



EAE de los escenarios de expansión de transporte de hidrocarburos - PIAPC

Producto 1

02 de noviembre de 2017

Equipo de Trabajo

UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética

Ricardo Ramírez	Director UPME
Héctor Herrera	Supervisor Subdirección de Hidrocarburos
Raúl Gil	Supervisor Subdirección de Energía
Marcela Bonilla	Asesora Dirección
Antonio Jiménez	Coordinador Grupo Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de Energía
Juliana Moreno	Prof. Especializada Subdirección de Energía
Beatriz Herrera	Prof. Especializada Subdirección de hidrocarburos
Juan Camilo Torres	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos
Jorge Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos

Unión Temporal PLAN-IN-Planeación Inteligente SAS y SA&S – Soluciones Ambientales y Sociales.

Arturo Sánchez	Director del proyecto
Viviana Guarín	Codirectora del proyecto
Aida Giraldo	Especialista Social
Adriana Ospina	Especialista Ambiental
Helman Bermúdez	Especialista Hidrocarburos
Andrei Romero	Especialista en Energía
Ignacio Gallo	Asesor Territorial
Johan Redondo	Especialista en sistemas complejos
Jaime Gallego	Especialista en valoración económica
Carlos Beltrán	Economista
Nicolás Giménez	Cartógrafo
Laura Quiceno	Investigadora junior
Jorge Ruiz	Investigador junior

Acrónimos

AME: Actividad Minero-Energética

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

BTO (Boletín de transporte por Oleoducto)

CAR: Corporación Autónoma Regional

CTP: Consejo Territorial de Planeación

EAE: Evaluación Ambiental Estratégica

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

JAC: Junta de Acción Comunal

MME: Ministerio de Minas y Energía

OCDE: Organization for Economic Cooperation and Development

OT: Ordenamiento Territorial

PERGT: Plan de expansión de referencia para la generación y Transmisión eléctrica

PLASAE: Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica

PMA: Plan de Manejo Ambiental

POMCA: Planes de ordenación y manejo de cuencas hidrográficas

POT: Plan de Ordenamiento Territorial

SME: Sector Minero Energético

UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética

Contenido

Contenido.....	4
Índice de Tablas.....	6
Presentación	8
Capítulo 1. Metodología general	10
1.1. Marco metodológico - Evaluación Ambiental Estratégica	10
1.2. Metodología Consultoría 005 de 2016 desarrollada por Econometría Consultores para la UPME.	12
1.3. Metodología propuesta	13
1. Particionar temporalmente la red de implicaciones.....	21
2. Asignar un valor de sensibilidad a las relaciones condicionadas.	21
Capítulo 2. Marco ambiental estratégico y alertas tempranas	29
2.1. Marco normativo e institucional	29
2.1.1. Marco de política de transporte del subsector hidrocarburos.....	29
2.1.2. Marco normativo y de política de desarrollo sostenible del país para el subsector de hidrocarburos.....	32
2.1.3. Marco legal sectorial	40
2.1.3.1. Marco legal para transporte de crudo y derivados líquidos	40
2.1.4. Escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos	47
2.1.5. Evaluación de los contenidos de los Planes de expansión a la luz de la política de Desarrollo Sostenible	76
2.1.6. Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural	77
2.1.7. El Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC 2016 – Derivados Líquidos	82
2.1.8. Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC Crudo .	86
2.2. Marco de Agentes	91
2.3. Proceso de planificación y gestión de transporte de hidrocarburos	99
2.4. Aspectos socioambientales y factores condicionantes de los escenarios de crecimiento	102
2.5. Definición de categorías de sensibilidad a las relaciones condicionadas	120
2.5.1. Generación de expectativas	121

2.5.2.	Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos.....	122
2.5.3.	Conflictos sociales locales y regionales	123
2.5.4.	Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional .	125
2.5.5.	Afectación de ecosistemas	126
2.5.6.	Cambios en la actividad Económica de la población.....	127
2.5.7.	Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional	128
2.5.8.	Afectación al patrimonio arqueológico	129
2.5.9.	Afectación al patrimonio étnico.....	130
2.5.10.	Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional.....	131
2.5.11.	Corrupción	132
2.5.12.	Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes	132
2.5.13.	Emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado 133	
2.5.14.	Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional	134
2.6.	Influencias y dependencias.....	135
2.7.	Calificación de las implicaciones y las dimensiones	139
2.8.	Sensibilidad y Alerta Temprana	147
2.8.1.	Sensibilidad territorial a las implicaciones directas e indirectas de actividades de transporte de hidrocarburos	147
2.8.2.	Alertas tempranas en las diferentes fases	164
	Bibliografía	201

Índice de Tablas

Tabla 1	17
Tabla 2. Niveles de sensibilidad.....	21
Tabla 3. Matriz de implicaciones de la dimensión asociada a una cierta consecuencia terminal. Los valores que aparecen en esta tabla se corresponden con la sensibilidad asignada a las relaciones condicionadas de la Ilustración 8.	27
Tabla 4. Cuantificación de la influencia y la dependencia de los atributos en la red. Aquí se concluye que el atributo más influyente es el impacto directo 3 y el más dependiente es el atributo Consecuencia indirecta 2.	28
Tabla 5. Líneas de acción de la política desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima y su relación con planes de expansión.....	33
Tabla 6 Líneas de acción de la política desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima y su relación con planes de expansión	34
Tabla 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible y su relación con planes de expansión.....	38
Tabla 8 .- Nodos y Oleoductos Asociados.....	52
Tabla 9 .- Infraestructura Poliductos	58
Tabla 10 .- Ampliaciones por Tramo – Infraestructura Transporte Derivados Líquidos	60
Tabla 11. Distribución nodal de la oferta de gas para el año 2015.	64
Tabla 12. Nodos a nivel nacional	66
Tabla 13. Características de los tramos actuales del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.....	70
Tabla 14. Principales elementos de la Política de Desarrollo Sostenible en Colombia.....	76
Tabla 15. Cuencas productoras en escenario de expansión	77
<i>Tabla 16. Plan Transitorio de abastecimiento de gas en relación con la política de desarrollo sostenible.....</i>	<i>79</i>
Tabla 17. Política de desarrollo sostenible y Plan de Abastecimiento de Derivados Líquidos..	83
Tabla 18. Tramos involucrados en el escenario de expansión	86
Tabla 19. Política de desarrollo sostenible y plan de expansión de transporte de crudo	88
Tabla 20. Consideraciones generales desde el desarrollo sostenible a los planes de expansión	90
Tabla 21. Marco de Agentes para crudo, diluyentes y derivados líquidos.....	92

Tabla 22. Marco de Agentes para Gas	96
Tabla 23: Impactos de la operación por carrotaques en relación con la política de desarrollo sostenible	106
Tabla 24: Impactos y condicionantes que afectan la operación de transporte por carrotaque	110
Tabla 25: Impactos y condicionantes del transporte por ductos en relación con la política de desarrollo sostenible	111
Tabla 26: Implicaciones y condicionantes en preconstrucción de ductos	114
Tabla 27 Impactos y condicionantes en la construcción de ductos.....	116
Tabla 28 Impactos y condicionantes que afectan la fase de operación de ductos	120
Tabla 29 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción ..	122
Tabla 30 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción ..	123
Tabla 31. Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción .	124
Tabla 32 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en preconstrucción	126
Tabla 33 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en construcción	127
Tabla 34 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en construcción	128
Tabla 35 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción ...	129
Tabla 36 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción ...	130
Tabla 37 Sensibilidad asociada al condicionante socio ambientales en construcción	131
Tabla 38 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en construcción	131
Tabla 39 Sensibilidad asociada a los condicionantes socio ambientales en construcción	132
Tabla 40 Sensibilidad asociada a los condicionantes socio ambientales en operación	133
Tabla 41 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en operación.....	134
Tabla 42 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción ...	135
Tabla 43: Localización de los tramos de ductos del escenario de crecimiento de crudo	167
Tabla 44: Áreas por donde atraviesan los proyectos del escenario de gasoductos	179
Tabla 45: Áreas de transporte de hidrocarburos por carrotaque en el escenario.....	187

Presentación

El presente documento corresponde al producto 1 de la Consultoría 004 de 2017, contiene “*La aplicación de la metodología de evaluación ambiental estratégica a la expansión prevista en Colombia para la actividad de TRANSPORTE de crudo, derivados, bases disolventes y gas, tomando como referencia el escenario tendencial (por vía terrestre en carro-tanques, en el caso de crudo, combustibles líquidos, derivados y bases), comparándola con un escenario alternativo (transporte por ductos)*” (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2017).

Este producto hace parte del componente de hidrocarburos de la consultoría; su construcción parte de la revisión y ajuste de la metodología diseñada a través de la Consultoría 005 de 2016 por Econometría Consultores para la UPME. Esta metodología es ajustada por Plan-IN SA&S incorporando el análisis de sistemas complejos el cual permite cuantificar la acumulación de impactos en territorio, así como precisar el grado de incidencia y dependencia de los impactos directos, indirectos, acumulativos y sinérgicos de las redes de implicaciones de las actividades de transporte de hidrocarburos.

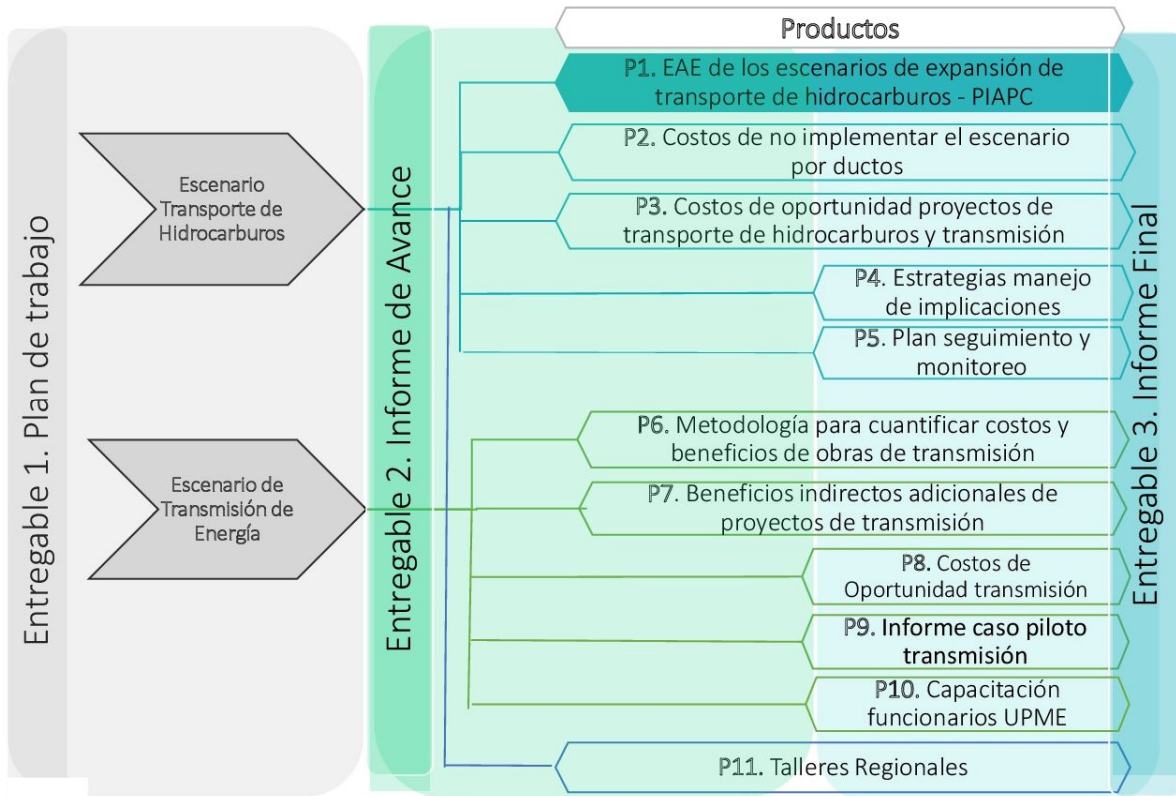
El producto 1 tiene como objetivo identificar y calcular las principales implicaciones indirectas, acumulativas y sinérgicas de los planes de expansión de transporte de hidrocarburos que formula la UPME, que en este caso corresponden al Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles PIAPC para crudo, derivados líquidos y diluyentes (en construcción actualmente) y al Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

El documento está estructurado en dos capítulos: el primer capítulo corresponde a la metodología general diseñada para el desarrollo de la evaluación ambiental estratégica; el segundo capítulo corresponde al Marco ambiental estratégico y alertas tempranas.

La

Ilustración 1 muestra la posición del producto respecto a los demás productos de la consultoría.

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Capítulo 1. Metodología general

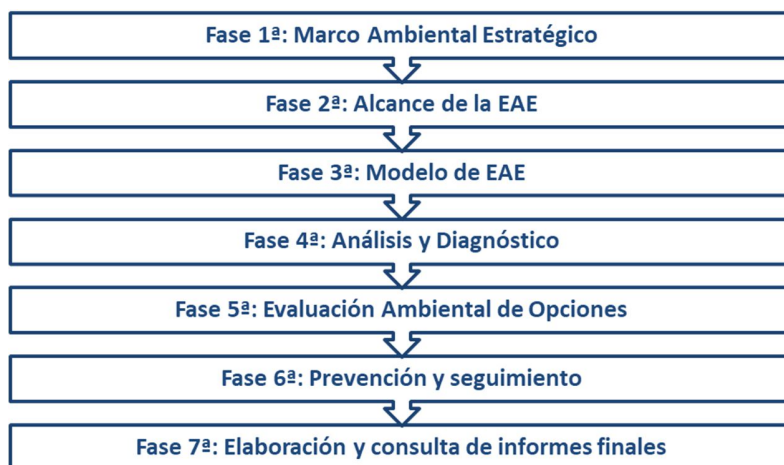
En este capítulo se presenta la metodología general usada para el estudio la cual parte de la revisión de la metodología de EAE que hizo la CEPAL para el país, la diseñada por Econometría Consultores en el 2016 para la UPME en el marco del Contrato 005 de 2016 y el enfoque de sistemas complejos.

1.1. Marco metodológico - Evaluación Ambiental Estratégica

La evaluación de implicaciones indirectas, acumulativas y sinérgicas de los escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos corresponde a un estudio tipo Evaluación Ambiental Estratégica. Este tipo de estudios fue reglamentado por la Unión Europea a través de la Directiva Europea 2001/42/CE.

En el año 2004, el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia (MAVDT, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) junto con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), elaboraron una primera aproximación a las metodologías de EAE a partir de la directiva europea. Posteriormente, en el 2009, Colombia diseñó su primera metodología de Evaluación Ambiental Estratégica con el apoyo de la CEPAL. Dicha metodología se estructura en 7 fases a saber:

Ilustración 2 . Metodología de evaluación ambiental estratégica.



Fuente: (CEPAL, 2009)

Cada una de estas fases tiene las siguientes características (CEPAL, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Gobierno de España, 2009):

Fase 1ª: Marco Ambiental Estratégico

En esta primera fase se inicia con la delimitación del marco de referencia, se determinan los factores ambientales estratégicos para la elaboración del plan. Se consolida la línea base de información, que permite identificar los elementos ambientales claves para la evaluación.

