para las plantas de la Costa Atlántica. Estos medios de transporte son útiles para mitigar riesgos potenciales asociados a la congestión de los sistemas de abastecimiento en los terminales de algunas plantas de abasto.

8.2. Resultados del análisis de escenarios

Utilizando el modelo matemático desarrollado, se analizó la red de transporte de combustibles líquidos. En esta sección se presentan de manera sintética los resultados encontrados señalando los requerimientos de importación, las alternativas de suministro, la demanda racionada, los riesgos potenciales y las principales restricciones al abastecimiento. Este análisis toma como base la información descrita y analizada en los capítulos anteriores, en los cuales se describen la operación de la cadena de suministro de hidrocarburos derivados, la logística e infraestructura y las características y demandas requeridas en la operación de las plantas térmicas.

Como se observó, las demandas potenciales del sector termoeléctrico operando a plena capacidad son significativas en proporción al consumo actual a nivel nacional para los combustibles de interés. En consecuencia, en caso de ocurrir racionamientos, los déficit se concentran en la demanda proveniente de las plantas termoeléctricas.

Escenarios 1 y 2: Operación continúa a plena capacidad durante un mes de todas las plantas, y operación continua hasta el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme

Dada la similitud de los Escenarios 1 y 2 los resultados se presentan de forma conjunta. Es necesario aclarar que para el estudio de estos escenarios no se consideraron las plantas de Tebsa y Flores IV, debido a que sus características cuando operan con el combustible líquido alternativo aún están en estudio y no pudieron ser suministrados a los consultores.

Las demandas de las plantas termoeléctricas del SIN operando a plena capacidad y operando para cumplir la OEF se encuentran calculadas en el Capítulo 4. A continuación se exponen los resultados de la simulación del sistema de abastecimiento de hidrocarburos para estos dos escenarios.

El resultado global de los Escenarios 1 y 2 indica que las demandas totales (i.e. termoeléctricas y no termoeléctricas) del ACPM y del Fuel oil # 6 se atienden completamente, en tanto que la demanda termoeléctrica de Jet A1 no alcanza a ser satisfecha en su totalidad¹⁹. La Tabla 8.2 muestra los racionamientos a los consumos en las termoeléctricas como porcentaje de la demanda de estas termoeléctricas para cada uno de los combustibles analizados.

¹⁹ Recuérdese que los racionamientos se concentran exclusivamente en los consumos termoeléctricos.

		Diesel	Fuel Oil	Jet A1
Escenario 1: Plena Capacidad	Costa Atlántica	-	-	-
	Magdalena Medio	-	-	26.95%
	Valle del Cauca	-	-	-
		Diesel	Fuel Oil	Jet A1
Escenario 2: Obligación de Energía	Costa Atlántica	-	-	-
	Magdalena Medio	-	-	12.01%
	Valle del Cauca	-	-	-

Tabla 8.2. Porcentaje de demanda racionada - Escenarios 1 y 2

Para la satisfacción de las demandas de los distintos combustibles, además de atenderse las demandas no termoeléctricas como en la situación actual (i.e., sin considerar los despachos termoeléctricos), se requerirían importaciones adicionales a las actuales para atender la demanda de las plantas, tal como lo muestra la Figura 8.2 para el Escenario 1 y la Figura 8.3 para el Escenario 2. La disminución que se observa en los requerimientos de importación para el último periodo se debe a que las plantas recurren al agotamiento de sus inventarios para los últimos días de operación.

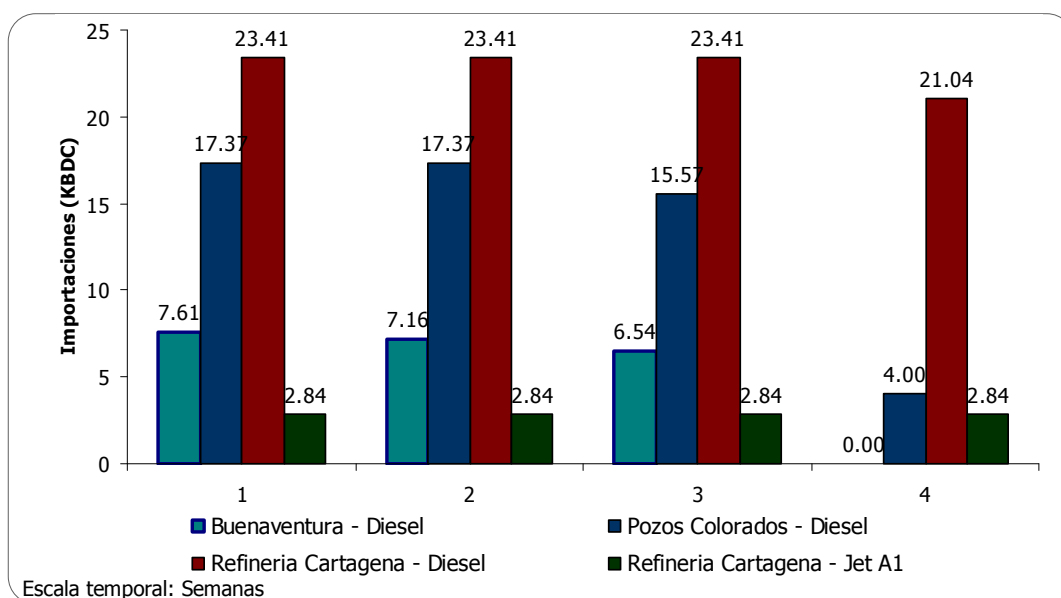


Figura 8.2. Importaciones adicionales Escenario 1²⁰

²⁰ Para mantener consistencia dimensional se transforman los requerimientos de importación a KBDC. Es necesario multiplicar por siete para conocer los requerimientos de importación para cada unidad temporal (semana) considerada en la simulación del SDDP.

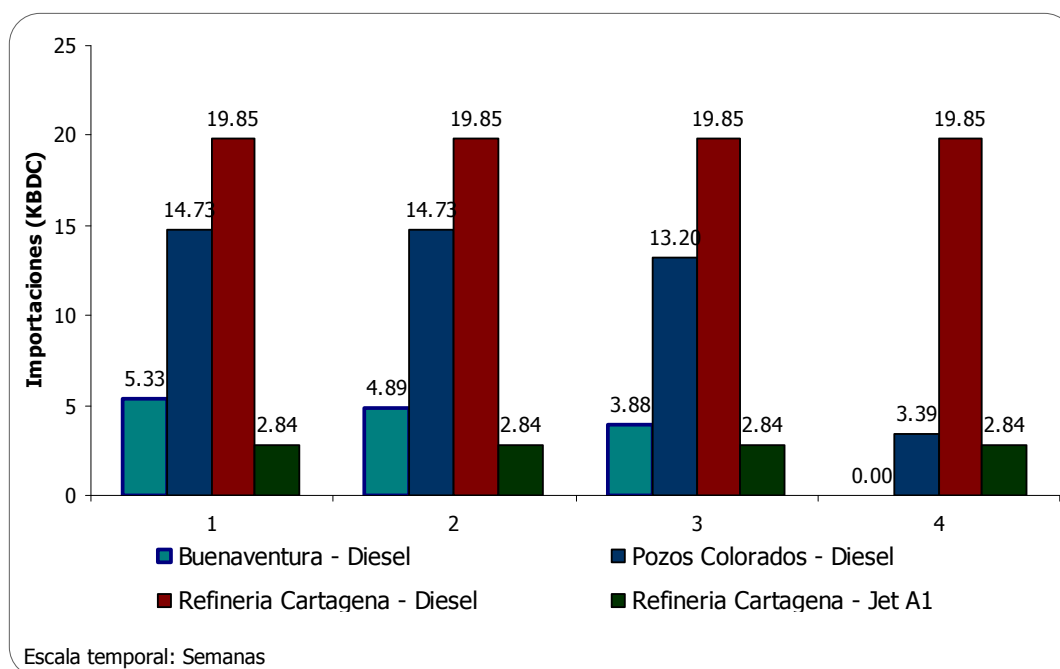


Figura 8.3. Importaciones adicionales Escenario 2

Diesel

Es de notar que las importaciones de Diesel por Cartagena, Pozos Colorados y Buenaventura sumarían 39.9 KBDC, lo que significa más que duplicar las importaciones actuales que son de 30 KBDC (ver Capítulo 3)²¹. Todo el transporte de este combustible se realizaría a través de poliducto hasta los terminales más cercanos a las termoeléctricas.

Es importante anotar que el aumento de las importaciones a través del puerto de Pozos Colorados implica operar a plena capacidad el poliducto que comunica este puerto con el interior del país. Ya que existe una limitante importante en este poliducto y en otros que comunican al occidente del país, se requeriría la importación adicional de Diesel a través del puerto de Buenaventura para abastecer el consumo asociado a las plantas del Valle del Cauca.

Fuel oil # 6

En el caso del Fuel oil # 6 no se prevé ninguna dificultad en la satisfacción de las demandas asociadas a las plantas de la Costa Atlántica. Las demandas estimadas de 13.7 KBDC no superan la producción local (RCSA) de 18 KBDC ni mucho menos los 46 KBDC de producción en la refinería de Barrancabermeja. Incluso si se presentara una eventualidad en el transporte de Fuel oil # 6 a través del río Magdalena y en el combustoleoducto, no se identifica la necesidad de recurrir a la importación del producto. Adicionalmente, la refinería de Cartagena cuenta con un almacenamiento estimado de 500 KBDC suficiente para abastecer el consumo de las plantas térmicas y la demanda local por 25 días. El transporte de la refinería a las plantas térmicas se realizaría principalmente a

²¹ Dada la actual situación deficitaria de Diesel, cualquier demanda significativa y sostenida adicional, en especial en el interior del país, requeriría de importaciones para satisfacer el consumo.

través de barcazas de 5 KB de capacidad, medio significativamente más económico que los carrotanques. En el Capítulo 4 se expusieron los requerimientos de barcazas para mantener una operación continua de estas plantas bajo los dos escenarios analizados.