Fase 2ª: Alcance de la EAE

Corresponde a una etapa de análisis más detallada de la línea de base ambiental con delimitación espacial. Se profundiza en el entendimiento de las temáticas más relevantes con actores claves en el desarrollo del plan. Finalmente, se tiene un juicio de la situación actual del plan.

Fase 3ª: Modelo de EAE

Corresponde a una etapa de decisiones con miras a cumplir con los alcances para la EAE, se determina cuál es la mejor alternativa para cumplir con las metas establecidas.

Fase 4ª: Análisis y Diagnóstico

Con esta fase se finaliza el proceso de planificación del plan. Como resultado se obtiene el diagnóstico ambiental del plan de una manera más estructurada, consolidando las interacciones sistémicas entre los actores claves en el proceso de evaluación.

Fase 5ª: Evaluación Ambiental de Opciones

En esta fase se evalúa el proceso de planificación estratégica ya consolidado. Es una etapa clave que permite corregir, analizar, mejorar objetivos operativos, alternativas operativas y estructurales.

Fase 6ª: Prevención y seguimiento

Se desarrollan todas las propuestas encaminadas a la prevención y seguimiento de actividades del plan, lo anterior, por medio de instrumentos de monitoreo y gestión ambiental que permitan conocer los desempeños del plan y los alcances en los territorios.

Fase 7ª: Elaboración y consulta de informes finales

Corresponde a la consolidación del informe final de la EAE, y se pasa a procesos de consulta pública, en la que deben participar todos los actores relacionados con el proceso de evaluación.

Esta metodología constituye un referente para este estudio y alimenta la comprensión del enfoque de evaluación ambiental estratégica, ya plasmada en la propuesta de Econometría Consultores.

1.2. Metodología Consultoría 005 de 2016 desarrollada por Econometría Consultores para la UPME.

Para llevar a cabo el estudio de Implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento minero energético en Colombia, Econometría Consultores (2016) propuso tener como marco de referencia la denominada Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).

Dado que la definición del modelo de evaluación ambiental y su contenido es la base para la organización posterior del proceso de EAE, y que esto depende de la identificación en cada caso de las variables e indicadores más relevantes de evaluación, se recomendó el uso de modelos sistémicos para la evaluación ambiental, que facilitan la obtención de indicadores cualitativos y cuantitativos de evaluación de opciones, de modo que el análisis de efectos generados por las intervenciones propuestas en los planes, programas y políticas, considere los aspectos dinámicos y, por lo tanto, los indirectos, acumulativos y sinérgicos.

En ese orden de ideas, Econometría Consultores (2016), en el informe final “Implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento minero energético en Colombia”, planteó una metodología general de construcción de indicadores de alerta temprana y medición de implicaciones socioambientales por el uso acumulativo de recursos naturales, asociados con el desarrollo de escenarios de planeación de diferentes subsectores del sector minero energético.

La metodología utiliza árboles de problemas para definir cinco dimensiones de análisis asociadas con diferentes impactos potenciales del desarrollo minero-energético: i) la desviación o embalse de corrientes hídricas, ii) los cambios en el uso del suelo, iii) los cambios en agua, aire y ruido que afectan la salud y la calidad de vida, iv) las economías de enclave y v) las afectaciones culturales y étnicas.

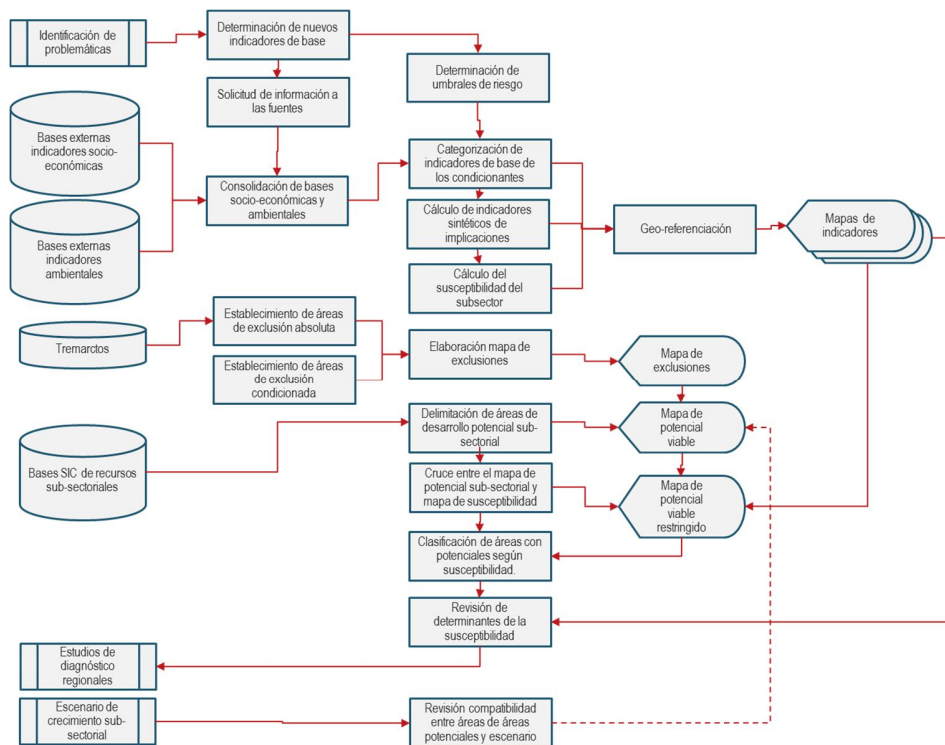
Cada una de estas dimensiones es un árbol de problemas que relaciona los impactos directos más relevantes del desarrollo minero-energético, con un conjunto de consecuencias o implicaciones (indirectas, acumulativas y sinérgicas) en interacción que se derivan de ellos, los cuales a su vez son la consecuencia de un conjunto de causas estructurales que determinan la magnitud, dirección y relevancia de las implicaciones identificadas (Econometría Consultores - UPME, 2016).

Las causas estructurales están determinadas por el contexto geográfico, por lo que se deben identificar y tener en cuenta para la proposición de medidas de reducción (prevención y mitigación) de las implicaciones negativas, así como para potencializar las que se identifiquen como positivas. Cada dimensión cuenta, a su vez, con los denominados

condicionantes de entorno que, en cada contexto geográfico, expresan el grado de sensibilidad o vulnerabilidad socioambiental (Econometría Consultores - UPME, 2016).

La metodología propuesta a través de la consultoría 05 de 2016 se sintetiza en el siguiente flujograma:

Ilustración 3. Flujograma de la metodología propuesta por Econometría Consultores



Fuente: (UPME, 2016)

Esta metodología se aplicará en el análisis de implicaciones socioambientales para los escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en los términos de referencia y se ajustará con base en la propuesta de Plan-In SA&S.

1.3. Metodología propuesta

En esta sección se presenta una metodología general para la Evaluación Ambiental Estratégica de los escenarios de expansión de transporte de hidrocarburos –PIAPC, así como la metodología detallada para la definición e identificación de implicaciones sociales y ambientales.

La metodología desarrollada por Plan-IN SA&S, recoge múltiples elementos de la metodología de Evaluación Ambiental Estratégica.

El punto de partida metodológico corresponde al análisis del marco normativo, institucional y de agentes de la planificación del transporte de hidrocarburos, para luego pasar al análisis de las implicaciones ambientales y sociales de los escenarios de crecimiento de transporte objeto de la evaluación y la construcción de un sistema de alertas tempranas.

La metodología consiste en la construcción de indicadores de alerta temprana y mapas de sensibilidad frente a los efectos socioambientales indirectos y acumulativos (aditivos o sinérgicos) del desarrollo de escenarios de planeación para el transporte y abastecimiento de hidrocarburos.

La metodología se concibe teniendo en consideración las variaciones en la complejidad social y ambiental del territorio, por lo que apela a la consideración del territorio como un sistema complejo y, por lo tanto, a la utilización de “Ciencias de la Complejidad” que permitan la comprensión de los fenómenos ocurridos en el territorio y su inclusión en la identificación de las implicaciones sociales y ambientales de los escenarios que se desea evaluar. En este orden de ideas, se parte de una representación sistémica de las actividades del proyecto que se desea evaluar y de sus implicaciones socio ambientales, por lo que se incluye: fases del proyecto, impactos directos, consecuencias indirectas de diferentes órdenes, implicaciones terminales, condicionantes y causas estructurales.

La mencionada representación sistémica es denominada en este documento red de implicaciones, la cual es una red compleja con relaciones (lados) y atributos (nodos) multivaluados, por lo que se puede identificar el grado de influencia y dependencia que tiene cada atributo en la red, lo que es importante para identificar criticidades y oportunidades de mejora. Los valores de cada relación son calculados vía modelamiento matemático, tomando como entradas de los modelos las bases de datos sociales y ambientales disponibles, lo cual reduce la subjetividad de los resultados obtenidos.

Las redes de implicaciones valuadas son matrices de información social y ambiental del territorio, que son interpretadas en un sistema de información geográfica como tabla de atributos, con lo cual se obtienen los mencionados mapas de sensibilidad y sus respectivos indicadores de alerta temprana, que los tomadores de decisión pueden utilizar al nivel estratégico, por ejemplo, en la planeación de trazados y en la definición de los riesgos de inversión.

Como se mostrará, esta metodología sistémica permite:

1. La inclusión de las consecuencias directas e indirectas de las actividades del plan.

2. La inclusión del tiempo a partir de la evaluación de las fases del proyecto.
3. La inclusión de las características sociales y ambientales específicas de cada unidad geográfica seleccionada que se encuentre involucrada con el proyecto (condicionantes del territorio), por lo que también considera, de manera agregada, las implicaciones sociales y ambientales de todos los proyectos realizados y en realización que comparten el espacio geográfico de la evaluación ambiental estratégica.
4. La evaluación de relaciones acumulativas de tipo aditivo o sinérgico.
5. La identificación de las causas estructurales que dan lugar a los condicionantes en el territorio.

La metodología fue pensada para que la curva de aprendizaje durante su implementación no sea un obstáculo y para que pudiera ser operada incluso desde una hoja de Excel. Esto permite que la transferencia de conocimiento hacia los grupos operativos pueda darse de manera muy ágil.

A continuación, se presenta el paso a paso metodológico (Ilustración 4).

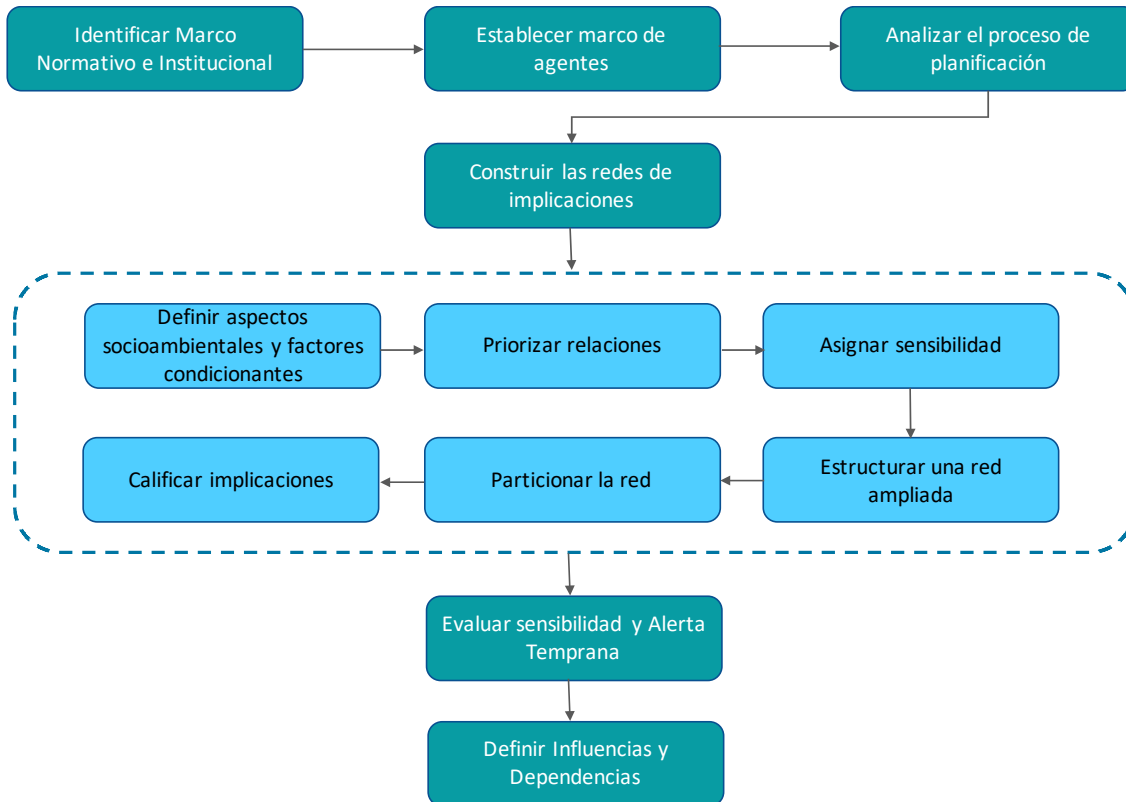
1. Identificar el marco normativo e institucional

En esta fase se definen los escenarios de crecimiento para transporte de hidrocarburos que serán objeto de la EAE; se incluye también la revisión de los planes y políticas marco, así como planes previos, los instrumentos legales que condicionan los escenarios y la relación con otras políticas.

Se analizan entre otros, el Plan Nacional de Desarrollo, la Política Ambiental Nacional de Desarrollo Sostenible, la Política Nacional de Cambio Climático, etc.

El análisis del marco normativo de los planes será fundamental para determinar el margen de maniobra de las decisiones tomadas en los escenarios de crecimiento y de las posibles recomendaciones que se puedan derivar de la evaluación ambiental estratégica. Así mismo, la política ambiental del país será fundamental para la definición de los contenidos ambientales a revisar en los planes o escenarios de crecimiento.

Ilustración 4. Metodología propuesta



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2. Establecer el marco de agentes

Consiste en la elaboración del mapa de actores de los escenarios de crecimiento: Identificación de los principales actores con intereses en los escenarios de crecimiento, afectados y beneficiados con las decisiones de los mismos.

Se construirá a nivel institucional nacional, teniendo en cuenta no sólo los actores del sector minero-energético como el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sino también a otros actores que sin ser del sector tienen incidencia directa en su planificación, tales como el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Ambiente, entre otros.

3. Analizar el proceso de planificación

Consiste en entender el proceso de toma de decisión en cada uno de escenarios de crecimiento, cómo están estructurados, los puntos de partida, el alcance, las fases o etapas, el plazo al cual están formulados, quien participa en cada fase, etc. El objetivo central es tener claridad de cómo se toman las decisiones de planes o escenarios.

4. Construir las redes de implicaciones

Para construir las redes de implicaciones se siguen los siguientes pasos:

- a. Definir los aspectos socioambientales y factores condicionantes.

En este primer paso se debe identificar en una tabla como la mostrada en la Tabla 1:

- Aspectos sociales y ambientales propios del sector que generen preocupación o interés en las regiones donde se proyecta la materialización del escenario de expansión.
- Factores que condicionan el interés o importancia de los aspectos sociales y ambientales identificados.

Tabla 1

Actividades	Aspectos sociales y ambientales asociados	Condicionantes de los aspectos sociales y ambientales identificados
Actividad 1	Impacto directo 1	A. B. C.
	Impacto directo 2	A. B. C.
	Impacto directo 3	A. B. C.
Actividad 2	Impacto directo 2	A. B. C.
	Impacto directo 3	A. B. C.
Actividad 3	Impacto directo 4	A. B. C.
	Impacto directo 5	A. B. C.
Actividad 4	Impacto directo 4	A. B. C.
	Impacto directo 5	A. B. C.
	Impacto directo 6	A. B. C.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Es importante identificar todos los impactos directos asociados y proponer sus condicionantes teniendo en cuenta la suficiencia de datos. No necesariamente debe haber el mismo número de condicionantes por cada impacto.

- b. Estructurar una red ampliada.

A partir de la Tabla 1, se debe construir una red de implicaciones en la que se considera cada actividad como una causa y cada impacto directo como una consecuencia, lo cual se muestra con una flecha dirigida desde la causa hacia la consecuencia.

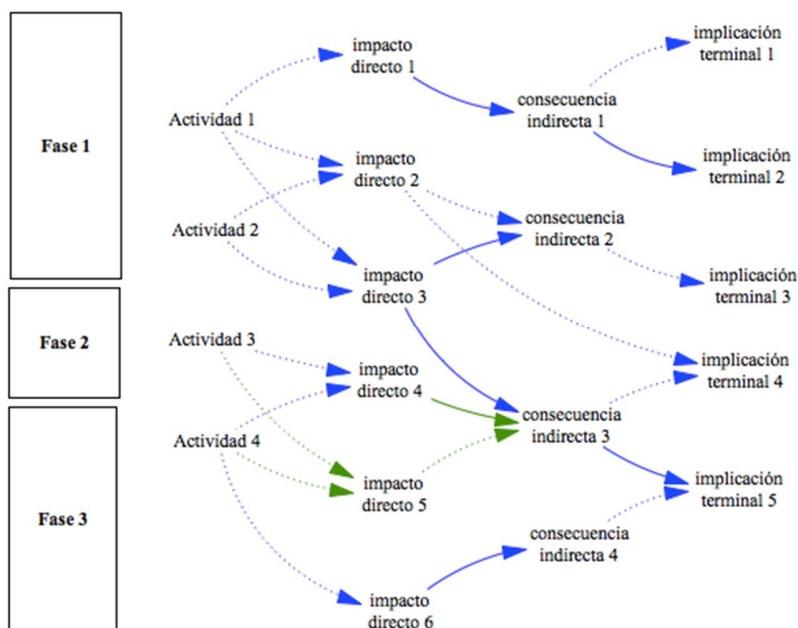
Esto da lugar a una red de implicaciones que debe ser ampliada con las consecuencias indirectas, hasta los diferentes órdenes que se crean necesarios, vea ejemplo en Ilustración 5. Para esto, siempre es importante contar con un equipo multidisciplinario coordinado por una persona conocedora de la metodología y con la participación de las partes interesadas.

Las relaciones que sean identificadas entre todos los atributos de la red deben ser clasificadas en condicionadas y no condicionadas¹. Las relaciones condicionadas son aquellas que podrían existir condicionadas a las características específicas del territorio y del escenario. Cada relación condicionada que sea considerada estará valuada con diferentes niveles de sensibilidad: inexistente, muy baja, baja, media, alta y muy alta (más adelante se muestra cómo establecer el valor de sensibilidad). Como requisito de la metodología se debe considerar que en cada una de las posibles trayectorias que se consideren desde las fases hasta las consecuencias terminales se cuente con al menos una relación condicionada.

Las preguntas que debe realizarse con los grupos multidisciplinarios para la identificación de los condicionantes son las siguientes: ¿la relación está condicionada? ¿Qué características en el territorio provocan el condicionamiento? ¿Qué características del escenario podrían ser incluidas en el condicionamiento? ¿Qué indicadores se pueden utilizar para cada característica del territorio que provoca el condicionamiento? ¿Qué indicadores se pueden utilizar para cada característica del escenario que provoca el condicionamiento?

¹ Se recomienda representar las causalidades condicionadas con líneas punteadas y las causalidades no condicionadas con líneas continuas.

Ilustración 5. Red de implicaciones



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En la Ilustración 5 se puede observar un ejemplo de red de implicaciones ampliada. Las relaciones en azul corresponden a implicaciones acumulativas aditivas, mientras que las verdes son implicaciones acumulativas sinérgicas. Los trazos punteados se refieren a relaciones condicionadas que, como su nombre lo indica, dependen de condicionantes, mientras que los trazos continuos corresponden a relaciones no condicionadas.

Las relaciones condicionadas tienen el propósito de incluir la noción espacial en el modelo, que se corresponden con las características sociales y ambientales específicas de cada unidad geográfica seleccionada que se encuentre involucrada con el proyecto, pero también con las características del escenario.

Las relaciones condicionadas entre las actividades y los impactos directos permiten la representación de las internalidades del proyecto que dan lugar a la noción intrínseca de escenario, mientras que las demás relaciones condicionadas permiten la representación de las externalidades del proyecto, es decir, los aspectos extrínsecos de escenario.

Las relaciones no condicionadas son aquellas en las que la relación de causa-efecto no tiene matices definidos por los condicionantes del territorio y cuya sensibilidad viene dada por la de la causa.

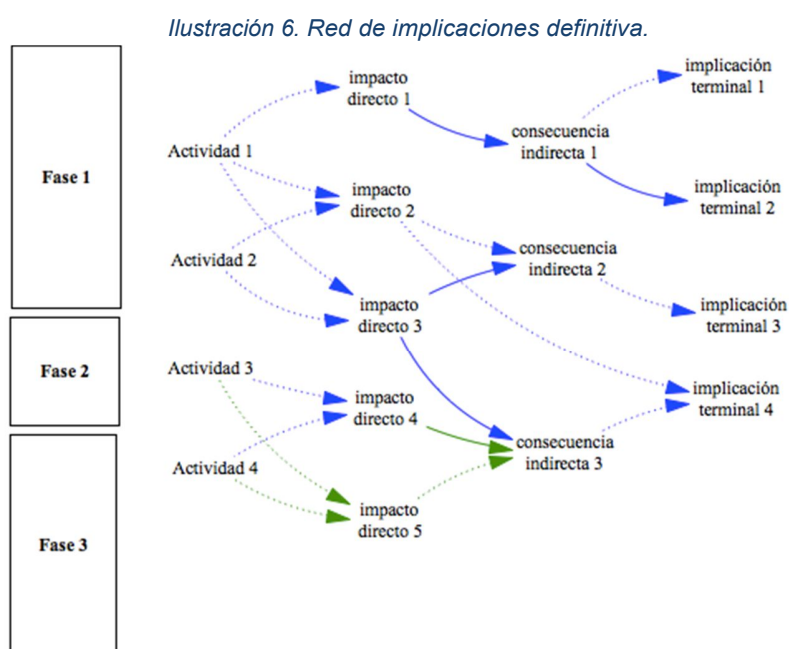
c. Priorizar las relaciones que serán consideradas para obtener la red de implicaciones definitiva.

Cuando se ha construido la red de implicaciones ampliada en consenso con los grupos multidisciplinares y de las partes interesadas, se deben priorizar los atributos y relaciones que fueron considerados, de modo que, se elimine ruido que pueda conducir a una pérdida de propósito de la red de implicaciones.

En este momento de la metodología también es importante revisar las convenciones que se han definido, por ejemplo, se pueden utilizar las siguientes:

- Las relaciones acumulativas aditivas se representan con azul.
- Las relaciones acumulativas sinérgicas se representan con verde.
- Las relaciones con trazos punteados se refieren a relaciones condicionadas que, como su nombre lo indica, dependen de condicionantes.
- Las relaciones con trazos continuos corresponden a relaciones no condicionadas.

En el ejemplo de la Ilustración 6 se presenta la priorización realizada a la red de implicaciones ampliada del ejemplo presentado en la Ilustración 5 Ilustración 6.

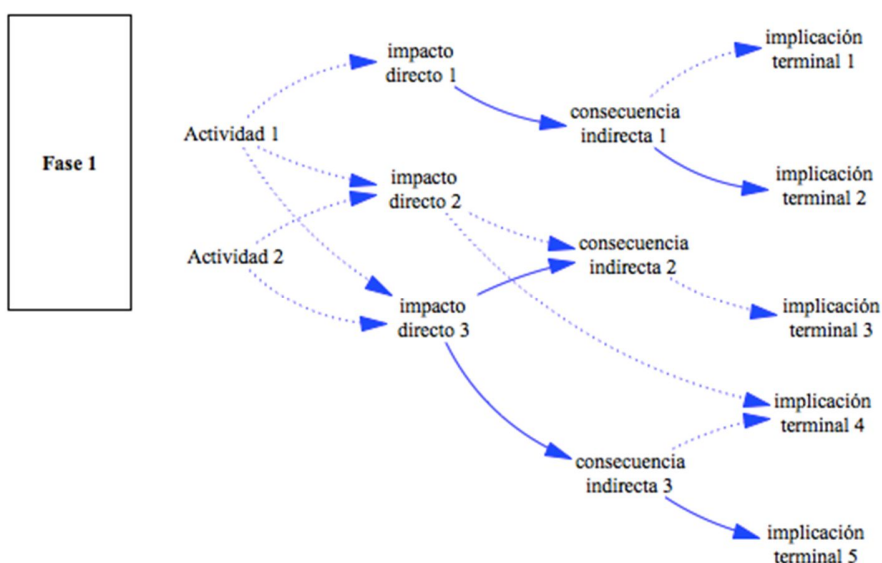


Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

1. Particionar temporalmente la red de implicaciones.

Este paso tiene el propósito de incluir la noción de tiempo en el modelo, para ello, se particiona la red de implicaciones a partir de las fases del proyecto, vea ejemplo en la Ilustración 7. Esto nos permite conocer las implicaciones para cada momento del proyecto y saber así, cuál momento es más sensible y por qué.

Ilustración 7. Red de implicaciones de la Fase 1.



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2. Asignar un valor de sensibilidad a las relaciones condicionadas.

En este paso se asigna un valor de sensibilidad de los definidos en la Tabla (2) a cada una de las relaciones condicionadas de la dimensión de implicación, vea ejemplo Ilustración 8.

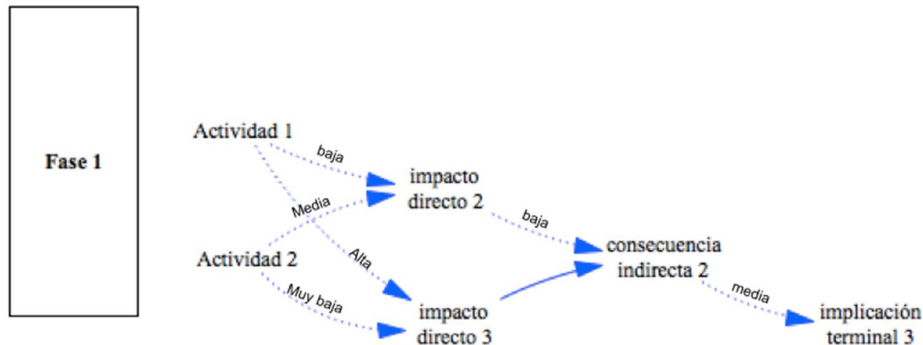
Tabla 2. Niveles de sensibilidad.

Sensibilidad	Valor asignado	Rango
Nula (no existencia de la relación condicionada)	0	$S = 0$
Muy baja	0.2	$0 < S \leq 0.2$
Baja	0.4	$0.2 < S \leq 0.4$
Media	0.6	$0.4 < S \leq 0.6$

Alta	0.8	$0.6 < S \leq 0.8$
Muy alta	1	$0.8 < S \leq 1$

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 8. Sensibilidad de los condicionantes de la Dimensión de implicación de la implicación terminal 3.



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Para establecer el valor de sensibilidad a una cierta relación condicionada, se establece una fórmula matemática con los indicadores que sean definidos para cada uno de los condicionantes identificados para esa relación.

El tipo de fórmula matemática que se utiliza para la valoración cualitativa de cada una de las relaciones condicionadas depende del tipo de atributos que conecta la relación condicionada y de los indicadores que han sido considerados por disponibilidad de datos para los condicionantes.

- d. Calificar las implicaciones y las dimensiones de acuerdo con el escenario y la unidad geográfica seleccionada.

Para realizar la calificación de las implicaciones se consideró que éstas son de dos tipos: 1) acumulativa aditiva y 2) acumulativa sinérgica.

En las **implicaciones acumulativas aditivas** la calificación de la implicación I_{K+1} depende de las implicaciones I_K y condicionantes C_K que le precedieron como se muestra en la siguiente fórmula:

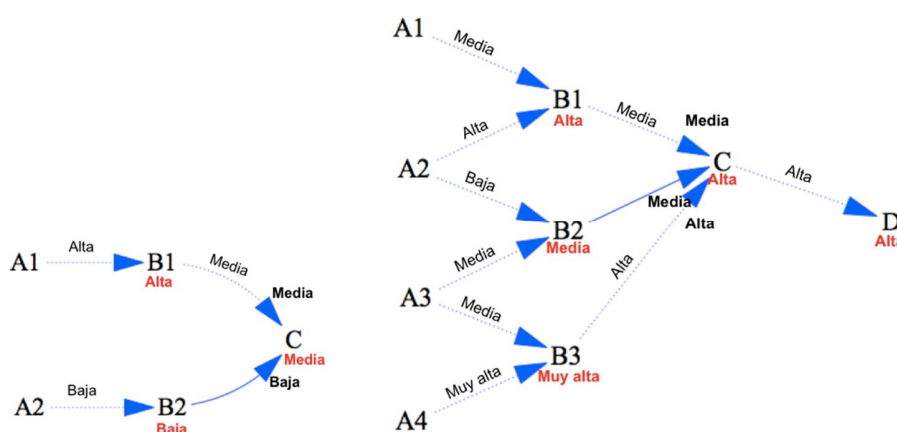
Ecuación 1.

$$I_{K+1} = \text{máx}\{I_K \cdot C_K\}$$

Esta fórmula establece que el valor de la implicación depende del más alto valor obtenido entre el producto de las relaciones y condicionantes que le precedieron, considerando que cada implicación o condicionante pueda ser de sensibilidad nula (0), muy baja (0.2), baja (0.4), media (0.6), alta (0.8) y muy alta (1). El resultado del producto mostrado en la Ecuación 1. es un número que define la sensibilidad de acuerdo con los rangos de la Tabla 2.

En orden a ilustrar la utilización de la fórmula vea los ejemplos de la Ilustración 9.