Jet A1

Para este combustible se observa un déficit del 29% en las plantas del Magdalena Medio en el Escenario 1 (consumo a plena capacidad) y del 12.1% para Escenario 2 (consumo hasta la OEF) (ver nuevamente la Tabla 8.2). Al respecto se hacen las siguientes aclaraciones: Las importaciones de Jet A1 se realizan a través del puerto de Cartagena²², desde donde se podría trasladar el producto por medio de barcazas hasta la refinería de Barrancabermeja. Los faltantes presentados se deben al análisis del sistema bajo la situación actual, en la cual no se realiza transporte de Jet A1 a través del Magdalena y no existen barcazas adicionales para dedicarlas a este combustible.

Sin embargo, con el fin de profundizar en el examen de esta situación, se realizó una nueva corrida del modelo de simulación y optimización de la red de combustibles líquidos desarrollado por la consultoría, considerando que en el Escenario 1 (y también, pero en menor medida, en el Escenario 2) existe la posibilidad de trasladar Jet A1 en las barcazas que actualmente transportan Diesel desde Cartagena hasta Barrancabermeja y que eventualmente se liberarían. Por ello se supuso en la nueva corrida una capacidad de transporte por barcazas disponible de 7.15 KBDC para Jet A1 pues el Diesel que hoy se transporta por el río se destinaría al consumo de las plantas térmicas de Barranquilla y Cartagena (i.e., no demandaría transporte por el río). El pero de esta solución está en el grado de verosimilitud de despachos fuertes simultáneos de Diesel y Jet A1 como lo supone el escenario. Nótese que si se pudiera prever que la situación de escasez de transporte es de carácter permanente, se podría adquirir capacidad de carga adicional a través del río e importar cantidades superiores de Jet A1 en el puerto de la refinería de Cartagena (lo mismo aplica para carrotanques pero a costos significativamente superiores).

En consecuencia, existen tres alternativas de suministro (o una combinación) para las plantas del Magdalena Medio con capacidad de consumir Jet 1A: i) trasladar producto local que actualmente se exporta y mezcla con Diesel local, lo cual implica la importación de Diesel de mayor calidad como sustituto en esta mezcla, ii) la importación directa de Jet A1 a través del puerto de Cartagena y el transporte por el río, lo cual requeriría destinar dos barcazas de aproximadamente 40 KB cada una, suponiendo un tiempo aproximado de viaje de 7 días, y iii) la importación directa de Jet A1 a través del puerto de Cartagena y el transporte por carrotanque desde Cartagena hasta las plantas, lo cual exigiría una flota aproximada de 16 carrotanques dedicados para mantener la operación continua a plena capacidad o de 6 para cubrir la OEF²³.

Comentarios y riesgos asociados a los Escenarios 1 y 2

- Como se puede observar en el Capítulo 4, ninguna de las plantas analizadas presenta restricciones a la infraestructura propia de alimentación que limiten su capacidad efectiva (se

²² En los demás puertos no existe infraestructura de almacenamiento para este combustible.

²³ Este cálculo supone un tiempo de viaje de 12 horas de ida, 12 de regreso, 1 hora de cargue y 1 hora de descargue.

anota que las plantas de Tebsa y Flores IV no cuentan con información definitiva y por eso se excluyen de esta afirmación).

- Uno de los mayores riesgos identificados para la atención de demandas sostenidas por parte de las plantas térmicas son los requerimientos de sistemas de llenado y descarga de carrotanques en las plantas de abasto de mayoristas y de ECOPETROL. En una situación de un despacho de magnitud considerable como el analizado en estos escenarios se requeriría de llaves dedicadas a la operación de carrotanques para las plantas térmicas de modo que la operación se pueda realizar con el mínimo número de recursos de transporte, evitando tanto congestiones, como la obstrucción de la operación regular de distribución de los operadores mayoristas. En este sentido el número de llenaderos es función de los sistemas de descarga de las plantas térmicas, la opción de abastecimiento elegida (barcaza o carrotanque) y el consumo de la planta. Adicionalmente, los recursos de transporte tendrían que estar disponibles las 24 horas del día, implicando relevos para cumplir con los turnos especificados, con la posibilidad de congestión en los sistemas de carga y descarga.
- En las condiciones actuales de la cadena de abastecimiento, y en particular del proceso de nominaciones, la factibilidad de atender un despacho con las características de los consumos de los Escenarios 1 y 2, implica preverlo con al menos 2 meses de antelación, debido a la necesidad de importar combustibles en niveles importantes, lo cual hoy no parece factible
- Aunque el estudio no se concentró en los aspectos económicos del problema de abastecer las demandas de combustibles para las termoeléctricas, es claro para los consultores que los costos de la logística requerida para estos dos escenarios serían prohibitivos debido al precio y la logística de los combustibles importados, y el uso intensivo del transporte por barcazas y por carrotanques.
- Con el fin de visualizar las cifras relativas de las demandas de combustibles líquidos, en la Tabla 8.3 se presenta un balance nacional para los Escenarios 1 y 2.

ESCENARIO 1						
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA INTERNA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	48.79	132.68	67.91	77.89	-
Jet A1	15.20	12.32	27.53	21.37	2.84	3.32
Fuel Oil 6	1.50	13.74	15.24	67.01	-	-
ESCENARIO 2						
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	39.90	123.78	67.91	69.41	-
Jet A1	15.20	9.84	25.04	21.37	2.84	0.83
Fuel Oil 6	1.50	6.88	8.38	67.01	-	-

Tabla 8.3. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 1 y 2

- Como se mencionó, los resultados obtenidos para estos dos escenarios no consideran los consumos de Tebsa y Flores IV debido a la imposibilidad de simularlos por la carencia de la información requerida. Sin embargo, se puede inferir que si se simularan, todo el Diesel requerido por estas plantas (que suman una cifra cercana a 32 KBDC) casi que duplicaría las importaciones adicionales que suman 39.9 KBDC. Probablemente esto desbordaría la capacidad del sistema de abastecimiento de líquidos hacia la región de Barranquilla. Lo anterior muestra que un análisis con un despacho a plena capacidad incluyendo estas dos plantas cambiaría sustancialmente los resultados, debido a la magnitud de los consumos. Sin embargo, la probabilidad de la ocurrencia en la coyuntura actual del SIN de un despacho de las características de los escenarios en cuestión sería tan baja, que no parece ser un problema que merezca gran atención.

Escenario 3: Operación continua de plantas en las mismas regiones operando a plena capacidad.

A continuación se resumen los principales resultados encontrados en el análisis de cada uno de los escenarios regionales contemplados en el estudio.

Región Barranquilla

Para cubrir la demanda de Diesel de este escenario se requiere la importación de 9.52 KBDC durante un mes para dar continuidad a la operación de la planta²⁴. No se evidencian restricciones en la importación, transporte o almacenamiento del combustible. Estos volúmenes son atendidos a través del Terminal de Baranoa, con producto despachado a través del poliducto desde la refinería de Cartagena. Ante una contingencia se considera viable la opción de transportar Diesel por carrotanque desde el puerto de Pozos Colorados. En este puerto se cuenta con una capacidad de despacho de 18 KBDC, suficientes para abastecer parcialmente las necesidades de la región.

En cuanto al Fuel oil # 6, los importantes excedentes, la ubicación de los mismos y la eficiencia de los sistemas de transporte hacia las plantas térmicas en capacidad de consumir este combustible en el área de Barranquilla, garantizan la atención sin problemas de los consumos de este combustible. Los despachos son atendidos a través de barcazas con capacidad para soportar variabilidad en la operación. En el Capítulo 4 se expusieron los requerimientos de barcazas para sostener una operación continua a plena capacidad.

La Tabla 8.4 presenta un balance nacional de combustibles líquidos considerando las demandas termoeléctricas en la región de Barranquilla.

ESCENARIO 3		Barranquilla				
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	10.65	94.53	67.91	39.02	-
Jet A1	15.20	-	15.20	21.37	-	-
Fuel Oil 6	1.50	5.47	6.97	67.01	-	-

Tabla 8.4. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Barranquilla

²⁴ Recuérdese que no se consideraron los consumos de Tebsa y Flores IV.

Región Cartagena

Para el abastecimiento de las plantas de Termocandelaria 1 y 2 se requiere complementar los excedentes locales de Diesel de 1.1 KBDC con importaciones por 12.7 KBDC a través del puerto de Cartagena. Estas termoeléctricas se ubican a una distancia corta de los terminales aledaños a la refinería de Cartagena, disminuyendo los requerimientos efectivos de recursos de transporte para operar de manera continua.

Al igual que en la Región Barranquilla, no se identificaron restricciones en la oferta o transporte de Combustóleo con destino a Termocartagena, abastecida principalmente por medio de barcasas de 5 KB, y con la posibilidad de abastecimiento por medio de carrotaques desde la refinería.

La Tabla 8.5 presenta un balance nacional de combustibles líquidos considerando las demandas termoeléctricas en la región de Cartagena.

ESCENARIO 3		Cartagena				
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TÉRMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	13.89	97.78	67.91	42.20	-
Jet A1	15.20	-	15.20	21.37	-	-
Fuel Oil 6	1.50	8.27	9.77	67.01	-	-

Tabla 8.5. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Cartagena

Región Magdalena Medio

En este escenario se requieren importaciones de Diesel en una cantidad de 12 KBDC a través del puerto de Pozos Colorados. Por ello se requiere la expansión prevista para finales de 2009 de la capacidad de carga en el poliducto Pozos-Colorados-Galán.

En cuanto al Jet A1 se requieren importaciones adicionales por 2.84 KBDC, y a pesar de esto se presenta un déficit de 1.59 KB en la atención del consumo de este combustible²⁵. Al igual que en los Escenarios 1 y 2 las dificultades para atención la demanda de Jet A1 de la región está asociada a la situación actual de transporte de combustibles por el río Magdalena. Las alternativas de solución son las mismas planteadas para los Escenarios 1 y 2.

La Tabla 8.6 presenta un balance nacional de combustibles líquidos considerando las demandas termoeléctricas en la región del Magdalena Medio.