Ilustración 9. Sensibilidad de de la implicación terminal D



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

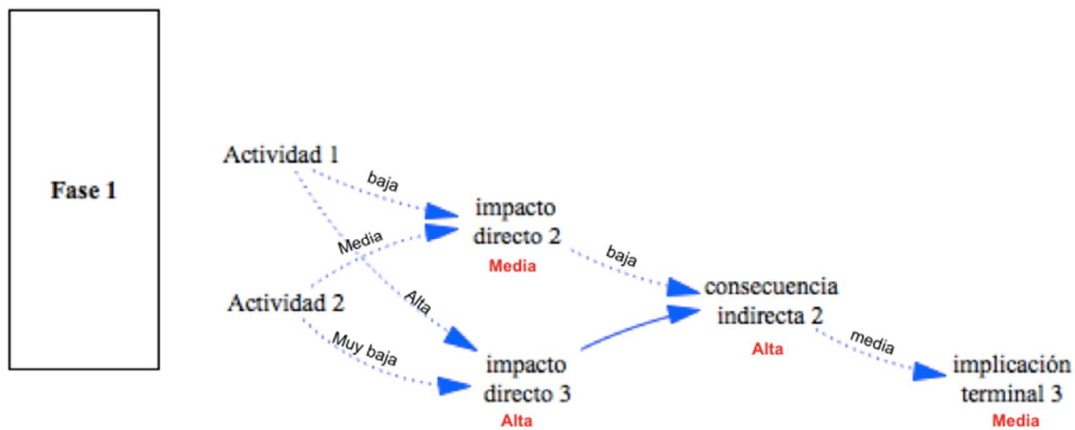
Aquí se presentan dos ejemplos distintos. Vea que las relaciones iniciales que parten de A siempre son condicionadas, lo cual es ilustrativo pero no obligatorio. Note también que en el grafo hay relaciones no condicionadas a las que no se les asigna valor condicionante. La calificación de las varias relaciones que llegan a un atributo se presenta en negrita, mientras que su máximo aparece calificando el atributo consecuente en rojo. Se concluye que la sensibilidad de la red de implicaciones de la dimensión de la izquierda es media, mientras que la derecha es alta.

Note que, a la hora de calificar las relaciones, la diferencia entre las relaciones condicionadas y no condicionadas es que, estas últimas, tienen un valor de sensibilidad que viene dada por la de la causa, mientras que las condicionadas varían ese valor de acuerdo con los condicionantes.

En la Ilustración 10 se presenta un ejemplo detallado en el que:

- Se define la sensibilidad del impacto 2 como media porque corresponde al máximo de los valores de sensibilidad de las relaciones que lo generan.
- Se define la sensibilidad del impacto 3 como alta porque corresponde al máximo de los valores de sensibilidad de las relaciones que lo generan.
- La sensibilidad de la consecuencia indirecta 2 vía impacto directo 2 será el producto entre el valor de media del impacto directo 2 y el valor de bajo de la relación condicionada, es decir baja.
- La sensibilidad de la consecuencia indirecta 2 vía impacto directo 3 será el producto entre el valor de alta del impacto directo 3 y el valor no condicionado de la relación, es decir alta, porque las relaciones no condicionadas toman el valor de la causa que, en este ejemplo, es alta.
- De este modo, la sensibilidad de la consecuencia indirecta 2 es el máximo entre baja y alta, es decir, alta, como aparece en la Ilustración 10 bajo la consecuencia indirecta 2 en rojo.
- La sensibilidad de la implicación terminal 3 será el producto entre el valor de alta de la consecuencia indirecta 2 y el valor de media de la relación condicionada, es decir media. Este último valor es el valor de la red de implicaciones de la dimensión.

Ilustración 10. Sensibilidad de la Dimensión de implicación de la implicación terminal 3 = Media.



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En las **implicaciones acumulativas sinérgicas** la calificación de las relaciones I_K bajo los condicionantes C_K se realiza de otra manera, porque básicamente lo que ocurre es que la implicación sinérgica no cumple la Ecuación (2). Es decir, en las implicaciones acumulativas sinérgicas se tiene:

Ecuación 2.

$$I_{K+1} = \text{máx}\{I_K \cdot C_K\}$$

Como se mencionó en la Ilustración 5, las implicaciones acumulativas sinérgicas han sido reconocidas desde una actividad muy temprana de la metodología, señalándola con el color verde en la red de implicaciones. La manera como se han establecido estas relaciones sobre una consecuencia es simple: ¿las causas podrían llegar a generar una consecuencia contraintuitiva? Entendiéndose contraintuitiva como que satisface la Ecuación 2..

Por ejemplo, dos actividades distintas en la misma fase generan vertimientos en el mismo cuerpo de agua y han sido valoradas como de muy baja sensibilidad. Si aplicamos la Ecuación 2., la sensibilidad será muy baja para el impacto resultante, pero se conoce que su interacción en el cuerpo de agua genera un tóxico que es de muy alta sensibilidad. Claramente, estos vertimientos satisfacen la Ecuación 2. y entonces, diremos que es una implicación acumulativa sinérgica.

Podría pasar también, dentro del mismo ejemplo de vertimientos que los contaminantes mostrarán una muy alta sensibilidad, pero luego, rompiendo la regla de la Ecuación 1., su interacción da lugar a un compuesto inofensivo de sensibilidad muy baja. En este caso, nuevamente, diremos que se tiene una implicación acumulativa sinérgica.

Cualquiera fuera el caso, al descubrir una relación sinérgica se realizará la discusión documentada correspondiente y se establecerá la fórmula más adecuada para su calificación.

5. Sensibilidad e Índice de alerta temprana

La evaluación del proyecto se realiza a partir de cada una de las calificaciones obtenidas para las fases sobre cada una de las unidades geográficas seleccionadas utilizando el máximo de los valores de cada fase en la unidad geográfica.

Este paso es sobre la inclusión de los valores de sensibilidad obtenidos, en el mapa del territorio estudiado.

Lo más adecuado es rasterizar todas las capas de información de los indicadores utilizados para definir los condicionantes en la totalidad del territorio, de modo que las fórmulas matemáticas de los condicionantes sean aplicadas sobre cada una de las celdas en las que se haya realizado la división espacial en la tabla de atributos del sistema de información geográfica. Así se obtiene el valor de sensibilidad para cada unidad geográfica seleccionada (celda del raster). Luego se grafica la categorización en el sistema de información geográfica y se obtiene el mapa de sensibilidad.

El índice de alerta temprana de cada una de las fases $(I_F)_j$ se obtiene utilizando la siguiente fórmula:

Ecuación 3.

$$(I_F)_j = 100\% \cdot \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (S_f)_i$$

donde $(S_f)_i$ es el valor de sensibilidad obtenido de la j -ésima fase sobre cada una de las unidades geográficas i seleccionadas para cada escenario modelado.

El índice de alerta temprana de un escenario se obtiene como el promedio de los valores de sensibilidad de cada una de las fases.

6. Influencias y dependencias

Dado que el raster puede tener miles de celdas, es recomendable realizar una partición del territorio por regiones, de modo que se pueda sacar conclusiones sobre los valores de sensibilidad obtenidos y las áreas que están implicadas.

Con esta información se propone el cálculo de los atributos de mayor dependencia y mayor influencia en la red, de modo que se identifique con claridad los desafíos que podrían tenerse a la hora de asumir desarrollar un cierto escenario en el territorio.

Para esto, se construye la matriz de implicaciones regional de la dimensión asociada a una cierta consecuencia terminal, vea ejemplo de la construcción de esta matriz para la Ilustración 10, en la Tabla 3. En esta matriz se encuentran todos los atributos en la primera fila y en la primera columna, de manera que 1) si no existe relación entre los atributos o si el atributo se está relacionando consigo mismo, se asigna el valor cero, 2) si existe relación de un atributo al otro y la relación es no condicionada, se asigna valor 1 y 3) si existe relación de un atributo al otro y la relación es condicionada, se asigna el valor condicionado obtenido por los condicionantes.

Tabla 3. Matriz de implicaciones de la dimensión asociada a una cierta consecuencia terminal. Los valores que aparecen en esta tabla se corresponden con la sensibilidad asignada a las relaciones condicionadas de la Ilustración 8.

	Actividad 1	Actividad 2	Impacto directo 2	Impacto directo 3	Consecuencia indirecta 2	Implicación terminal 3
Actividad 1	0.00	0.00	0.40	1.00	0.00	0.00
Actividad 2	0.00	0.00	0.60	0.20	0.00	0.00
Impacto directo 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.00
Impacto directo 3	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
Consecuencia indirecta 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60
Implicación terminal 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En esta metodología es importante la identificación de las influencias y dependencias de los atributos porque el atributo más influyente se corresponde con el más impactante, mientras que el más dependiente es el más afectado.

Para calcular las influencias/dependencias se utiliza el algoritmo definido en Díaz (2012):

Ecuación 4.

$$T = \frac{1}{e - 1} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{D^k}{k!}$$

Donde D es la matriz de implicaciones de la dimensión asociada a una cierta consecuencia terminal y T es la matriz de influencias indirectas.

Sumando las columnas de la matriz T se obtienen las influencias indirectas por nodos. Sumando las filas de la matriz T se obtienen las dependencias indirectas por nodos. Para la Ilustración 10, la matriz de influencias indirectas se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Cuantificación de la influencia y la dependencia de los atributos en la red. Aquí se concluye que el atributo más influyente es el impacto directo 3 y el más dependiente es el atributo Consecuencia indirecta 2.

	Impacto directo 2	Impacto directo 3	Consecuencia indirecta 2	Implicación terminal 3
Influencia	0.30	0.76	0.35	0.00
Dependencia	0.58	0.70	1.28	0.69

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Discusión sobre los aspectos acumulativos

Dada la subjetividad en la inclusión de otros proyectos para la determinación de los efectos acumulativos residuales, en esta metodología se han incluido las externalidades de la geografía y de otros proyectos desde la articulación de los condicionantes.

Discusión sobre las causas estructurales

Las causas estructurales no son otras que las causas que generan los condicionantes en territorio. Entonces, dado que los condicionantes han sido identificados en esta metodología, lo que resta es construir el conjunto de causas que provocan los condicionantes territoriales y sus respectivos matices.

Capítulo 2. Marco ambiental estratégico y alertas tempranas

Este capítulo de la evaluación ambiental estratégica contiene el contexto y análisis institucional y normativo de la planificación de la expansión del transporte de hidrocarburos. De manera específica, se analiza el marco institucional, marco de agentes, marco regulatorio y de política sectorial y ambiental, la descripción de los escenarios de crecimiento y su análisis a la luz de las políticas de desarrollo sostenible y el análisis del proceso de planificación del transporte de hidrocarburos.

2.1. Marco normativo e institucional

A continuación, se presenta el marco institucional del plan, el cual incluye el análisis del marco de política nacional tanto sectorial como ambiental, el marco normativo y los escenarios de crecimiento de transporte, que son objeto de la Evaluación Ambiental Estratégica.

2.1.1. Marco de política de transporte del subsector hidrocarburos

Contexto subsectorial

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la producción de petróleo y gas creció en un promedio anual de 7% y 5% entre 2007-2015, respectivamente. Sin embargo, en 2016 el sector enfrentó los precios más bajos registrados en los últimos 12 años y la inversión en producción de hidrocarburos cayó un 70% frente a 2015. Durante el primer semestre de 2016, la perforación de pozos de desarrollo de producción prácticamente se paralizó, iniciando una moderada reactivación en el segundo semestre del año, que desafortunadamente no logró revertir la tendencia decreciente en producción². Actualmente, el subsector de hidrocarburos representa más del 20% del PIB por concepto de impuestos, regalías y utilidades de Ecopetrol.

De acuerdo con el cuaderno PNUD sobre Competitividad del Sector de Hidrocarburos de 2016, “un sistema de transporte eficiente incentiva tanto a los mercados relacionados con exploración y extracción de crudo como a los mercados de exportación y refinación de petróleo”³, por lo que el Plan de Desarrollo Nacional 2014-2018 establece que el desarrollo de infraestructura moderna y servicios competitivos es el mecanismo más expedito en la reducción de costos de producción⁴. El transporte de hidrocarburos consiste en la movilidad de crudo y derivados desde la boca del pozo hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento, como son las estaciones de bombeo, refinerías y centros de comercialización (puertos). Los hidrocarburos se transportan a través de

² Asociación Colombiana del Petróleo. (2016). Informe Estadístico Petrolero. Bogotá.

³ PNUD. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Junio 2016. Página 33

⁴ Departamento Nacional de Planeación. Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Tomo 2. Página 113

oleoductos (crudos), poliductos (derivados), gasoductos (gas), carrotanques (crudo, diluyentes y derivados) y buques (petróleo).

En Colombia, y hasta la fecha, el transporte de crudo se realiza principalmente por medio de oleoductos o a través de carrotanques. Aunque la construcción de los oleoductos en Colombia es costosa debido a las condiciones topográficas, el transporte por ductos tiende a disminuir los costos de transporte y el valor final del barril en el punto de venta (Refinería o puerto). Desde el primer impulso hacia la construcción y consolidación del sistema de oleoductos nacionales en 1980, la producción nacional fue transportada por medio del oleoducto Central de los Llanos, Caño Limón –Coveñas y OCENSA. En la década de los 90 se realizó la construcción de 481 km del Oleoducto de Colombia, el cual amplió la capacidad de transporte de crudo desde Vasconia hasta Coveñas.⁵

Política de transporte

A pesar de que la tendencia de la producción de crudo y sus derivados está en declive, los planes de desarrollo para el mejoramiento de infraestructura y conectividad demuestra una tendencia a facilitar el transporte del crudo y los derivados a lo largo del territorio nacional para poder atender el crecimiento de la demanda de derivados. Por esta razón, el Plan Nacional de Desarrollo, en su Anexo 1 sobre Iniciativas de Inversión del Período 2015-2018, ha establecido la necesidad de ampliar la capacidad de los oleo/gasoductos nacionales, así como la construcción de nuevos ductos que se puedan articular a los sistemas de transporte o que puedan ampliar los destinos finales de comercialización (por ejemplo: Oleoducto Pacífico y ramal Tapir, Conexión Oleoducto Colombia-Venezuela, ampliación OCENSA, ampliación San Fernando – Monterrey).

El Objetivo 5 del PND, del Capítulo V sobre la Competitividad e Infraestructura Estratégicas, busca consolidar el desarrollo minero-energético para la equidad regional. Este objetivo contiene las siguientes estrategias: 1) aprovechar responsablemente los hidrocarburos, contribuyendo al desarrollo sostenible; 2) expandir y consolidar el mercado del gas combustible; 3) garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos y biocombustibles; 4) ampliar la cobertura y calidad de la energía eléctrica; 5) consolidar al sector minero como impulsor del desarrollo sostenible del país, con responsabilidad social y ambiental; y, 6) acciones transversales. Bajo la primera estrategia mencionada, y en materia de *midstream*, el PND establece que el MME continuará las labores encaminadas hacia la puesta en funcionamiento del Sistema de Información de Transporte de Hidrocarburos (SITH), mediante el cual se centralizará la información más relevante relacionada con el transporte de crudo por oleoductos.

Por otra parte, el objetivo 5 del Capítulo V del PND también establece el interés de contribuir con la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, aportando a la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), se implementarán mecanismos que permitan maximizar el aprovechamiento del gas asociado a la explotación de carbón y los líquidos asociados a la

⁵ Unidad de planeación minero energética, UPME. Cadena del Petróleo, 2013

explotación de hidrocarburos, tales como gas licuado de petróleo (GLP) y agua. Por otra parte, la Política de Cambio Climático y las metas de reducción de gases de efecto invernadero GEI son claves en la toma de decisiones y trazarán el futuro ambiental del país.

De acuerdo con lo planteado en el PND, las emisiones de GEI del sector transporte corresponden al 12% del total de emisiones, siendo el modo carretero el responsable del 90%⁶, es importante resaltar que dicho sector se ha caracterizado en la última década por su tendencia al modo carretero, con una participación del 73% en el transporte de carga nacional frente a una participación mínima de los modos férreo (0,03% sin incluir carbón), fluvial (1%) y cabotaje (0,2%) (Mintransporte, 2013, p. 49). El sector también se caracteriza por costos logísticos altos con incrementos del 60 % entre 2010 y 2013⁷.

Teniendo en cuenta lo anterior, el gobierno ha planteado como una de las líneas de acción, brindar alternativas de transporte público bajas en carbono, empezar a utilizar biocombustible, fomentar el aprovechamiento de fuentes de energías renovables, promover la conservación y restauración de ecosistemas marinos, costeros y terrestres, entre muchos otros y se comprometió a reducir el 20 por ciento de sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030 y, en caso de recibir mayor financiación internacional, reducir hasta el 30 por ciento (COP 21).

El gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, entendiendo la necesidad de avanzar en proyectos de cambio climático que contribuyan con los postulados de crecimiento verde y al mismo tiempo con el desarrollo, formuló un proyecto de inversión titulado “Diseño e implementación de herramientas de mitigación y adaptación en el sector minero-energético frente al cambio climático”, el cual cuenta con vigencia 2016-2020 e incluye un documento de apoyo a la planeación sectorial (matriz), que caracteriza la participación de la institucionalidad minero energética colombiana en la hoja de ruta nacional. Esta hoja de ruta da respuesta a las recomendaciones OCDE en lo relativo a la evaluación de desempeño ambiental para Colombia 2014 y los instrumentos ambientales vinculantes.

Finalmente, la proliferación de iniciativas populares de oposición a proyectos extractivos, como lo han sido las convocatorias a Consultas Populares en varios municipios del país, representa un nuevo reto para los proyectos de infraestructura de transporte. Aun cuando las Consultas Populares se han concentrado en megaproyectos de exploración y explotación minera y de petróleo, es importante tener en cuenta esta tendencia de participación ciudadana para los megaproyectos de ampliación y construcción de ductos, en la medida en que estos tienen

⁶ IDEAM, 20009 en Departamento Nacional de Planeación. Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Página 522.

⁷ Banco Mundial. Hacia la paz sostenible, la erradicación de la pobreza y la prosperidad compartida. Notas de política: Colombia. Bogotá, D. C.: Banco Mundial , 2014

componentes muy importantes de adquisición de tierras y derecho de vías, lo que exige altos niveles de relacionamiento con grupos de interés y propietarios de predios.

Lo expuesto anteriormente muestra que los temas sociales y ambientales cobran cada día mayor relevancia para el sector, lo cual es evidenciado en la primera Evaluación sobre el desempeño ambiental de Colombia realizada por la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos-OCDE, donde se argumenta que “Colombia necesita encaminar su desarrollo económico en una dirección ambientalmente más sostenible y socialmente más equitativa”.

2.1.2. Marco normativo y de política de desarrollo sostenible del país para el subsector de hidrocarburos

En el marco de las políticas y la normatividad relacionadas con la sostenibilidad, Colombia suscribió el acuerdo de París sobre cambio climático, lo que significa que el país se compromete, antes del 2030, a reducir en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero, a trabajar en los procesos de adaptación a los efectos del cambio climático y en el desarrollo de una economía baja en carbono (MADS). El Acuerdo de París fue adoptado durante la Cumbre Mundial de Cambio Climático conocida como la COP21.

En este marco se han desarrollado instrumentos y medidas que desarrollan el acuerdo de París buscando el logro de las metas a las que se comprometió el país. En este sentido, es tal vez el acuerdo de París la principal apuesta de la Nación frente a los temas de sostenibilidad en asocio con los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS. Dicho acuerdo se desarrolla a través de varios instrumentos, que detallamos a continuación.

Política Nacional de Cambio Climático.

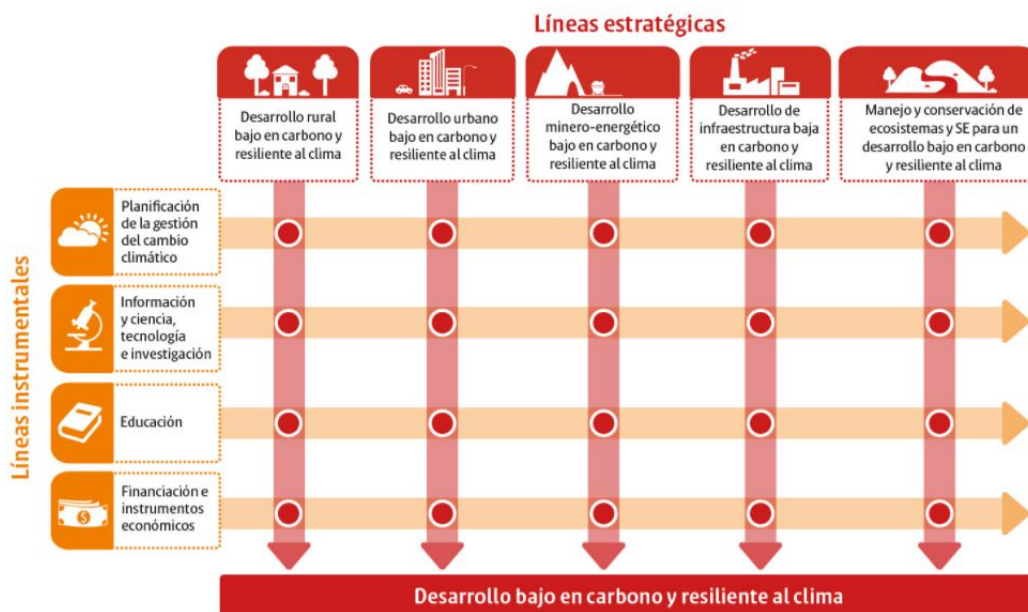
La Política Nacional de Cambio Climático es el instrumento más importante para abordar los compromisos de Colombia y fue adoptada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el año 2017. El objetivo fundamental es “...incorporar la gestión del cambio climático en las decisiones públicas y privadas para avanzar en una senda de desarrollo resiliente al clima y baja en carbono, que reduzca los riesgos del cambio climático y permita aprovechar las oportunidades que éste genera” (MADS: Pg.8).

La política se compone de cuatro líneas instrumentales y cinco líneas estratégicas, la Ilustración 11 explicita dicha composición.

La política plantea dos aspectos cruciales a todos los agentes del mercado energético en Colombia: que el desarrollo minero energético sea **bajo en carbono** y que sea **resiliente al clima**.

Desde esta perspectiva la Tabla 5 detalla los aspectos más relevantes que deben ser tenidos en cuenta en la planificación y desarrollo del sector.

Ilustración 11. Política Nacional de Cambio Climático. Líneas Instrumentales y Estratégicas.



Fuente: MADS: 2014

Tabla 5. Líneas de acción de la política desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima y su relación con planes de expansión

Política Nacional de Cambio Climático Desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima	
Líneas de acción de la Política relacionadas con la expansión	Consideraciones hacia los planes de expansión
Integrar en las políticas, instrumentos y regulación sobre expansión de la oferta energética eléctrica del país, los objetivos de adaptación ante los eventos climáticos, así como medidas de desarrollo bajo en carbono, minimizando aquellas que implican sacrificios entre objetivos.	Los planes de expansión deben considerar las medidas de adaptación ante los eventos del clima que reduzcan la vulnerabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos.
Evaluar la utilización de biocombustibles que aseguren una baja huella de carbono a lo largo de su ciclo de vida y prevengan potenciales impactos a los recursos hídricos,	La expansión del transporte de hidrocarburos en modo carretable debe contemplar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e incentivar la utilización de

Política Nacional de Cambio Climático Desarrollo minero energético bajo en carbono y resiliente al clima	
Líneas de acción de la Política relacionadas con la expansión	Consideraciones hacia los planes de expansión
la seguridad alimentaria y a la biodiversidad.	biocombustibles.
Propender y promover la adecuada gestión de las emisiones fugitivas que se presentan durante las actividades en los sectores de minas y de hidrocarburos.	La expansión de los sistemas de transporte de hidrocarburos debe contemplar la gestión de emisiones fugitivas en relación directa con el tipo de impactos que producen al ambiente.

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

La misma política contiene la estrategia denominada “Desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima” que detalla aspectos importantes para tener en cuenta en la infraestructura del país y puede ser relevante para la evaluación ambiental que aquí se realiza:

Tabla 6 Líneas de acción de la política desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima y su relación con planes de expansión

Política Nacional de Cambio Climático Desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima	
Líneas de acción de la Política relacionadas con la expansión	Consideraciones hacia los planes de expansión
Incorporar consideraciones de cambio climático en el diseño de la infraestructura de transporte, buscando disminuir la exposición y sensibilidad ante amenazas climáticas y aumentar la capacidad de adaptación, en especial ante inundaciones, deslizamientos y al aumento del nivel del mar	Los planes de expansión deben considerar las medidas de adaptación ante los eventos del clima que reduzcan la vulnerabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos.
Promover el enfoque evitar-cambiar-mejorar el cual implica: i) evitar viajes innecesarios a través de la gestión de la demanda; ii) cambiar, fortaleciendo la inter-modalidad de la carga y pasajeros en articulación con modos más eficientes (en términos de generación de emisiones por unidad de carga o pasajero, reduciendo, además, la vulnerabilidad del sistema, iii) mejorar, incrementando la eficiencia energética de vehículos o a través de estrategias de gestión para evitar viajes en	la política de transporte de hidrocarburos debe privilegiar el uso de ductos, como modo de transporte más eficiente en términos de emisiones. La expansión del transporte de hidrocarburos en modo carretable debe contemplar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el desgaste vial innecesario.

Política Nacional de Cambio Climático	
Desarrollo de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima	
Líneas de acción de la Política relacionadas con la expansión	Consideraciones hacia los planes de expansión
vacío.	

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

En relación con los temas de la política, se han desarrollado algunos instrumentos importantes que se enuncian a continuación:

Sistema Nacional de Cambio Climático. Decreto 298 de 2016. Establece la organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático – SISCLIMA – es decir, el conjunto de entidades estatales, privadas y sin ánimo lucro, de políticas, normas, procesos, recursos, planes, estrategias, instrumentos, mecanismos, así como la información atinente al cambio climático, que se aplica de manera organizada para gestionar la mitigación de gases efecto invernadero y la adaptación al cambio climático en el país.

Impuesto al carbono. Decreto 926 de 2017. El impuesto nacional al carbono fue creado por el artículo 221 de la ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural) en respuesta a la necesidad del país de contar con instrumentos económicos para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional. Este impuesto corresponde a un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean utilizados para combustión (exceptuando el carbón). (MADS).

Los combustibles que están gravados por este impuesto son: Gasolina, Kerosene, Jet Fuel, ACPM, Fuel Oil; el gas natural también está gravado, pero sólo para su uso en la industria de la refinación de hidrocarburos y la petroquímica, y el gas licuado de petróleo (GLP) únicamente para la venta a usuarios industriales (MADS).

Plan Nacional de Desarrollo

El Plan Nacional de Desarrollo **Todos por un Nuevo País**, se adoptó a través de la Ley 1753 de 2015 y dictamina los principios que deben orientar la acción del Estado entre los años 2014 al 2018. El Plan desarrolla estrategias económicas, sociales y ambientales que deben ser adoptadas por la administración como pilares fundamentales de la estrategia de desarrollo del país.

El plan definió en su estrategia V, Competitividad e Infraestructura Estratégicas, la consolidación del desarrollo minero-energético para la equidad regional, esto implica el desarrollo de cinco aspectos fundamentales:

- 1) aprovechar responsablemente los hidrocarburos, contribuyendo al desarrollo sostenible.
- 2) expandir y consolidar el mercado del gas combustible.
- 3) garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos y biocombustibles.
- 4) ampliar la cobertura y calidad de la energía eléctrica.
- 5) consolidar al sector minero como impulsor del desarrollo sostenible del país, con responsabilidad social y ambiental.

Esto implica una dinámica muy clara desde las políticas de desarrollo para el sector minero energético orientada a definir las acciones que permitan:

- a) el desarrollo de escenarios de crecimiento;
- b) el equilibrio y estabilidad de los mercados y
- c) la incidencia del sector en la sostenibilidad del país.

Igualmente, uno de los pilares fundamentales del actual Plan Nacional de Desarrollo es el de “crecimiento verde” para el desarrollo del país. En este sentido el Plan promueve:

- Impulsar un crecimiento verde desde la perspectiva de generación de riqueza y bienestar
- Crecimiento verde como estrategia para consolidar procesos más eficientes, modernos y bajos en carbono.
- Mejorar la capacidad adaptativa y la resiliencia de los sistemas productivos, la infraestructura, la población y los territorios ante situaciones cambiantes del clima a futuro.
- Desligar el crecimiento económico del aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático a través de medidas que mejoren la eficiencia y competitividad de los sectores.
- Reducir las pérdidas asociadas al cambio y variabilidad climática y evitar el aumento de costos de producción asociados a dichos fenómenos.

Algunos de los mecanismos contemplados a través del Plan de Desarrollo que tienen relación con los proyectos de expansión de la transmisión eléctrica y el transporte de hidrocarburos son:

- Se crea el Sistema Nacional de Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (SINAPINE).
- Los proyectos de utilidad pública e interés social tienen un régimen especial en relación con las tierras que deben ser usadas para su desarrollo.
- Ello incluye procesos de expropiación de tierras.
- En caso que el inmueble sea objeto de Restitución de Tierras se privilegia el desarrollo del proyecto.

- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA deberá tramitar de manera integral los permisos y licencias ambientales⁸.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son una iniciativa de Naciones Unidas para enfrentar los desafíos del planeta frente a la pobreza, la educación, la salud, el medio ambiente y la paz, generando mayor compromiso en el marco del desarrollo sostenible. La iniciativa contiene 17 objetivos que se implementarán entre los años 2015 al 2030. En Colombia se creó la Comisión Interinstitucional de Alto Nivel para el alistamiento y la efectiva implementación de la Agenda de Desarrollo Post 2015 y sus ODS.

De acuerdo con el PNUD, Colombia debe aterrizar los ODS al contexto nacional y poder generar sinergias entre los diferentes sectores del Estado Colombiano, que permita potencializar el logro de los nuevos objetivos que en materia de desarrollo sostenible se propone el mundo. (PNUD).

En la actualidad, el Departamento Nacional de Planeación DNP se encuentra formulando una propuesta para el Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES, donde se establecen las metas para los ODS, los indicadores para su medición y la línea base sobre la que se parte para el seguimiento a sus logros a 2030. Este borrador está sujeto a discusión y aprobación futura y pretende constituirse en una de las herramientas para la puesta en marcha de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible y sus ODS.

Este documento, aún en construcción, "...busca establecerse como punto de referencia en la formulación de lineamientos de política en temas que están bajo el liderazgo del Gobierno, así como complementar con un enfoque integral de desarrollo las agendas que son jaladas por otros actores que se posicionan como igualmente relevantes en el momento de definir las metas del país a 2030." (DNP:2017).




Esto significa que el país podrá contar en un futuro cercano con una referencia clara sobre la forma cómo los Objetivos se implementan e internalizan en la dinámica institucional.