²⁵ Nótese que el escenario no incluye Termodorada.

ESCENARIO 3		Magdalena Medio				
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TÉRMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	12.46	96.34	67.91	41.96	-
Jet A1	15.20	10.59	25.80	21.37	2.84	1.59
Fuel Oil 6	1.50	-	1.50	67.01	-	-

Tabla 8.6. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Magdalena Medio

Región Occidental

Este escenario requiere la importación de Diesel por 7.6 KBDC a través de Buenaventura, y 4.1 KBDC a través de Pozos Colorados. Las importaciones por Buenaventura se explican por la estrechez en los poliductos hacia el occidente del país. Por representar el medio de transporte más eficiente, y por contar con capacidad excedente de carga la solución óptima considera el despacho del producto a través del poliducto Buenaventura-Yumbo. Bajo esta situación, la mayor parte de las demandas de termoeléctricas se atienden a través del terminal de Yumbo teniendo como consecuencia un riesgo alto de congestión.

Para mitigar los riesgos asociados se establece la posibilidad de despachar productos hasta por 11 KBDC desde los almacenamientos en el puerto de Buenaventura a través de carrotaques, o desde centros de acopio alternos como son Mulaló y Buga.

La Tabla 8.7 presenta un balance nacional de combustibles líquidos considerando las demandas termoeléctricas en la región Occidental.

ESCENARIO 3		Occidente				
PRODUCTO	DEMANDA NO TERMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TÉRMOELÉCTRICA (KBDC)	DEMANDA TOTAL (KBDC)	OFERTA (KBDC)	IMPORTACIONES (KBDC)	DÉFICIT (KBDC)
Diesel	83.89	11.80	95.68	67.91	41.20	-
Jet A1	15.20	-	15.20	21.37	-	-
Fuel Oil 6	1.50	-	1.50	67.01	-	-

Tabla 8.7. Balance nacional de combustibles líquidos - Escenarios 3 Región Occidental

Escenario 4: Simulación determinística del SDDP

Las demandas significativas de líquidos para el escenario determinístico se presentan entre las semanas 41 a 67 de la simulación (8 de noviembre a 15 de mayo de 2010) tal como se muestra en las Figuras 8.4 y 8.5. En consecuencia, es para este período que se realiza el siguiente análisis. Existen algunas demandas menores previstas para las semanas 91 a 98, las cuales se pueden atender a través de los inventarios propios de las plantas térmicas sin implicar una logística considerable de importación o transporte.

A pesar de la falta de información de Tebsa mencionada, se analiza el consumo de esta planta debido a que aparece con despacho en la simulación para una semana de 178 barriles (25 BDC) de Diesel, para lo cual se supone que tiene capacidad de almacenamiento suficiente. El escenario no contempla despachos significativos de las plantas con capacidad de consumir Jet A1 del Magdalena Medio ni de las plantas de la Costa Atlántica que consumen Diesel como combustible alternativo. Los

mayores despachos se causan para las plantas del Valle del Cauca que consumen Diesel y para las plantas de la Costa Atlántica que consumen Fuel oil # 6.

Debido al escaso margen de maniobra en la oferta y el transporte de combustibles por medio de poliductos hacia la zona del Valle del Cauca, para atender las demandas de la zona es necesario recurrir a la importación directa por el puerto de Buenaventura.

En la Figura 8.6 se exponen los requerimientos de importación por puerto y por combustible para la satisfacción de las demandas previstas en este escenario. La solución del modelo matemático abastece el país bajo el mismo esquema de operación actual, manteniendo importaciones desde el puerto de Pozos Colorados hasta alcanzar la capacidad de transporte hacia el occidente del país, punto a partir del cual es necesario importar a través del puerto de Buenaventura. En la situación más extrema es necesario recurrir a la importación de 8.4 KBDC a través del puerto de Buenaventura y 8.5 KBDC desde el puerto de Pozos Colorados.

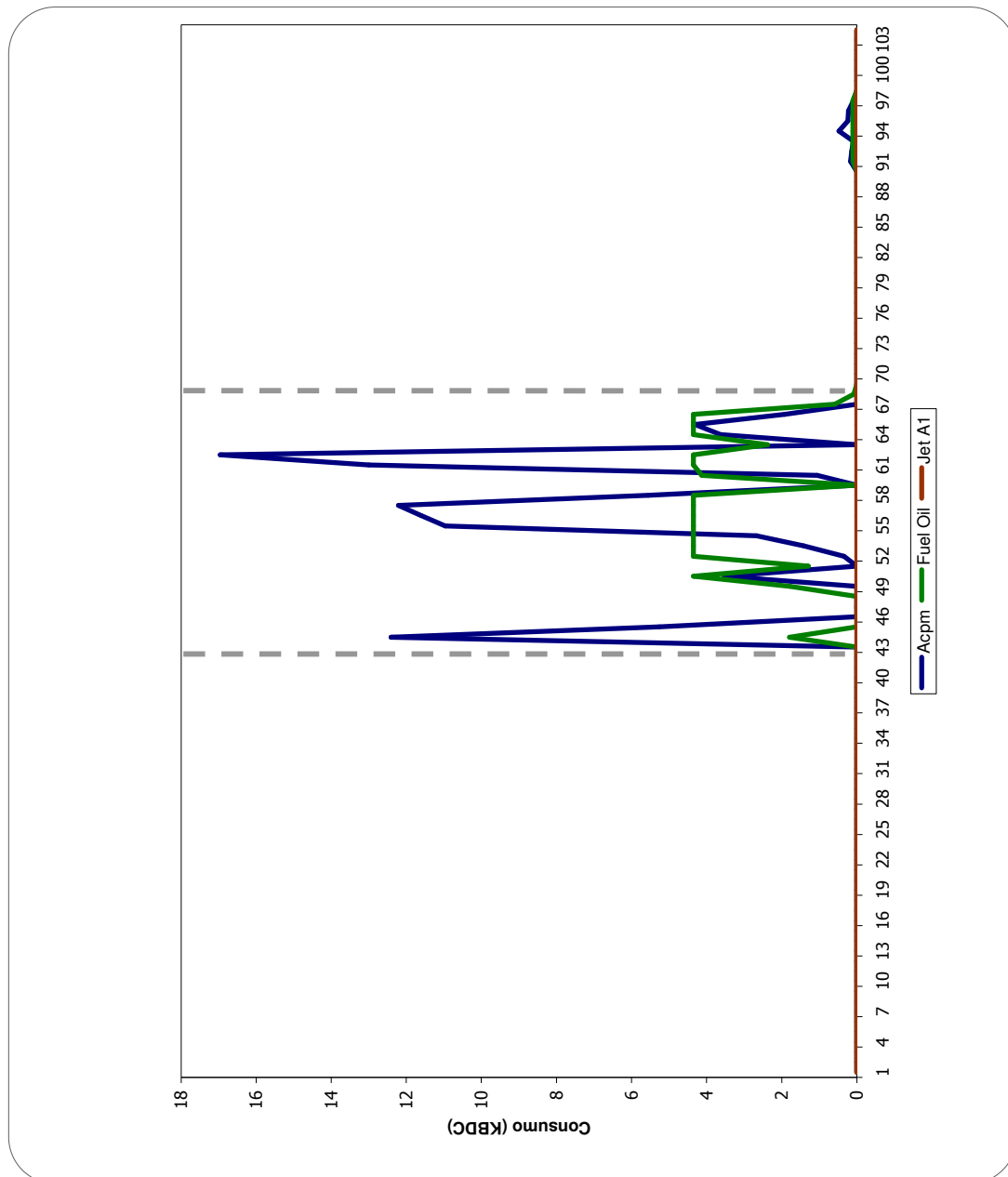
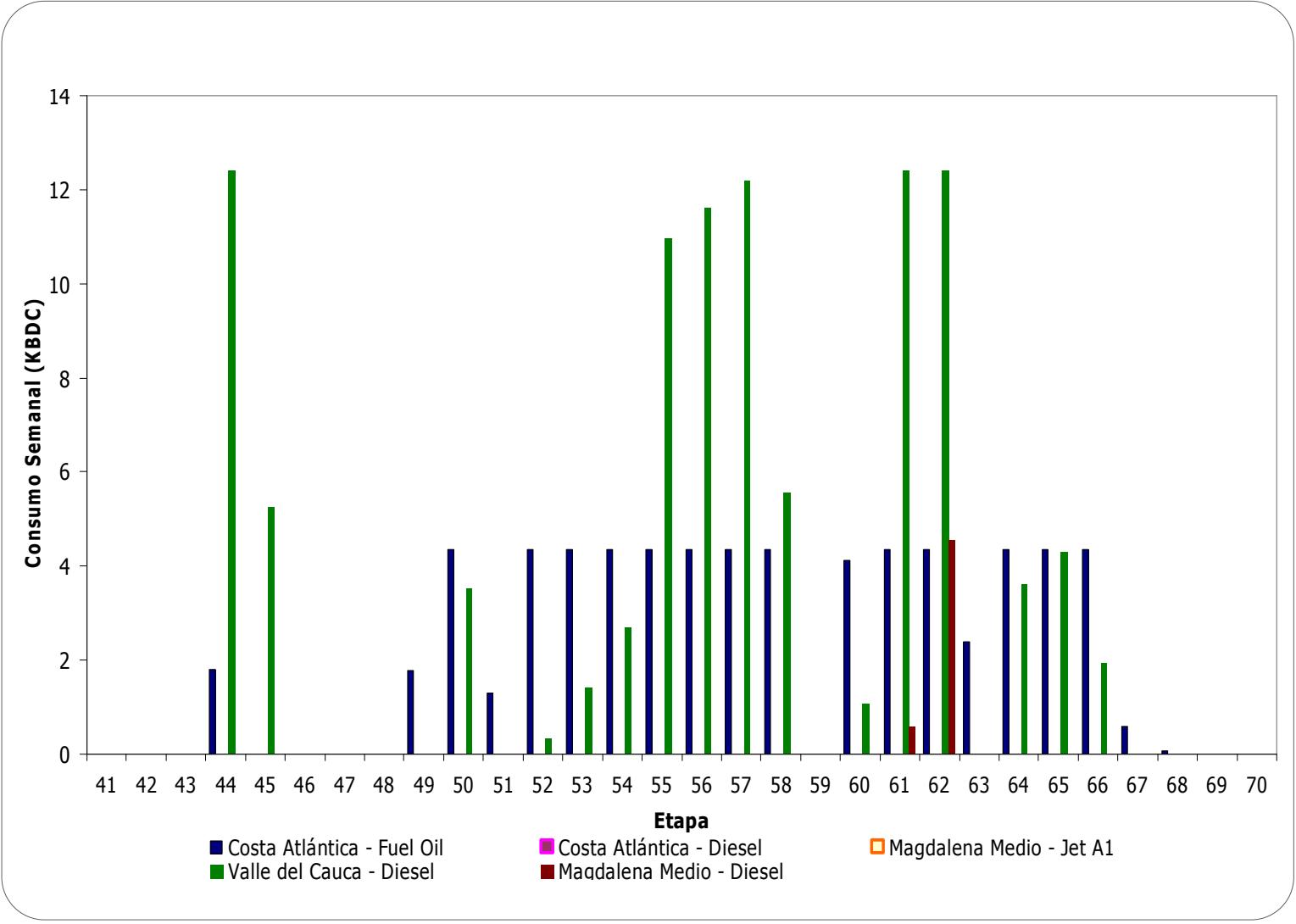