A continuación, se enuncian algunos de los objetivos en relación directa con los proyectos de expansión:

⁸ La Sentencia C-035/16 se pronunció sobre los límites de la ANLA en relación con las licencias ambientales en PINES así como sobre los derechos relacionados con la restitución de tierras a las víctimas y limitó los alcances propuestos por el Plan.

Tabla 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible y su relación con planes de expansión

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS		
Objetivo		Metas relacionadas con los planes de expansión de transmisión y transporte
 <p>7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE</p>	<p>Asegurar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos</p>	<p>Para 2030, garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.</p> <p>Para 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.</p> <p>Para 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos.</p>
 <p>9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA</p>	<p>Construir infraestructura flexible, promover la industrialización inclusiva y sostenible; y fomentar la innovación</p>	<p>Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad.</p> <p>Promover una industrialización inclusiva y sostenible y, a más tardar en 2030, aumentar de manera significativa la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto.</p> <p>Para 2030, mejorar la infraestructura y reajustar las industrias para que sean sostenibles, usando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales</p>
 <p>11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES</p>	<p>Ciudades y asentamientos humanos inclusivos, seguros y sostenibles.</p>	<p>Para 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales</p> <p>Redoblar los esfuerzos para proteger y salvaguardar el patrimonio cultural y natural del mundo</p> <p>Apoyar los vínculos económicos, sociales y ambientales positivos entre las zonas urbanas, periurbanas y rurales mediante el fortalecimiento de la planificación del desarrollo nacional y regional</p>
 <p>12 PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES</p>	<p>Garantizar patrones de consumo y producción sostenibles.</p>	<p>Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que alientan el consumo antieconómico mediante la eliminación de las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para que se ponga de manifiesto su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las</p>

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS		
Objetivo	Metas relacionadas con los planes de expansión de transmisión y transporte	
		necesidades y condiciones particulares de los países en desarrollo y reduciendo al mínimo los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y las comunidades afectadas
 <p>13</p>	<p>Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus impactos.</p>	<p>Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países</p> <p>Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales</p>
 <p>14 VIDA SUBMARINA</p>	<p>Conservar y utilizar de manera sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible</p>	<p>Para 2025, prevenir y reducir de manera significativa la contaminación marina de todo tipo, en particular la contaminación producida por actividades realizadas en tierra firme, incluidos los detritos marinos y la contaminación por nutrientes</p>
 <p>15 VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES</p>	<p>Proteger, restaurar y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, el manejo sostenible de los bosques, la lucha contra la desertificación; detener y revertir la degradación de la tierra y detener la pérdida de biodiversidad</p>	<p>Para 2020, velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en particular los bosques, los humedales, las montañas y las zonas áridas, en consonancia con las obligaciones contraídas en virtud de acuerdos internacionales</p> <p>Para 2030, velar por la conservación de los ecosistemas montañosos, incluida su diversidad biológica, a fin de mejorar su capacidad de proporcionar beneficios esenciales para el desarrollo sostenible</p> <p>Adoptar medidas urgentes y significativas para reducir la degradación de los hábitats naturales, detener la pérdida de la diversidad biológica y, para 2020, proteger las especies amenazadas y evitar su extinción.</p>
Promover sociedades en PAZ,		<p>Reducir sustancialmente la corrupción y el soborno en todas sus formas</p> <p>Crear instituciones eficaces, responsables y</p>

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS		
Objetivo	Metas relacionadas con los planes de expansión de transmisión y transporte	
 <p>16 PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS</p>	<p>inclusivas y sostenibles.</p>	<p>transparentes a todos los niveles Garantizar la adopción de decisiones inclusivas, participativas y representativas que respondan a las necesidades a todos los niveles</p>

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

2.1.3. Marco legal sectorial

El marco regulatorio determina la mayoría de las reglas y responsabilidades de los agentes públicos y privados para ejercer sus funciones. A continuación, incluimos las normas más representativas que fijan directrices y determinantes para el transporte de hidrocarburos.

El marco normativo se presenta en tres bloques:

1. Marco legal sectorial para crudo y derivados
2. Marco legal sectorial para GAS
3. Marco legal ambiental y social

La razón para separar el marco legal aplicable a crudo y derivados, del marco legal de gas, radica en que el GAS es un servicio público esencial, mientras que el transporte de crudo y derivados se considera servicio público pero esencial. Esta diferencia genera un cambio importante en la normatividad aplicable a cada uno de ellos.

2.1.3.1. Marco legal para transporte de crudo y derivados líquidos

De acuerdo con la Constitución Política de Colombia el estado es el propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.

Por su parte el Código de Petróleos, declara de utilidad pública a la Industria del petróleo, lo cual lo faculta a decretar la expropiación de los bienes necesarios para el desarrollo de la industria, además de priorizar las decisiones de la industria sobre otras decisiones que no revistan dicha condición. Dicho código también establece que el transporte de petróleo es un servicio público, por lo que se rige por las normas de este tipo de servicios.

Ilustración 12. Marco normativo sectorial de mayor relevancia para el transporte de crudo y derivados líquidos⁹

Norma Constitucional	Ley		Resoluciones	Otros
Constitución Política de Colombia 1991	Decreto-Ley 1056 de 1953 Código de Petróleos	Decreto 1609 de 2002 Manejo de transporte terrestre Decreto 1760 de 2003 Escisión de Ecopetrol y creación de la ANH Decreto 4299 de 2005 obligaciones y sanciones cadena distribución de combustibles Decreto 0381 de 2012. Funciones Ministerio de Minas Decreto 1260 de 2013. Por el cual se modifica la estructura de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG Decreto Número 1073 de 2015: Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía.	Constitución Política de Colombia 1991 Resolución 72145/2014 del Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto.	Normas ingeniería Oleoductos Ecopetrol 2001 Decisión Junta Directiva de Ecopetrol S.A. del 15 de junio de 2012 Constitución de CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En materia de instrumentos de planificación, el código del petróleo establece la obligación del estado de formular un **Plan General** para la construcción de Oleoductos Públicos. Posteriormente, el Decreto 0381 de 2012 ordena adoptar el **Plan de Expansión de la red de Poliductos** y elaborar y adoptar el **Plan de Continuidad**, en los cuales se deben definir los objetivos, principios, criterios y estrategias necesarias para asegurar la disponibilidad y suministro de los combustibles líquidos derivados, biocombustibles.

El Plan Indicativo de abastecimiento de petróleo y combustibles PIAPC (actualmente en elaboración por parte de la UPME y el cual es objeto de la presente evaluación), recoge estos mandatos en aras de planificar el transporte de crudo y derivados líquidos.

En materia de la planeación de la operación del sistema de transporte, el Decreto 4299 de 2005 del Ministerio de Minas, establece que el Ministerio debe expedir un **Reglamento de Transporte** para poliductos. Más recientemente, la Resolución 72145/2014 del Ministerio de Minas y Energía, define dos instrumentos de planificación de la operación del transporte de crudo por ductos:

1. **Plan de Transporte:** que corresponde a la proyección de los volúmenes que se van a transportar por el oleoducto, con base en los compromisos contractuales de la capacidad contratada, y de ley tanto de la capacidad del derecho de preferencia como de la

⁹ El detalle de los contenidos de las normas citadas en el tema de transporte se presenta en el Anexo 1.

capacidad del propietario, y así estimar la capacidad sobrante para el mediano (un año) y largo plazo (cinco años).

2. **Programa de Transporte.** Que corresponde al programa del oleoducto para el mes de operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes, elaborado por el transportador con base en el ciclo de nominación de transporte. El Programa de Transporte especifica el uso de la capacidad efectiva.

Con respecto al proceso y responsabilidades en la construcción y operación de ductos, aspecto que incide en la planificación de los mismos, el marco normativo, establece:

1. Para oleoductos:

Pueden ser de carácter privado o público. Para la época de expedición del código (1953), los únicos requisitos para aprobar la construcción de este tipo de infraestructura eran la presentación de estudios generales con un plano general del ducto a construir, acompañado de una memoria descriptiva y con la aprobación de éstos, se pasaba a la presentación de estudios definitivos, los cuales eran aprobados por el Ministerio de Minas. Hoy en día, adicional a dichos estudios se requiere la licencia ambiental para el inicio de su construcción.

Otro aspecto importante, es que la iniciativa de construcción de los ductos puede partir del agente privado o del agente público, de acuerdo con la necesidad que el negocio genere. De la misma forma, la norma establece que el agente debe planificar los requerimientos de expansión de cada ducto que opera.

Los agentes privados en la operación de oleoductos son diversos, aunque CENIT tiene un porcentaje mayoritario de operación de esta infraestructura.

La entidad encargada de la vigilancia y control de la operación de oleoductos es el ministerio de minas.

2. Para poliductos

En derivados líquidos el marco normativo establece que, si bien la función de la planificación es del Ministerio de Minas y ésta se apoya en la UPME para tal fin, la vigilancia y control de la operación del transporte está en cabeza de la CREG. A diferencia del transporte de crudo y de gas, no se encontró en la reglamentación, asignación de funciones específicas a los agentes transportadores de derivados.

Es importante mencionar que en el caso de derivados, además del Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la ANH son también responsables de garantizar el abastecimiento estratégico de combustibles, lo cual les asigna un rol en el planificación del sistema de transporte.

En lo que respecta a agentes transportadores, CENIT - filial de Ecopetrol, opera todo el sistema. La razón principal que explica esta situación, es que Ecopetrol, como dueña de las dos refinerías del país, es la única empresa que produce derivados y actualmente la única que importa también.

En cuanto al transporte en carrotaques, la revisión normativa muestra poca regulación del mismo, no hay una conexión y ni responsabilidad directa del sector minero energético en su planificación, la responsabilidad regulatoria la tiene el Ministerio de Transporte. La norma se centra en procedimientos operativos y prácticas seguras en las labores de cargue, descargue, almacenamiento y movilización de carga.

Desde el Ministerio de Minas, se establece que el transporte de derivados del petróleo por carrotaque debe ser realizado por una empresa de servicio público de transporte terrestre automotor de carga, debidamente habilitada por el Ministerio de Transporte y que el transportador deberá realizar la operación siguiendo los lineamientos de la **Guía Única de Transporte** (se Decreto 4299 de 2005). Dicho Decreto también define que el volumen máximo permitido para el transporte de combustibles es de máximo 220 galones por carrotaque.

En términos ambientales, desde la norma sectorial, el Decreto 381 de 2012, ordena al Ministerio de Minas y Energía promover la inclusión de variables ambientales, sociales y de gestión de riesgo en las actividades del sector y crea la oficina de asuntos ambientales y sociales, a la que le asigna esta función. Las normas técnicas de Ecopetrol para la construcción de ductos, definen aspectos geotécnicos, mientras que para carrotaques, la norma se enfoca en el manejo de contingencias.

2.1.3.2 Marco legal para transporte de gas

La Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios del país, establece la distribución de gas combustible como uno de los servicios públicos regulado por la Ley y define que la Nación tiene la competencia para su prestación.

Define como función de la nación: planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas, y velar porque los encargados de la prestación de los servicios, cumplan las normas de protección y conservación de los recursos naturales que sean usados para tales fines. También establece que la nación debe asegurar que se realicen las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes. Es importante resaltar que el caso de la planificación del gas, la Ley es explícita en la importancia de la protección de los recursos naturales y del ambiente.

Como instrumento de planificación, la Ley 142, define el **Plan de Expansión de la cobertura**, que debe ser elaborado por el Ministerio de Minas y Energía, como mínimo cada 5 años. Por su

parte el Decreto 2100 de 2011 ordena la formulación de un **Plan Indicativo de Abastecimiento de gas**, el cual debe ser elaborado por la UPME bajo los lineamientos del Ministerio de Minas, quien a su vez está encargado de su adopción. Por su parte, el Decreto 381 de 2012 recoge lo anterior y ordena la formulación y adopción de **Planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustible**.

Es entonces este marco normativo el que soporta la expedición por parte de la UPME del **Plan Transitorio de Abastecimiento Gas Natural**, objeto de la presente evaluación.

Ilustración 13. Marco normativo sectorial de mayor relevancia para el transporte de gas¹⁰

Norma Constitucional	Ley		Resoluciones
Constitución Política de Colombia 1991	Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.	Decreto 2100 de 2011. Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural Decreto 0381 de 2012. Funciones Ministerio de Minas Decreto Número 1073 de 2015: Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía.	Resolución CREG-071 de 1999, Reglamento Único de Transporte de Gas –RUT

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Respecto a la planificación de la operación del sistema, la CREG es la entidad responsable. Para ello debe formular varios instrumentos:

1. El **Plan Estratégico y Agenda Regulatoria** para un período de cinco años
2. El **Reglamento único de transporte de gas natural (RUT)**, que corresponde al conjunto de reglas y condiciones operativas que deben cumplirse en la operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

El RUT incluye las siguientes definiciones que son fundamentales en la precisión de los componentes y agentes del proceso de planificación:

- **Transportador:** Se consideran como tales, las personas que realicen la actividad de Transporte de Gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte.

¹⁰ El detalle de los contenidos de las normas citadas en el tema de transporte se presenta en el Anexo 1.

- Remitente: Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural.
- Contrato de transporte: Acuerdo de voluntades que se suscribe entre un Transportador y un Remitente para la prestación del Servicio de Transporte de Gas.
- Sistema nacional de transporte: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales y Sistemas de Almacenamiento.
- Centros principales de control (CPC): pertenecen a los diferentes gasoductos que hacen parte del Sistema Nacional de Transporte, encargados de la planeación, coordinación y supervisión de la operación de los Sistemas de Transporte.

Con respecto a las responsabilidades de los agentes transportadores del sistema, el RUT establece que la operación y mantenimiento del sistema es su responsabilidad y que deben garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte y a los servicios de transporte, a cualquier Productor-comercializador; Distribuidor; Usuario No Regulado, Usuario Regulado, de forma no discriminatoria.

Así mismo, los transportadores están obligados a expedir el **Boletín Electrónico de Operaciones – BEO**, como un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes Agentes, entre otros, la siguiente información:

- Volumen total transportado diariamente por gasoducto.
- Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo puntos de entrada y salida.
- Capacidad disponible primaria, incluyendo puntos de entrada y salida.
- Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y puntos de entrada y salida. Capacidad contratada.
- Cuentas de Balance

Información que resulta fundamental a la hora de planificar la expansión del sistema.

De otra parte, el Decreto 2100 de 2011 define que los agentes deberán priorizar la demanda interna de gas.

Otro actor importante en el proceso de planificación del transporte es la ANH, pues ésta debe suministrar la información de oferta de gas con base en la información que reciba de los agentes. La confiabilidad del sistema de transporte es fundamental para asegurar el abastecimiento de gas a nivel nacional, la CREG es la entidad encargada de definir los requisitos para asegurarla.

En términos ambientales, la normativa de gas incluye la obligación de las empresas de proteger la diversidad e integridad del ambiente y conservar las áreas de especial importancia ecológica, conciliando estos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y la costeabilidad de los

servicios por la comunidad. Asimismo, establece que las líneas de distribución de gas combustible podrán atravesar los ríos, caudales, líneas férreas, puentes, calles, caminos y cruzar acueductos, oleoductos, y otras líneas o conducciones.

2.1.3.3 Marco legal ambiental y social para transporte de hidrocarburos

En términos ambientales y sociales existen muchas normas que inciden o tienen una influencia indirecta sobre la planeación del sistema de transporte de hidrocarburos. En este numeral describimos la normativa definida por las autoridades ambientales y otras de carácter social, que toman decisiones específicas para este tipo de proyectos Ilustración 14.

En términos ambientales, la normativa interviene desde la fase de prefactibilidad de los proyectos, con la exigencia de licenciamiento ambiental como requisito para el inicio de la ejecución del proyecto.

Para este tipo de proyectos la autoridad ambiental exige un diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) y un estudio de impacto ambiental (EIA) y para esto, cuenta con dos tipos de herramientas:

- Guías ambientales
- Términos de referencia para la presentación tanto de DAA como de EIA.

Dichas herramientas son adoptadas a través de Resoluciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible.

Ilustración 14. Marco normativo ambiental y social de mayor relevancia para el transporte de hidrocarburos

Norma Constitucional	Ley		Resoluciones
Constitución Política de Colombia 1991	<p>Ley 21 de 1991. Ley que aprueba el Convenio número 169 sobre pueblos indígenas y tribales, estableciendo la obligatoriedad de la consulta previa para comunidades étnicas vulnerables.</p> <p>Ley 1523 de 2012 por medio de la cual se adopta el Política Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres</p> <p>LEY ESTATUTARIA 1757 de 2015. Por la cual se dictan disposiciones en materia de promoción y protección del derecho a la participación democrática.</p>	<p>Decreto 321 de febrero 12 de 1999 o Plan Nacional de Contingencia Contra derrames de Hidrocarburos - PNC.</p> <p>Decreto 1076 de 2015. Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible</p>	<p>Resolución 1023 de 2005 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Establece guías ambientales para el transporte por ductos.</p> <p>Resolución 1277 de 2006. Por la cual se acogen los términos de referencia para la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para proyectos lineales.</p> <p>Resolución 1275 de 2006. Por la cual se acogen los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de conducción de fluidos por ductos en el sector de hidrocarburos</p>

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Desde el punto de vista social hay dos temáticas principales en las que el legislador interviene que inciden directamente en la planificación y ejecución de los proyectos:

- La protección de los derechos de los grupos étnicos
- El derecho a la participación de la sociedad en las decisiones que los puedan afectar.

En el primer caso, la Ley 21 de 1991, establece como requisito para la ejecución de un proyecto que pretenda desarrollarse en un territorio étnico o en su área de influencia, la necesidad de consultar a las comunidades étnicas afectadas. Lo anterior implica el desarrollo de una Consulta Previa.

En el caso del derecho a la participación, la Ley 1757 de 2015, define los instrumentos de participación democrática con los que cuenta la sociedad para hacerse parte y manifestarse en los procesos y proyectos que se desarrollen en el territorio del país.

2.1.4. Escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos

Los escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos permiten comprender las condiciones actuales, dinámica y requerimientos para su conducción y transporte, en función de las condiciones de demanda y oferta para un periodo específico, en este documento para el periodo comprendido entre 2017 y 2030.

El escenario de crecimiento de referencia para transporte de crudo, derivados líquidos y diluyentes es el Plan Indicativo de abastecimiento de Petróleo y Combustibles PIAPC, el cual se encuentra aún en construcción en la UPME. La información en la que se soporta el ejercicio realizado en esta consultoría corresponde a los documentos de avance de la construcción del PIAPC entregados por la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME. Para el caso de gas, el escenario de referencia es el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (UPME, 2016)

Para el estudio, se analizan los escenarios de crecimiento de transporte para:

- Crudos
- Disolventes
- Derivados líquidos
- Gas natural

2.1.4.1. *Escenario de Transporte de Crudo*

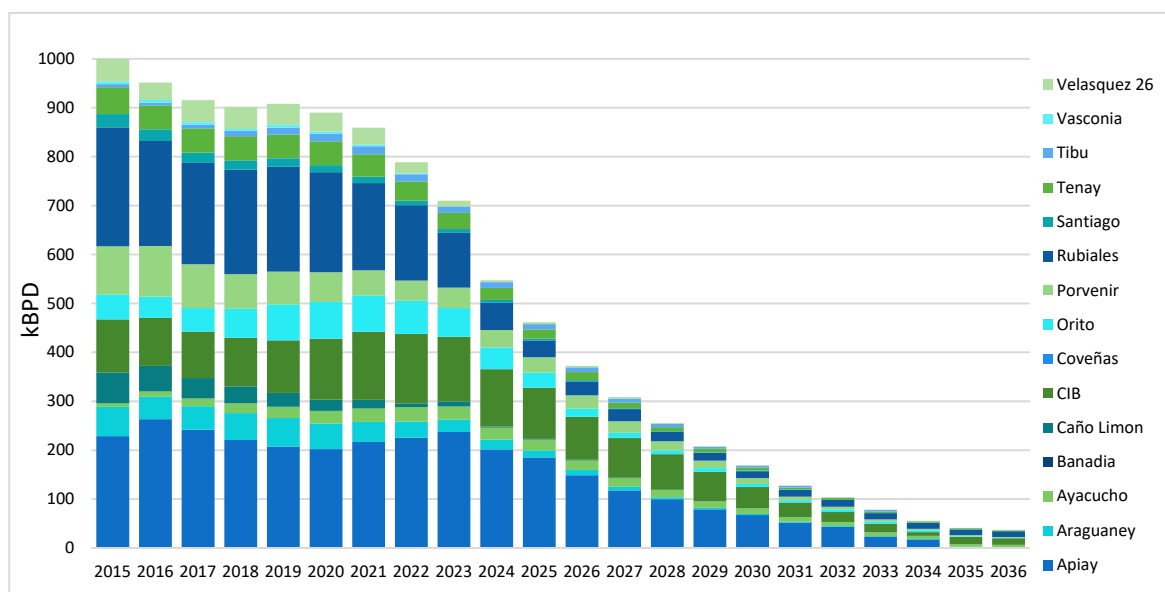
El transporte de crudo en Colombia comprende dos sistemas principales: el que se realiza a través del conjunto de ductos, estaciones de bombeo o recepción que conducen el petróleo crudo desde los campos de producción hasta las refinerías (Barrancabermeja y Cartagena) o hasta

puertos (Coveñas, principalmente para exportación, Pozos Colorados para importación de naftas, gasolinas y ACPM y Tumaco para exportación). Una parte importante de la red de oleoductos es actualmente operada por CENIT, filial de Ecopetrol dedicada exclusivamente al transporte y logística de hidrocarburos a través de ductos. El segundo sistema de transporte es el desarrollado por vía terrestre mediante carrotanques, los cuales se ubican i) de los campos a las zonas de cargue del oleoducto y ii) de manera complementaria a la red de oleoductos, cuando hay condiciones de insuficiencia de ésta. Otros sistemas de transporte como el fluvial, buques cisterna o el necesario para la producción offshore no son tenidos en cuenta en este estudio.

Oferta

Dadas las condiciones actuales del mercado mundial, precio, inversión y ritmos de exploración y nuevos hallazgos, la UPME ha considerado un escenario denominado “bajo” para la producción de crudo, el cual muestra volúmenes decrecientes a partir del año 2017, pasando de 916 MBD a 170 MBD en 2030 (Gráfica 1).

Gráfica 1. Pronósticos de Producción de Crudo – Escenario Bajo



Fuente: UPME 2017

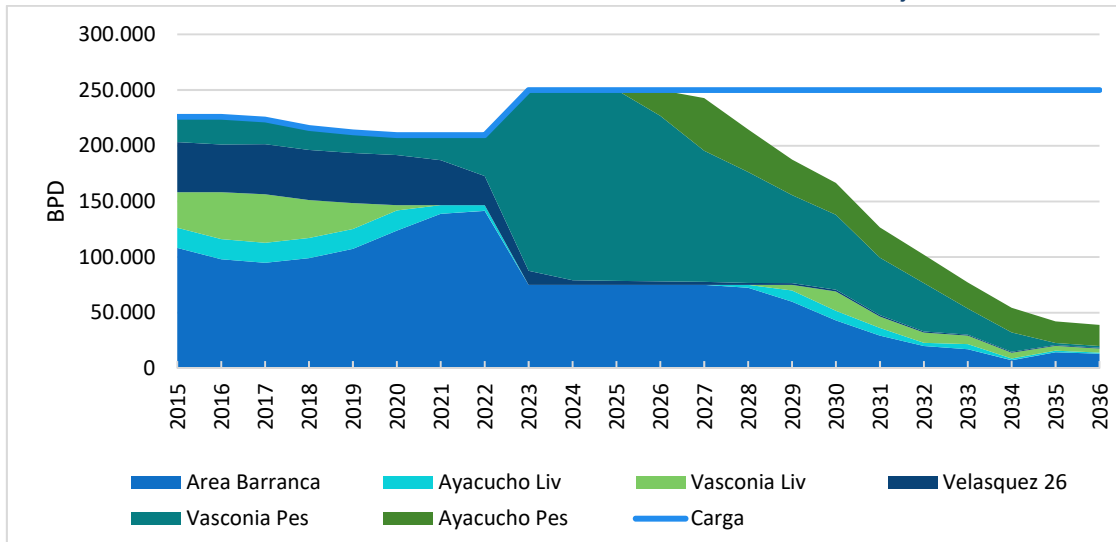
Considerando el escenario bajo propuesto, se observa que las proyecciones de producción de crudo presentan un decrecimiento más marcado a partir del año 2023, en donde, para 2030, serán los nodos de Apiay (67.173 barriles por día) y CIB (43.133 barriles por día) los que asuman alrededor del 65% de la producción de crudos a nivel nacional, mientras los nodos Banadía y Caño Limón, verían reducida su producción a niveles marginales.

Demanda

La demanda de crudo se asocia a los requerimientos de carga de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, a las características del mismo (liviano, pesado) y a los volúmenes de exportaciones programadas. Las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena pasarán de demandar en su conjunto de 356.000 BPD en 2018 a 390.000 BPD a partir del año 2023.

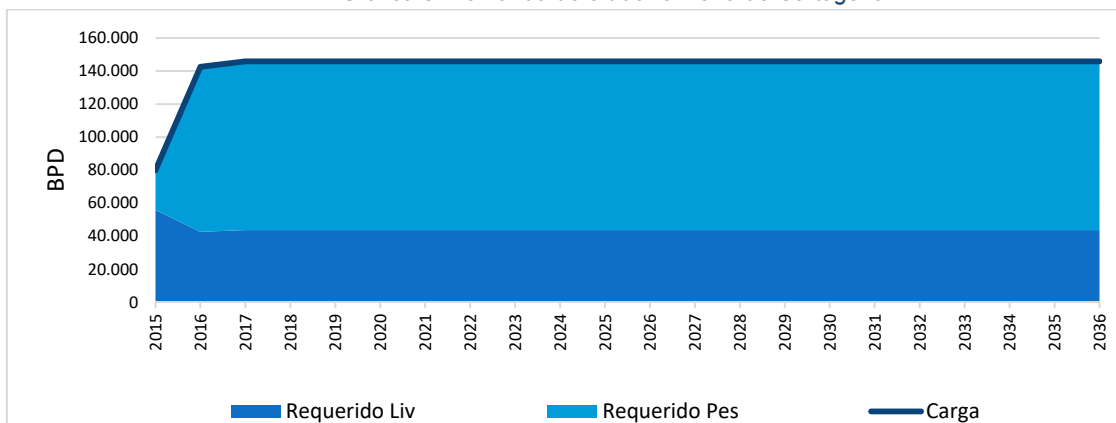
Mientras la demanda de Barrancabermeja aumentará de 216.000 BPD en 2018 hasta 250.000 en 2023, se puede observar que la demanda en la refinería de Cartagena se mantendrá estable en el periodo 2017-2030 (gráfica 2), con carga diaria de 145.880 barriles (ver Gráfica 3) alimentada en un 30% por crudos livianos y el 70% restante por crudos pesados.

Gráfica 2. Demanda de crudo refinería de Barrancabermeja



Fuente: UPME 2017

Gráfica 3. Demanda de crudo refinería de Cartagena

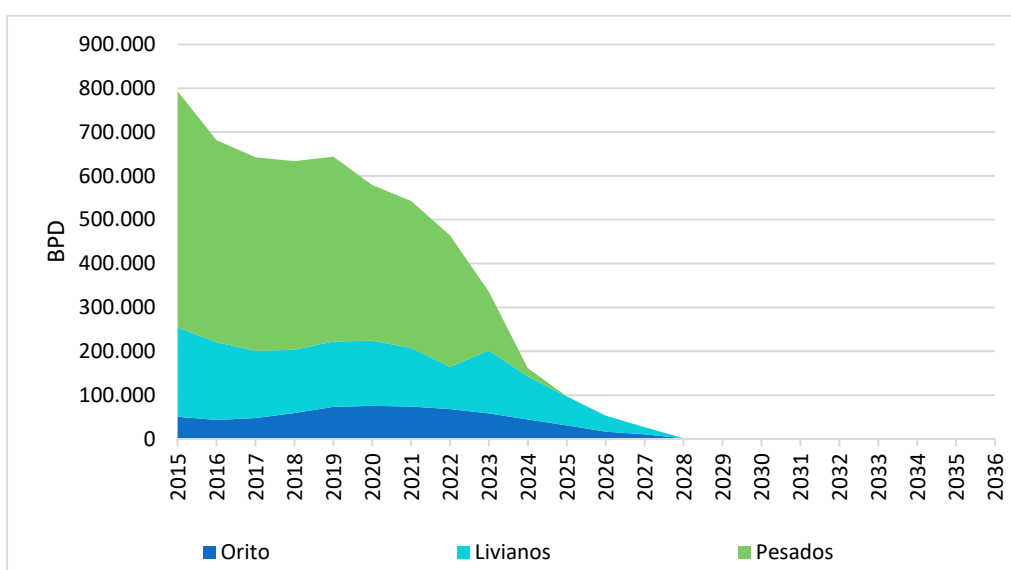


Fuente: UPME 2017

A partir del año 2025, el escenario de oferta y demanda muestra la necesidad de suplir las necesidades mediante importación o la redistribución de la producción, diferenciando los volúmenes requeridos de crudos pesados o livianos de acuerdo con el comportamiento de la producción interna.

Concordante con estas proyecciones, el comportamiento de las exportaciones previstas para el periodo de estudio es decreciente, con una caída en crudos pesados a partir del año 2019 (Gráfica 4).