Figura 8.4. Demandas escenario determinístico por tipo de combustible

En cuanto al Combustóleo, no se registran problemas para abastecer los consumos de las plantas de Barranquilla y Cartagena. Estos no superan los 31 KB/semana (4.4 KBDC), cantidad inferior a los 131 kB/semana (18 KBDC) de producción local (RCSA) y 325 KB/semana (46 KBDC) de Barrancabermeja. Incluso en un escenario de hidrología crítica, con pérdida total o parcial de navegabilidad del río Magdalena, no se vería comprometida la operación de las plantas con este combustible. Adicionalmente, como se mencionó las exportaciones de los excedentes de Fuel oil #6 se manejan a través de mercados "spot" facilitándose el uso de los mismos en situaciones de emergencia.

Figura 8.5. Demandas escenario determinístico por región y combustible



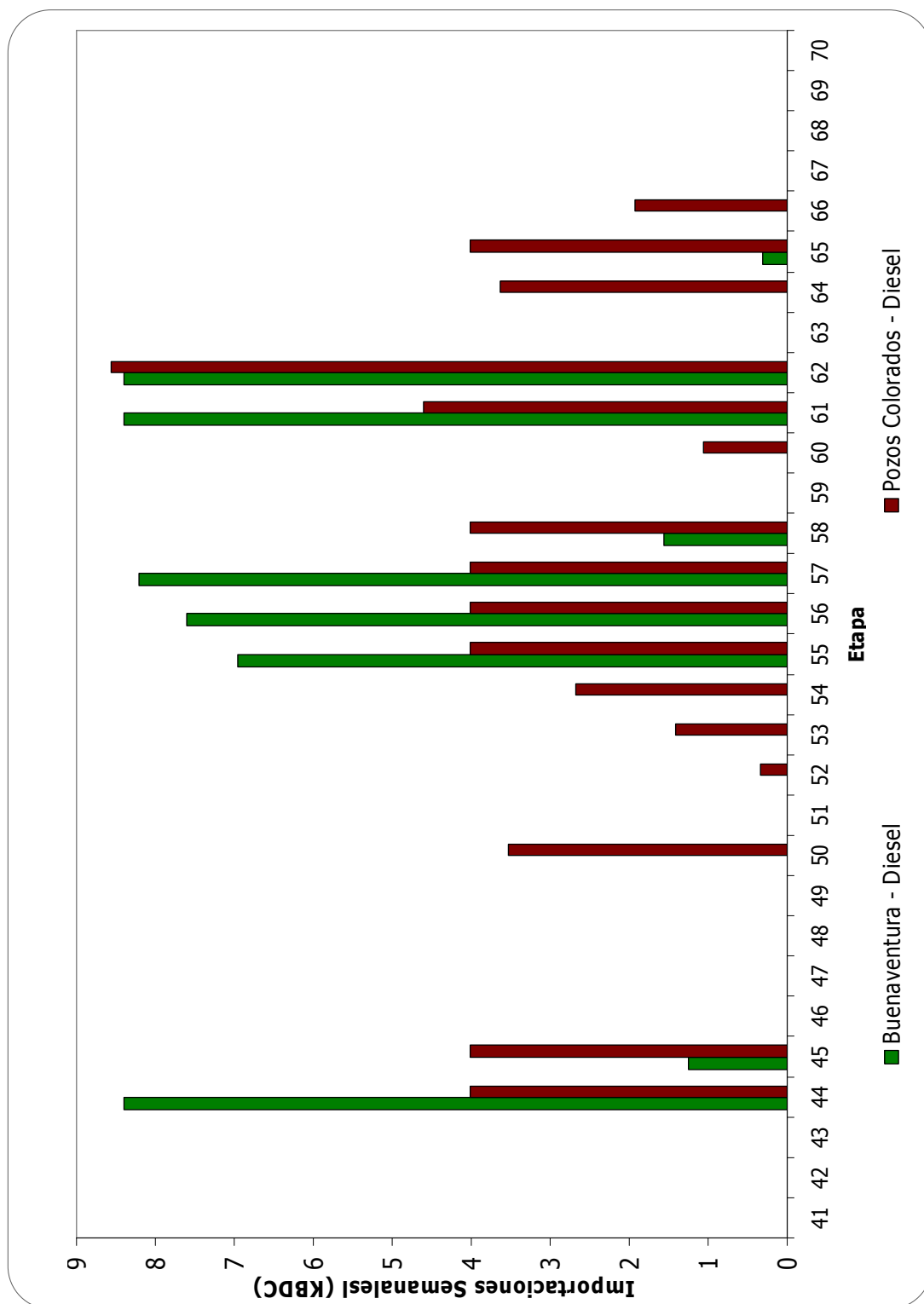


Figura 8.6. Importaciones adicionales escenario determinístico por puerto y combustible

Escenario 5: Simulación estocástica del SDDP

A partir de los resultados de la simulación estocástica suministrada al grupo consultor por el CND se construyó la distribución de probabilidad de la generación agregada (en GWh) con combustibles líquidos y se escogieron tres casos para análisis, correspondientes a los percentiles de dicha distribución: i) el percentil 5%, ii) el percentil 50% y iii) el percentil 95%.

El percentil 95% es el único que presenta demandas significativas de combustibles líquidos alternos (Figura 8.7), por lo cual solo se analiza este caso. Al igual que en el escenario determinístico, no se generan demandas para el combustible Jet A1 por parte del sector termoeléctrico, y las demandas de Diesel en la costa Atlántica son muy pequeñas.

En este escenario se asegura la factibilidad en la operación con Combustóleo en la Costa Atlántica. Las plantas en capacidad de operar con este derivado funcionan a plena capacidad.

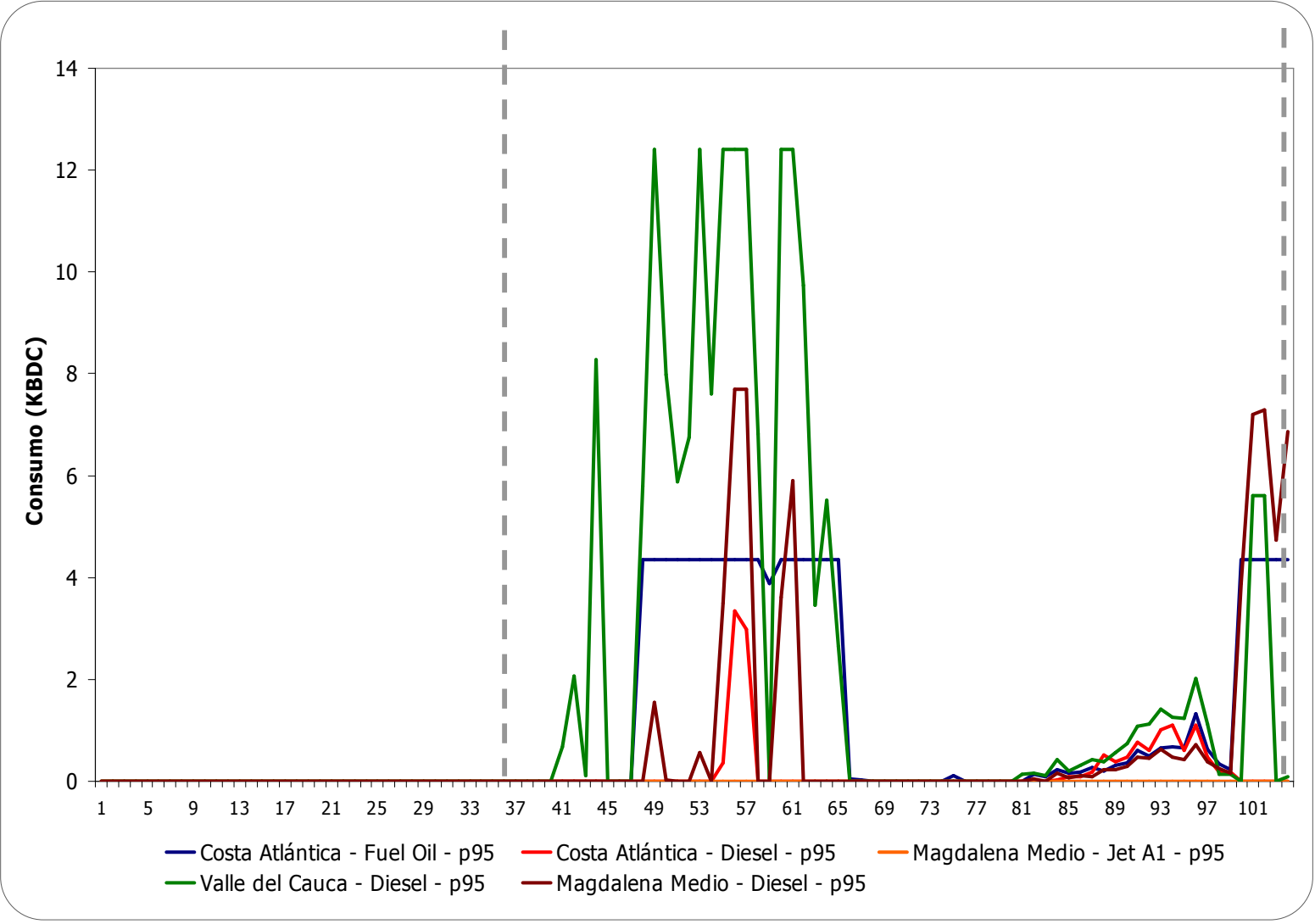
Las demandas para operación con Diesel en esta región del país son relativamente bajas y no alcanzan a someter a estrés el sistema de abastecimiento de combustibles líquidos, razón por la cual no se esperan complicaciones para su satisfacción. Durante estos periodos de demanda se debe recurrir a algunas importaciones menores como se observa en la Figura 8.8. Sin embargo, la mayor parte de las demandas de Diesel se puede satisfacer manteniendo un inventario en los tanques de las propias plantas térmicas.

A diferencia del escenario determinístico, hay una mayor necesidad de importación de combustibles para la operación de las plantas termoeléctricas del Magdalena Medio en capacidad de operar con Diesel. En este caso, estas demandas exigen una capacidad de transporte superior al caso determinístico desde el puerto de Pozos Colorados. Ya que estas demandas ocurren después de la fecha estimada de entrada en operación de la expansión del poliducto Pozos Colorados – Galán, el sistema cuenta con capacidad suficiente para transportar los potenciales consumos. A través de este poliducto se requiere el transporte de 12.82 KBDC adicionales a los importados para el abastecimiento regular del país.

El análisis de este escenario confirma la necesidad de importación a través del puerto de Buenaventura. La poca flexibilidad en los sistemas de transporte hacia el occidente desde el centro del país, fuerza la búsqueda de medios alternos para el abastecimiento de esta región. Se requiere la importación de 8.8 KBDC en los periodos de mayor demanda (Figura 8.8).

En la coyuntura actual de excedentes de energía firme en el SIN, tanto el escenario estocástico como el determinístico presentan demandas relativamente bajas en comparación con un escenario de operación a plena capacidad del sistema termoeléctrico.

Figura 8.7. Demandas escenario estocástico por región y de combustible



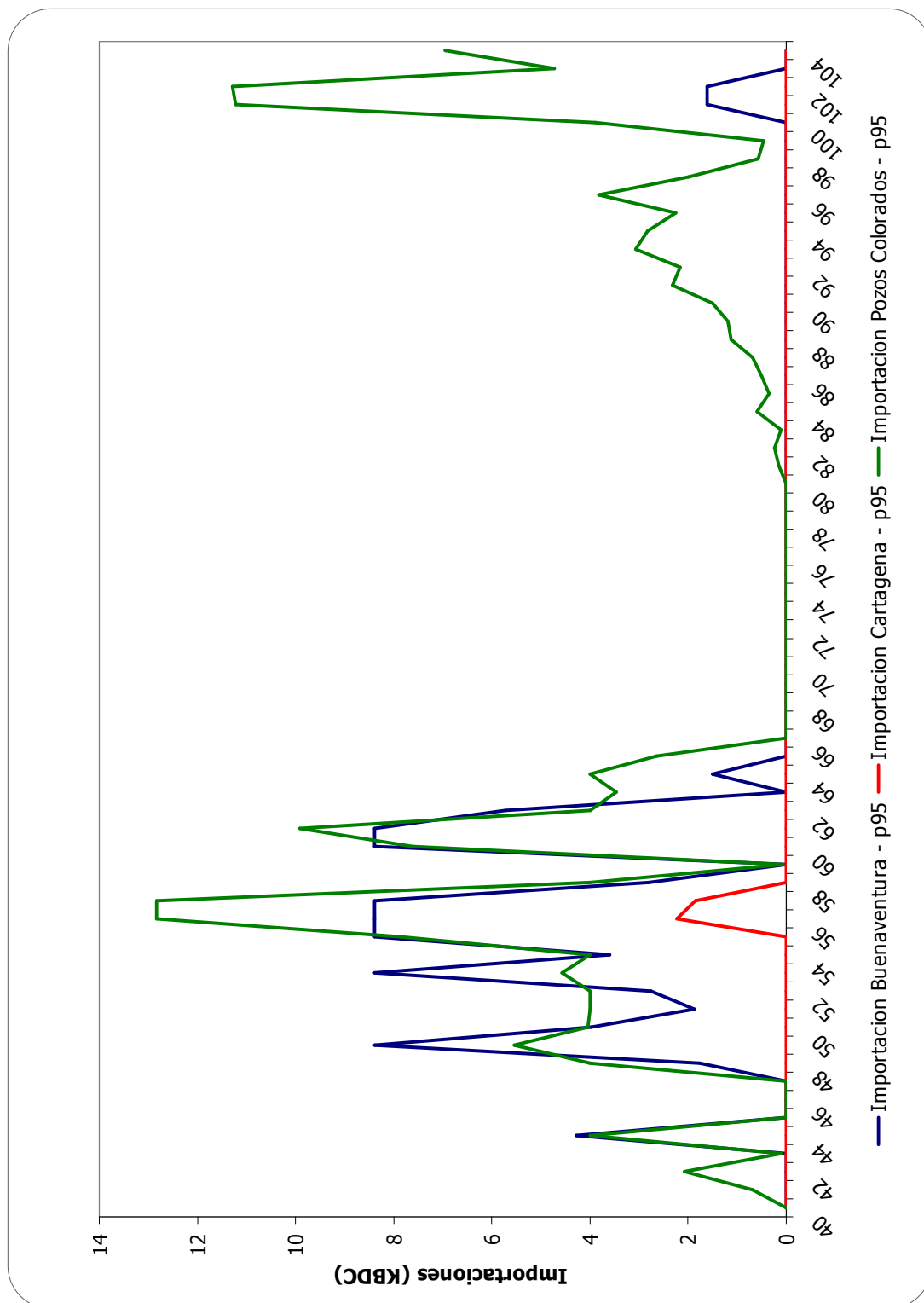


Figura 8.8. Requerimientos de importación escenario estocástico por puerto y combustible.

9. ANÁLISIS DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES

Dentro de los alcances formulados en los TdeR del estudio, el CNO planteó el análisis del cumplimiento de las normas ambientales cuando las termoeléctricas consumen los líquidos objeto del diagnóstico, debido a que al generar electricidad con los líquidos, las emisiones de gases contaminantes pueden llegar a ser superiores a las que se producen con el combustible principal que es el gas natural. En consecuencia, se analiza la normatividad ambiental vigente y se confronta con las emisiones utilizando líquidos para verificar su cumplimiento con los combustibles alternativos. A continuación se presentan los análisis realizados.

9.1. Normatividad

El estudio se ciñe a las normas vigentes del control de la calidad del aire dado que las emisiones al medio ambiente producidas por las termoeléctricas consumiendo combustible líquido como alternativo son básicamente gaseosas. Adicionalmente, se analizan las normas que regulan la calidad de los combustibles líquidos bajo estudio.

La normatividad del medio ambiente comienza en el país en el año 1973 con la Ley 23 en la que faculta al Presidente para expedir el Código de Recursos Naturales y de Protección del Medio Ambiente, el cual fue adoptado mediante el Decreto-Ley 2811 de 1974, y reglamentado mediante el Decreto 02 de 1982 en cuanto a emisiones atmosféricas.

ACPM

El Decreto 948 del 5 de junio de 1995 deroga parcialmente el Decreto 02 de 1982 y reglamenta la protección y control de la calidad del aire. Este Decreto ha sido ampliamente modificado y complementado a la fecha. Una de estas modificaciones se encuentra registrada bajo la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995 en donde se establece la calidad del combustible Diesel o ACPM y el contenido de azufre del Combustóleo.

La calidad de los biocombustibles para uso en motores Diesel como componente de la mezcla con el combustible Diesel de origen fósil en procesos de combustión se encuentra regida actualmente por la Resolución 182087 del 17 de diciembre de 2007, así como los requisitos de calidad del combustible Diesel corriente y sus mezclas con biocombustibles. Esta Resolución modificó el artículo 4 de la Resolución 898 de 1995.

En la Tabla 9.1 se presentan las fechas de entrada en vigencia de las diferentes concentraciones de azufre en el Diesel corriente. Se hace énfasis en el azufre dado que este constituyente es uno de los más contaminantes de la atmósfera y que, por lo tanto, se encuentra más regulado.

Fecha	Concentración máxima de azufre en diesel (%masa)
Julio 1 de 2007	0.40%
Julio 1 de 2008	0.30%
Enero 1 de 2009	0.25%
Enero 1 de 2010	0.05%
Enero 1 de 2013	0.005%

Fuente: Artículo 1º Resolución 182087 de 2007

Tabla 9.1. Vigencia del contenido de azufre en el Diesel corriente

Combustóleo

El Artículo 5 de la Resolución 898 de 1995 establece que para el primero de enero de 2006 el Combustóleo no podrá contener azufre por encima de 1% p/p (porcentaje en peso o en masa). Sin embargo, la concentración de azufre en este combustible publicada por ECOPETROL en su página electrónica es de 1,7% p/p a la fecha de realización del presente análisis.

Jet 1A

El combustible denominado Jet 1A, también conocido como turbocombustible, turbosina o JP-1A, no se encuentra regulado en su contenido de azufre debido a que este es de una concentración baja. Su concentración es del 0.3% p/p según lo reportado por ECOPETROL en la ficha técnica.

Crudos

El uso de los Crudos pesados se encuentran regulados por el artículo 25 del Decreto 948 de 1995 y modificado por el artículo 1 del Decreto 2107 de 1995, el cual prohíbe el uso de Crudo de Castilla así como de otros crudos pesados con contenidos de azufre superiores a 1.7% p/p a partir del 1 de enero de 2001. La concentración de azufre contenida en el Crudo de Castilla y reportada por ECOPETROL en la ficha técnica a febrero 25 de 2007 es de 1.969% p/p, desafortunadamente no se conoce la composición química del Crudo de Rubiales al cierre de este análisis.

Emisiones atmosféricas

Respecto del control de las emisiones a la atmósfera, la Resolución 909 del 5 de junio de 2008 establece las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas de acuerdo con lo estipulado en el artículo 137 del Decreto 948 del 5 de junio de 1995.

El Artículo 9 de la Resolución 909 de 2008 establece los estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas existentes con capacidad instalada igual o superior a 20 MW, por tipo de combustible, a condiciones de referencia²⁶. Estos estándares son presentados en la Tabla 9.2.

²⁶ Condiciones de referencia: Son los valores de temperatura y presión con base en los cuales se fijan las normas de calidad del aire y de las emisiones, que respectivamente equivalen a 25°C y 760 mmHg. Fuente: Artículo 1 Decreto 948 de 1995.

Adicionalmente, el Artículo 11 establece los estándares de emisión para centrales térmicas que utilicen turbinas a gas con capacidad igual o superior a 20 MW teniendo en cuenta un oxígeno de referencia²⁷ del 15%. Estos estándares son presentados en la Tabla 9.3.

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m ³)			Oxígeno de referencia
	MP	SO ₂	NO _x	
Sólido	100	2800	760	6%
Líquido	100	2000	650	3%
Gaseoso	No aplica	No aplica	300	3%

Fuente: Artículo 9 Resolución 909 de 2008

Tabla 9.2. Estándares de emisión para termoeléctricas superiores 20 MW

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m ³)		
	MP	SO ₂	NO _x
Gaseoso	No aplica	No aplica	120
Líquido	No aplica	850	300

Fuente: Artículo 11 Resolución 909 de 2008

Tabla 9.3. Estándares de emisión para termoeléctricas a gas superiores a 20 MW

9.2. Composición de los combustibles

Con el fin de conocer las concentraciones de los compuestos emitidos por la combustión de los combustibles líquidos utilizados en la generación eléctrica, es necesario establecer la composición química de cada uno de ellos. En el Anexo 7 se presentan las descripciones que de los mismos realiza ECOPETROL en su página electrónica. Sin embargo, no presenta las composiciones de todos sus constituyentes, para el desarrollo del estudio. La composición química general fue tomada del modelo de cálculo de emisiones con los diferentes tipos de combustibles que desarrolló la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (ACCEFYN) para la UPME en 2003 y que llamó "FACTORES DE EMISIÓN DE LOS COMBUSTIBLES COLOMBIANOS".

En la Tabla 9.4 se presentan las composiciones de los combustibles líquidos de interés que se encuentran reportados en el modelo de cálculo UPME.

²⁷ Oxígeno de referencia: Cantidad de oxígeno que debería salir por la chimenea de una fuente fija cuando se encuentra operando de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Constituyente	ACPM (F.O. No. 2)	Combustóleo (F.O. No. 6)	Jet A1 (Kerosene)	Crudo de Castilla
Carbono (C)	86.60%	86.40%	86.50%	86.40%
Hidrógeno (H)	13.00%	9.50%	13.00%	10.95%
Azufre (S)	0.40%	2.50%	0.50%	2.20%
Nitrógeno (N)	0.00%	0.70%	0.00%	0.52%
Cenizas	0.00%	0.00%	0.00%	0.10%

Fuente: UPME 2003

Tabla 9.4. Composición de los combustibles del modelo de cálculo UPME 2003 (%peso)

En la Tabla 9.5 se presentan las concentraciones de azufre para los diferentes combustibles de acuerdo con lo reportado por ECOPETROL.

Constituyente	ACPM (F.O. No. 2)	Combustóleo (F.O. No. 6)	Jet A1 (Kerosene)	Crudo de Castilla
Azufre (S)	0.25%	1.70%	0.30%	1.969%

Fuente: ECOPETROL

Tabla 9.5. Concentración de azufre en los combustibles del país (%peso)

Realizando el análisis de la composición de los combustibles con menor contenido de azufre, y basándose en las mismas concentraciones que presenta la UPME para los demás constituyentes, se obtienen las nuevas composiciones de los combustibles, los cuales se presentan en la Tabla 9.6.

Constituyente	ACPM (F.O. No. 2)	Combustóleo (F.O. No. 6)	Jet A1 (Kerosene)	Crudo de Castilla
Carbono (C)	86.73%	87.27%	86.67%	86.45%
Hidrógeno (H)	13.02%	9.60%	13.03%	10.96%
Azufre (S)	0.25%	1.72%	0.30%	1.97%
Nitrógeno (N)	0.00%	0.71%	0.00%	0.52%
Cenizas	0.00%	0.71%	0.00%	0.10%

Fuente: Cálculos realizados por la consultoría

Tabla 9.6. Composición de los combustibles (% peso)

El gas natural distribuido en el país tiene la composición que se presenta en la Tabla 9.7.

Constituyente	CUSIANA 20M	CUSIANA 50M	CUSIANA (OCENSA)	GUAJIRA COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA INTERIOR
Metano	76.51%	78.80%	74.78%	98.00%	97.997%
Etano	11.59%	10.00%	10.99%	0.25%	0.266%
Propano	4.48%	3.94%	5.12%	0.05%	0.052%
i-Butano	0.73%	0.61%	0.96%	0.03%	0.007%
n-Butano	0.79%	0.67%	1.27%	0.01%	0.007%
i-Pentano	0.13%	0.13%	0.43%	0.01%	0.006%
n-Pentano	0.08%	0.08%	0.33%	0.00%	0.002%
Hexano	0.03%	0.05%	0.27%	0.02%	0.010%
Heptano	0.00%	0.00%	0.22%	0.00%	0.025%
Octano	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.000%
Nonano	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.000%
Decano	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.000%
Nitrógeno	0.43%	0.60%	0.57%	1.40%	1.405%
CO2	5.23%	5.11%	5.06%	0.24%	0.240%
Oxígeno	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.000%

Fuente: ECOPETROL

Tabla 9.7. Composición de los gases comercializados en Colombia (%volumen)

9.3. Emisiones

El proceso de combustión de los hidrocarburos, dependiendo de su composición genera:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Monóxido de carbono (CO)
- Vapor de agua (H₂O)
- Oxígeno (O₂)
- Nitrógeno (N₂)
- Dióxido de azufre (SO₂)
- Óxidos de nitrógeno (NO_x)
- Material particulado
- Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)
- Etc.

En general, estos compuestos son nocivos para la salud y el medio ambiente. Los que se encuentran más regulados por la legislación nacional son los compuestos del nitrógeno y del azufre además del material particulado, motivo por el cual el análisis que se presenta a continuación se centra en las emisiones de estos compuestos por efecto de la generación eléctrica a partir de gas natural y combustibles líquidos.

Como se aprecia en la Tabla 6.6, los combustibles líquidos utilizados como alternativos en la plantas de generación termoeléctricas contienen porcentajes de azufre en su composición que varía entre 0.25% y 1.97% p/p, y algunos presentan nitrógeno entre 0.52% y 0.71% p/p. Estos elementos durante la combustión forman óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x)

respectivamente. Adicionalmente, el gas natural distribuido en el país presenta concentraciones de nitrógeno en su composición que varía entre 0.43% v/v (porcentaje en volumen) y 1.405% v/v.

El dióxido de azufre (SO₂) es un gas incoloro e irritante en concentraciones superiores a 3 ppm. Se oxida para formar trióxido de azufre (SO₃) y este último reacciona fácilmente con el agua para la formación de ácido sulfúrico (H₂SO₄)

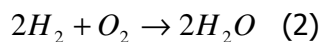
Los óxidos de nitrógeno son gases tóxicos que existen en la atmósfera de manera natural en bajas concentraciones, sin embargo, las fuentes antropogénicas de estos compuestos han aumentado sus concentraciones en la atmósfera próxima, siendo los responsables de la generación del ozono (O₃) troposférico, de la lluvia ácida y del "smog". Dentro de esas fuentes antropogénicas se encuentran las altas temperaturas alcanzadas en las combustiones y la fabricación de los fertilizantes, entre otros.

Los óxidos de nitrógeno producto de la combustión a alta temperatura son en su gran mayoría monóxido de nitrógeno (NO), el cual se oxida en presencia de la luz solar para formar dióxido de nitrógeno (NO₂) en la atmósfera en unas pocas horas. Es por este motivo y por comodidad que se analiza este último compuesto.

Otro derivado de la combustión que afecta de manera directa las emisiones de gases a la atmósfera es el dióxido de carbono (CO₂). Por ser más pesado que el aire permanece a bajas distancias de la superficie terrestre, ejerce una influencia en el aumento de la temperatura debido a que absorbe radiaciones infrarrojas provenientes del sol y por esto es el mayor precursor del llamado "efecto invernadero".

Dependiendo de la composición del combustible, es posible que su combustión genere material particulado que es emitido a la atmósfera a través de los gases de combustión y que actúa también como un contaminante de ésta.

La combustión se define como el proceso de reacciones químicas de oxidación (utilización de oxígeno) que desprenden calor. Para efectos del estudio de los efluentes de los procesos de combustión en la generación de energía eléctrica a partir de combustibles líquidos se utilizarán las siguientes reacciones:



El balance de materia utilizando como base las reacciones químicas constituyentes es llamado balance estequiométrico y las cantidades que de este se genere tanto de reactivos (lado izquierdo de la reacción) como de los productos (lado derecho) se llaman cantidades estequiométricas.

Cuando se realiza un proceso de combustión utilizando la cantidad estequiométrica de aire medida como la cantidad estequiométrica de oxígeno necesaria para quemar todo el contenido de carbono del combustible, se busca producir únicamente dióxido de carbono y a este proceso se le denomina combustión completa. Sin embargo, los procesos reales necesitan de un exceso de aire para

garantizar que se está produciendo una combustión completa del combustible. Los rangos, mínimo y máximo, de exceso de aire son presentados en la Tabla 9.8 [UPME 2003].

Combustible	Exceso de aire (%)	
	Nivel bajo	Nivel alto
Sólidos	40%	150%
Líquidos	25%	60%
Gaseosos	10%	40%

Fuente: UPME 2003

Tabla 9.8. Exceso de aire por combustible

Con el fin de conocer las cantidades de dióxido de carbono, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y vapor de agua, presentes en los gases de combustión de cada uno de los combustibles de interés, se realiza un balance de materia partiendo de las composiciones presentadas en la Tabla 9.6 y basándose en las relaciones estequiométricas de las ecuaciones de reacción.

Adicionalmente las normas Colombianas contemplan la presencia de oxígeno de referencia en los gases de combustión. Este oxígeno se calcula introduciendo un exceso de aire al proceso, y de esta manera es posible conocer la concentración de los componentes de los gases de combustión teniendo en cuenta el exceso de aire introducido.

En la Tabla 9.9 se presentan las concentraciones de los gases de combustión (mg/m^3) generados por cada uno de los combustibles de interés, suponiendo combustión completa.

El gas natural posee nitrógeno molecular (N_2) en su composición de acuerdo con lo presentado en la Tabla 9.7. Este nitrógeno es el responsable de la formación de los óxidos de nitrógeno debido a la alta temperatura en la combustión [Induambiente 2006], sin embargo, uno de los métodos de control de la formación de estos óxidos de nitrógeno es el aire en exceso al momento de la combustión debido a que este aire enfría la llama, lo cual reduce la temperatura y evita su formación [TIBAQUIRÁ, BURBANO. 2003].

Dado que los óxidos de nitrógeno se forman en proporciones diferentes a las estequiométricas presentadas en la ecuación 4 y, adicionalmente, el nitrógeno que reacciona con más facilidad es el llamado nitrógeno ligado (el que se encuentra formando compuestos nitrogenados) en comparación con el nitrógeno molecular [Induambiente 2006], se supone una formación baja de los óxidos de nitrógeno formados en la combustión del gas natural, aunado sobre todo a la alta limpieza de este gas en el país.

La imposibilidad de calcular de manera teórica la composición de los óxidos de nitrógeno en los gases de combustión debido a lo expuesto anteriormente, hace preciso analizar este compuesto *in situ* para hacer su comparación con lo establecido en la norma a fin de confrontar su cumplimiento.

Combustible	Gas	Concentración mg/m3
Diesel corriente (Fuel Oil No. 2 o ACPM)	CO ₂	260,578.99
	SO ₂	409.70
	NO _x	-
	MP	-
Combustóleo (Fuel Oil No. 6)	CO ₂	277,329.93
	SO ₂	2,976.09
	NO _x	2,013.24
	MP	612.72
Jet A1(Kerosene)	CO ₂	86,809.46
	SO ₂	163.90
	NO _x	-
	MP	-
Crudo de castilla	CO ₂	269,065.16
	SO ₂	3,344.28
	NO _x	1,450.24
	MP	84.88

Fuente: ECOPETROL

Tabla 9.9. Composición de los gases de combustión por combustible

9.4. Comparación de emisiones

Con el fin de verificar el cumplimiento normativo de los gases de combustión emitidos por los combustibles líquidos analizados en este estudio, se presenta en la Tabla 9.10 la comparación entre la composición de los gases de combustión y el límite máximo permitido por la Resolución 909 de 2008.

Tabla 9.10. Composición de los gases de combustión vs. la norma vigente

COMBUSTIBLE	O ₂ Teórico m ³ /kg Comb	Gas comb. Teo. m ³ /kg Comb	O ₂ Refer %	O ₂ Refer m ³ /kg Comb	Aire en exceso m ³ /kg Comb	Gas comb total m ³ /kg Comb	Gas	Emisión mg/m3	Norma mg/m3	Cumple SI / NO
Diesel corriente (Fuel Oil No. 2 o ACPM) (1)	2.35	10.46	3%	0.37	1.74	12.20	CO ₂	260,578.99	N/A	N/A
							SO ₂	409.70	2000	SI
							NO _x	-	650	SI
							MP	-	100	SI
Combustóleo (Fuel Oil No. 6) (1)	2.19	9.89	3%	0.35	1.65	11.54	CO ₂	277,329.93	N/A	SI
							SO ₂	2,976.09	2000	NO
							NO _x	-	650	SI
							MP	612.72	100	NO
Jet A1(Turbosina) (2)	2.35	10.46	15%	5.49	26.15	36.61	CO ₂	86,809.46	N/A	SI
							SO ₂	163.90	850	SI
							NO _x	-	300	SI
							MP	-	N/A	N/A

Fuente: Cálculos del consultor

(1) Aplica lo estipulado en el Artículo 9 de la Resolución 909 del 5 de junio de 2008

(2) Aplica lo estipulado en el Artículo 11 de la Resolución 909 del 5 de junio de 2008

De acuerdo con los resultados de la tabla anterior, las emisiones teóricas del Diesel corriente cumplen la normatividad vigente, así como las concentraciones de los compuestos controlados para el Jet A-1.

Por el contrario, los gases de combustión del Combustóleo presentan una emisión de dióxido de azufre del 48% de exceso de la norma.

Para el dióxido de nitrógeno, asumiendo una producción del 100% de este compuesto a partir del nitrógeno constituyente del Combustóleo presenta cerca de tres veces el exceso de la norma. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los óxidos de nitrógeno deben ser controlados con mediciones directas de los gases de chimenea pues, como se explicó, su producción no es estequiométrica y dependen también de las condiciones de la combustión.

El material particulado se calcula a partir de las cenizas constituyentes del combustible en relación con el volumen final de los gases de combustión.

Adicionalmente, se resalta el hecho de que las plantas termoeléctricas deben contar con equipos de control de emisiones de estos compuestos con el fin de garantizar el mínimo impacto ambiental.

Las emisiones generadas por el gas natural producen dióxido de carbono y dióxido de nitrógeno, mientras que los combustibles líquidos, por contener azufre dentro de su composición, emiten también dióxido de azufre. En consecuencia, será de menor impacto para el medio ambiente la generación termoeléctrica con gas natural que con la utilización de cualquier otro combustible líquido alternativo.

El análisis de los gases de combustión debe regirse según el Protocolo establecido por el Artículo 72 de la Resolución 909 del 5 de junio de 2008 y cuya primera versión aún no aprobada fue emitida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial el pasado mes de enero²⁸.

9.5. Calidad del aire

La Resolución 601 del 4 de abril de 2006 es la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión²⁹ para todo el territorio nacional en condiciones de referencia. Estos límites se encuentran establecidos para periodos de un año, un día y tres horas y deben ser medidos de acuerdo el Protocolo de Monitoreo y Seguimiento de Calidad del Aire, ordenado por la misma norma en el Parágrafo 4 del Artículo 4.

Los niveles máximos permisibles para dióxido de azufre y dióxido de nitrógeno, aplicable a todo el territorio nacional, se presentan en la Tabla 9.11.

²⁸ Protocolo de análisis de los gases de combustión en su primera versión aún no aprobada puede ser consultada en:

<http://www.andi.org.co/dependencias/ambiental/Normatividad/Normas2009/Proyectosnormativos2009/SoporesTecnicoSdeproyectosnormativos/PROTOCOLOGOaire.pdf>

²⁹ Inmisión: Transferencia de contaminantes de la atmósfera a un receptor. Se entiende por inmisión la acción opuesta a la emisión. Aire inmisible es el aire respirable al nivel de la tropósfera [Res 948, 1995]

Contaminante	Límite máximo permisible		Tiempo exposición
	ppm	um/m3	
SO2	0.031	80	Anual
	0.096	250	24 horas
	0.287	750	3 horas
NO2	0.053	100	Anual
	0.08	150	24 horas
	0.106	200	3 horas

Fuente: Artículo 4. Resolución 601 de 2006

Tabla 9.11. Niveles máximos permisibles para contaminantes

Las mediciones de los contaminantes criterio relacionados por la norma deben ser realizados por las autoridades ambientales competentes.

En zonas urbanas donde se localizan las termoeléctricas (especialmente Barranquilla y Cartagena) es necesario adicionar las emisiones de estas plantas consumiendo los respectivos líquidos con las de otras fuentes para determinar si se satisface o no la calidad del aire mencionada.

10. RIESGOS IDENTIFICADOS Y CONCLUSIONES GENERALES

En las distintas secciones del informe se analizaron riesgos y dificultades específicas y se examinaron alternativas para atender eventuales demandas de combustibles líquidos para las termoeléctricas. En el presente capítulo se presentan las siguientes conclusiones de orden general.

- En la actualidad y por varios años el SIN poseerá excedentes importantes de energía firme que se traducen en despachos muy bajos de combustibles líquidos en las termoeléctricas que los pueden consumir, aún para las condiciones extremas formuladas en los escenarios de despacho provenientes de simulaciones con el SSDP. Esta coyuntura da enorme tranquilidad en relación con las limitaciones identificadas de abastecimiento de líquidos hacia las termoeléctricas, pues los despachos estudiados son de bajísima probabilidad de ocurrencia. Este hecho no permite hacer una recomendación de considerar una inversión en el horizonte analizado de la magnitud que implica ampliar elementos de la red de hidrocarburos, pues estarían ociosos y resultarían prohibitivos a la luz de cualquier racionalidad económica. Tal vez, cuando el balance oferta-demanda del SIN no sea tan desequilibrado, o las condiciones actuales de estos combustibles pasen de ser alternativos al gas natural, sea necesario actualizar los análisis.
- Los análisis realizados ponen en evidencia una fuerte restricción de la logística de suministro de combustibles para atender despachos termoeléctricos intempestivos con líquidos como los que podrían corresponder a los Escenarios 1, 2 y 3 debido a: i) la magnitud de los consumos termoeléctricos involucrados, ii) la inflexibilidad para realizar cambios rápidos en el programa de producción de las refinerías, iii) las demoras para importar los productos refinados y, iv) el volumen de inventarios corrientes en distribuidores mayoristas, los cuales están diseñados para cambios pequeños comparados con los que podrían ocurrir cuando se requieran despachos de las termoeléctricas. De hecho, puede afirmarse que el proceso de nominaciones actual está diseñado para demandas altamente previsibles, con variaciones pequeñas mes a mes. Sin embargo, la verosimilitud acerca de la ocurrencia de despachos imprevisibles de la magnitud de estos escenarios es tan extremadamente baja que no merece mayor preocupación. Una situación diferente ocurre para despachos previsibles con algún grado de antelación como los asociados con la ocurrencia del fenómeno de El Niño en la cual se puede disponer de varios meses para ajustar los programas de suministro (en especial de importaciones) y preparar las medidas requeridas. En este caso probablemente sea necesario hacer ajustes al Estatuto de Racionamiento expedido por la CREG en relación con la declaratoria de racionamiento por parte del MME.
- La alta utilización actual de algunos de los tramos de la red nacional de poliductos limita la flexibilidad de la operación de abastecimiento a algunas termoeléctricas. En particular, las importaciones por Buenaventura se explican por la estrechez en los poliductos hacia el occidente del país. Por representar el medio de transporte más eficiente, y por contar con capacidad excedente de carga la solución óptima considera el despacho del producto a través del poliducto Buenaventura-Yumbo. Bajo esta situación, la mayor parte de las demandas termoeléctricas del occidente se atienden a través del terminal de Yumbo teniendo como consecuencia un riesgo alto de congestión.
- Los derivados medios (Jet 1A y Diesel) requieren importaciones ante cualquier demanda significativa por parte del SIN, implicando periodos de nominación más altos de lo normal y sujetos a coordinación de la operación portuaria. En especial el Diesel, el cual ya cuenta con

grandes volúmenes de importación y es un combustible con alta probabilidad de ser despachado, requeriría de un periodo de atención significativo, asociado a los tiempos de viaje desde el norte del país y el periodo de adquisición del producto en los mercados internacionales.

- La naturaleza “spot” de las exportaciones de Diesel, Fuel oil # 6 y Jet 1A que actualmente realiza ECOPETROL, es favorable en alguna medida para abastecer eventuales demandas internas como las de la generación termoeléctrica objeto del presente estudio, debido a que las cantidades exportables no se encuentran comprometidas mediante contratos de largo plazo, y por tanto, pueden destinarse a atender dichos consumos sin este tipo de restricciones.
- Ante una situación crítica como la que se podría presentar en el caso de la ocurrencia de un fenómeno de El Niño de magnitud considerable, sería conveniente levantar las restricciones actuales acerca de la interacción de los agentes generadores con algunos de los agentes de la cadena de hidrocarburos y crear una alternativa de abastecimiento directa, lo cual requeriría de modificaciones normativas.
- Ante un escenario de contingencia solo es posible recurrir a algunos excedentes de Diesel de alto contenido de azufre para abastecer una parte del consumo total de las plantas térmicas, excedentes que son producto de las necesidades de mezcla de Diesel de bajo azufre (importado) y Diesel de alto contenido de azufre (producción local). En caso de importación se debe considerar el tiempo requerido a través del puerto de Buenaventura, estimado en 15 días desde la Costa del Golfo, y el periodo de nominaciones de ECOPETROL (1 a 2 meses de antelación).
- Se estima una capacidad nominal de almacenamiento de 70 KB para Diesel en el Terminal de Yumbo (mayoristas y ECOPETROL). Esta capacidad relativamente baja podría representar un riesgo para la atención de las demandas proyectadas en las termoeléctricas del occidente del país. Sin embargo, se podría recurrir al transporte por carrotanque directamente desde Buenaventura, a un costo superior, o desde plantas de abasto cercanas (Mulaló y Buga).
- El transporte de Combustóleo por medio fluvial hacia las termoeléctricas debe considerar potenciales demoras asociadas con la congestión en los terminales de la refinería de Cartagena. Sin embargo, las plantas termoeléctricas pueden recibir por medios alternos (carrotanques) ante demoras potenciales.
- Es necesario tener en consideración que el periodo de nominación para productos transportados por poliducto se debe realizar con un mes de anterioridad y de dos meses o más en caso de requerir magnitudes considerables de combustibles que impliquen importaciones.
- El análisis de los escenarios estocástico y determinístico tiene una alta sensibilidad a la expansión prevista del poliducto Pozos Colorados – Galán. Con esta expansión se habilitará la importación de las cantidades requeridas para la operación de las plantas del Magdalena Medio a partir de las primeras semanas de 2010 en las cuales hay una mayor propensión a los despachos más fuertes con combustibles líquidos para las plantas termoeléctricas.
- Pese a que dentro de las alternativas de transporte para el suministro de combustibles se consideró el cabotaje entre los puertos de la Costa Atlántica (Cartagena y Pozos Colorados) y el Pacífico (Buenaventura), esta posibilidad no resultó utilizada en las simulaciones realizadas, debido a la falta de excedentes suficientes transportables desde las refinerías locales. Sin

embargo, bajo un análisis formal de costos es posible que se recurra a esta alternativa transportando producto importado a través de los puertos del Atlántico.

- De acuerdo con los resultados del análisis de las normas ambientales y de la composición química de los combustibles disponibles para generación termoeléctrica, las emisiones teóricas del Diesel y las del Jet 1A corriente cumplen la normatividad vigente. Por el contrario, los gases de combustión del Combustóleo presentan una emisión de dióxido de azufre del 48% en exceso de la norma, lo cual requiere de algún tratamiento para hacerlo apto para ser quemado en las termoeléctricas, como por ejemplo una mezcla con un combustible de mejor calidad. De otra parte, en zonas urbanas donde se localizan las termoeléctricas (especialmente Barranquilla y Cartagena) es necesario adicionar las emisiones de estas plantas consumiendo los respectivos líquidos con las de otras fuentes para determinar si se satisfacen o no la norma de calidad del aire.

11. BIBLIOGRAFÍA

Arthur D. Little. Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo. 2008.

Cammesa. "Evaluación de riesgos de mediano plazo y largo plazo". Petrotécnica, 2005.

Castillo, M., Mendoza, A. "Metodología de decisión para determinar la mejor estrategia de operación de un sistema de poliductos en Ecopetrol". 2006. Revista de Ingeniería, Universidad de los Andes. Ed. 24.

ECOPETROL S.A. Catálogo de combustibles líquidos
<http://www.ecopetrol.com.co/categoria.aspx?catID=216>

ECOPETROL S.A. "Colombian Crude Oil and Products".

ECOPETROL S.A. "Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo". Procedimiento de nominación de combustibles transportados por poliducto. 2005.

ECOPETROL S.A. "Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo". Política de venta de productos escaso. 2005.

ECOPETROL S.A. "Estado Actual del suministro de hidrocarburos en Colombia". I Seminario Internacional sobre abastecimiento de hidrocarburos. 2004.

ECOPETROL S.A. Análisis de la regulación sobre la cadena de distribución de combustibles derivados del petróleo.

IDEAM. Desempeño ambiental de la tecnología en la industria colombiana – Capítulo 12.
www.ideam.gov.co/publica/medioamb/cap12.pdf

IDEAM. "Posibles efectos naturales y socioeconómicos del fenómeno del niño en el periodo de 1997-1998 en Colombia. Julio, 1997.

Induambiente.com. Portal de descontaminación industrial y recursos energéticos. Revista N° 21 julio-agosto 1996
http://www.induambiente.com/index.php?option=com_content&task=view&id=56&Itemid=53

INVIAS. Mapas de la red Vial. Carreteras de las redes primaria y secundaria.

MirHassani, S.A. "An operational planning model for petroleum products logistics under uncertainty". 2008. Applied Mathematics and Computation. Ed. 196 pg. 744-751.

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. Política Nacional de Biocombustibles. Feria Expodesarrollo 2009. Marzo 30 de 2009.
http://www.minagricultura.gov.co/archivos/biocombustibles_asamblea_bid_30_de_marzo_2009.ppt

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas. Enero 2009.

<http://www.andi.org.co/dependencias/ambiental/Normatividad/Normas2009/Proyectosnormativos2009/SoportesTecnicosdeproyectosnormativos/PROTOCOLOGOaire.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. "Política gubernamental en el sector de downstream partes 1 y 2. 2007". Consulta en línea
http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp?cargaHome=2&opcionCalendar=4&id_noticia=328

Ministerio de Minas y Energía. Listado de actores registrados en la cadena de combustibles. Consulta en línea.

Ministerio de Minas y Energía. Listado de grandes consumidores. Consulta en línea.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 4299 de 2005.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1333 de 2007.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1717 de 2008.

Ministerio de Minas y Energía. Decreto 0283 de enero 30 de 1990.

Ministerio de Minas y Energía. Resolución 182142 de 2007.

Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181708.

Ministerio de Minas y Energía. Resolución 18088 de enero 30 de 2003.

Neiro, Sergio M.S., Pinto, José M. "A General modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains". 2004. Computers and Chemical Engineering. Ed. 28 pg. 871-896.

TIBAQUIRÁ G. Juan Esteban; BURBANO J. Juan Carlos. Técnicas para controlar las emisiones de NOx en turbinas de gas. Universidad Tecnológica de Pereira. 2003.

<http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/1092895%20-%2099.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Factores de emisión de los combustibles colombianos. 2003

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. "Plan Energético Nacional 2006-2025 (PEN)".

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. "Boletín Estadístico de Minas y Energía 2003-2008". Bogotá, 2008.

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. "Boletín Mensual Minero Energético Noviembre de 2008". Bogotá, 2008.

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. "La Cadena del Petróleo". Bogotá, 2005.

Velásquez Bermúdez, Jesús María. "Modelo Integral para Planificar el Sector Petrolero".
DecisiónWare. Documento de Trabajo.