Gráfica 4 - Exportaciones de Crudo



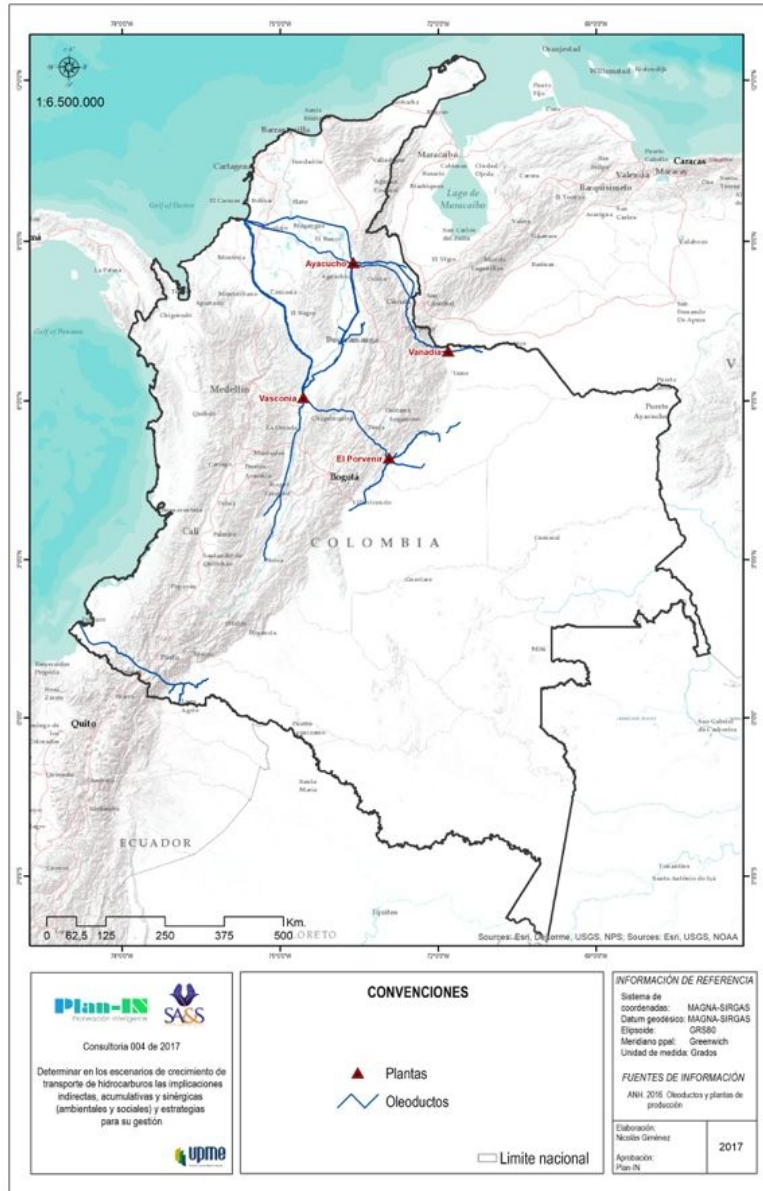
Fuente: UPME 2017

Infraestructura Actual y Requerida

El escenario de transporte de crudo, base para este estudio, define como horizonte de tiempo el periodo 2017-2030. Los requerimientos de tipo de transporte y volúmenes dependen de la capacidad de los ductos actuales en función de los volúmenes esperados en las diferentes áreas de producción y de las proyecciones de la demanda.

El crudo en el país es transportado mediante el sistema de ductos o mediante carrotanques. La Ilustración 12 presenta la red principal de transporte bajo la modalidad de ductos.

Ilustración 15 . Transporte de Crudo Ductos



Fuente: UT Plan-IN SA&S

La red de oleoductos a nivel nacional tiene una extensión de 4.000 kms que integra las cuencas y ductos descritas en la Tabla 8.
 De manera complementaria, el transporte de crudo por carrotanque suple necesidades: i) desde los campos de producción hasta los sitios de recepción, principalmente en la cuenca de Llanos

Orientales, y ii) de la cuenca de Llanos Orientales a los puntos de Vasconia, refinerías y puerto de Coveñas. Sin embargo, de acuerdo con los datos de transporte de crudo por vía terrestre, en la tendencia actual, puede establecerse para efectos del escenario tendencial una cifra cercana al 100% del crudo transportado por ductos.

Tabla 8 .- Nodos y Oleoductos Asociados

Nodo	Oleoducto Asociado
Apiay	Apiay-Porvenir
Rubiales	Rubiales- Porvenir
Araguaney	Araguaney-Porvenir Araguaney-Santiago
Santiago	Santiago-Porvenir Santiago-Banadía
Caño Limón	Caño Limón-Banadía
Banadía	Banadía-Ayacucho
Porvenir	Porvenir-Vasconia (Ocensa)
Orito	Orito-Tumaco
Tenay	Tenay-Vasconia
Vasconia	Vasconia-Coveñas (Ocensa) Vasconia-Coveñas (ODC) Vasconia-Galán (GCB)
Velasquez 26	Velásquez 26-Galán
CIB	CIB-Ayacucho
Tibú	Tibú-Ayacucho
Ayacucho	Ayacucho-Coveñas Ayacucho-Galán
Coveñas	Coveñas-Cartagena

Fuente: CENIT, 2017

Al analizar los registros que se tienen de la cantidad movilizada por vía terrestre, se puede observar un decrecimiento en la necesidad de este tipo de transporte; para el trayecto Apiay – Porvenir, en el año 2016 se transportó un volumen correspondiente a 33.929 barriles, con un requerimiento diario de 174 carrotanques¹¹, mientras para el 2017 el volumen bajó a 9.163, con un requerimiento de 47 carrotanques por día (no se tienen proyecciones para los años siguientes).

El comportamiento de la oferta, la demanda y la estructura actual de funcionamiento del sistema de transporte de crudo, acerca el escenario tendencial y el alternativo a mantener la misma composición actual, es decir, se asume que los dos escenarios están cercanos al 100% del transporte a través de ductos.

Este escenario implica, que para el transporte de crudo desde los campos de producción no se generarán presiones adicionales que requieran la expansión del sistema de oleoductos; sin embargo, es posible que se tenga la necesidad de cubrir aumentos de volúmenes a transportar

¹¹ Carrotanques de capacidad de 195 Bls

en tramos puntuales de la producción de 2017 siendo los más significativos Araguaey (que pasa de 48.3 kBPD en 2017 a un tope máximo de 58.2 kBPD en 2019), Ayacucho (que pasa de 16.2 kBPD en 2017 a 29.6 kBPD en 2022 y luego decrece), CIB (que pasa de 94.9 kBPD en 2017 a un tope máximo de 141.5 kBPD en 2022 decreciendo a la producción de 2017 hacia el 2025) y Orito (que pasa de 47.7 kBPD a 75.6 kBPD en 2020).

En este contexto y para efecto de las implicaciones socioambientales del escenario de crecimiento, se puede concluir que:

- No se requieren, de acuerdo con el escenario de producción actual, ampliaciones significativas del sistema.
- Dentro de la optimización del sistema, la conexión entre las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena es una de las estrategias para mejorar las condiciones de operación, lo que implicaría la construcción de ese nuevo tramo.
- La importación de crudo implicaría el fortalecimiento de la red que conecta Coveñas con Barrancabermeja y con Cartagena.

El transporte de carrotanques, en la medida en que decrece la producción, tendría en el escenario tendencial cada año un papel más marginal en la conexión general del sistema de oleoductos, manteniendo sus niveles en el transporte de los campos de producción a los puntos de cargue a los sistemas de ductos.

2.1.4.2. *Escenario de Transporte de Diluyentes*

Oferta

El 100% de la oferta de diluyentes es generada mediante importación, la cual llega al país y se transporta desde Pozos Colorados.

En la actualidad, se transporta el 63% de los diluyentes por ductos, y el restante 37% por vía terrestre, empleando carrotanques.

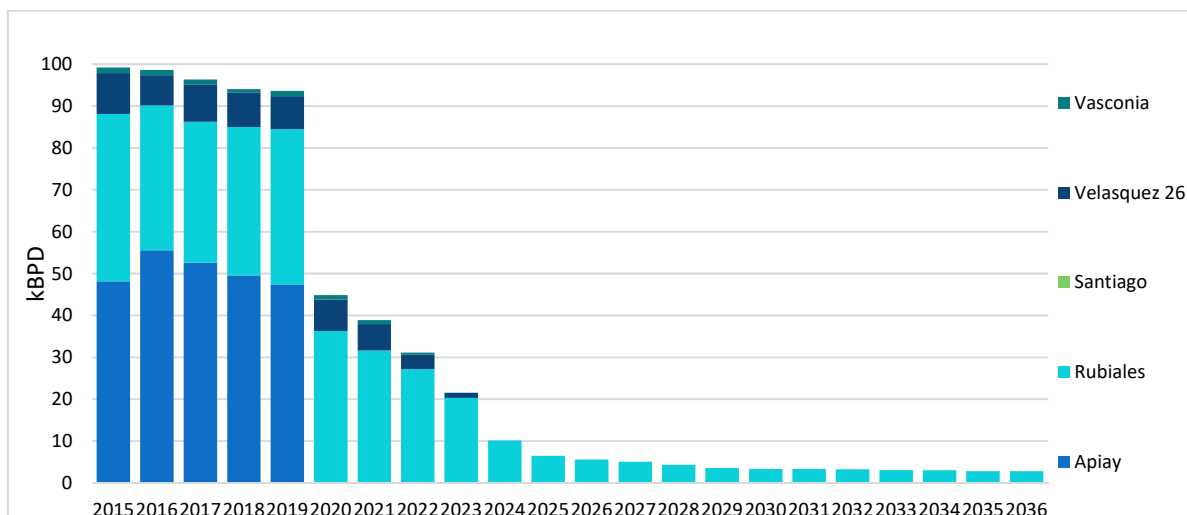
Demanda

La demanda de diluyentes es de aproximadamente 96.400 barriles por día en 2017. La selección del “escenario bajo” en producción de crudo implica de manera directa la disminución de los requerimientos de diluyentes. Se observa en la Gráfica 5 que la demanda tiende a disminuir en el escenario de baja producción de crudo, siendo una tendencia marcada de algún tiempo atrás, ya que por ejemplo, en la actualidad, el nodo Santiago ya no presenta demanda de diluyentes; para el año 2020 Apiay, uno de los nodos que más producen crudo en el país, tampoco presentará demanda, y finalmente, para el año 2024 solo existirá demanda de bases diluyentes en Rubiales, la cual, para el año 2030, será de 3.342 barriles por día, volumen que resulta considerablemente bajo al compararlo con la del año 2017 de 33.696 barriles por día.

Si bien actualmente se transporta el 63% de los diluyentes por medio de poliductos, se estima que para el año 2020 éste alcance el 100% (ilustración 7), lo cual permitirá el transporte desde

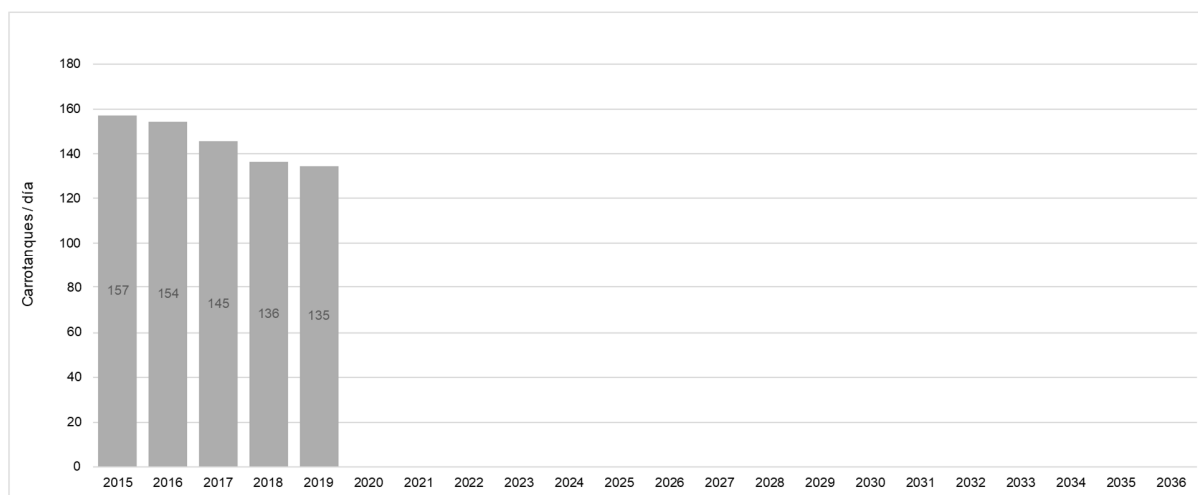
Pozos Colorados directamente a los nodos y traerá consigo el desuso de carrotanques e infraestructura vial para dicho fin.

Gráfica 5. Demanda de Diluyentes – Escenario Bajo



Fuente: UPME 2017

Gráfica 6. Número de Carrotanques/día Diluyentes – Escenario Alternativo



Fuente: UPME 2017

Infraestructura Actual y Requerida

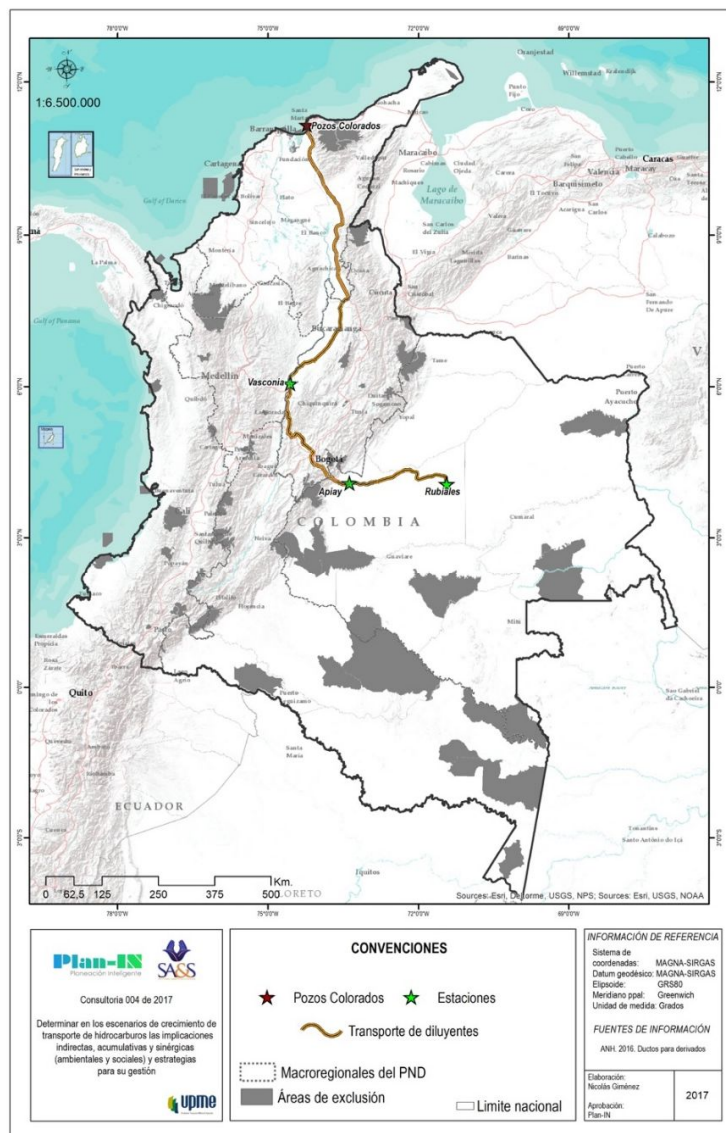
Actualmente se transportan diluyentes desde Pozos Colorados a cuatro nodos, Apiay, Rubiales, Velásquez 26 y Vasconia; desde el año 2015, el nodo Santiago no presenta requerimientos de diluyentes. La infraestructura es compartida con el transporte de derivados, a través de la red de poliductos y complementada por carrotanques. (

Ilustración 16).

Con base en el escenario alternativo, se estiman dos procesos:

- La disminución de la demanda de diluyentes, con una fuerte caída a partir del año 2020.
- La transición del escenario actual (63% ducto) a un escenario 100% ducto, el cual deberá estar implementado en 2020, asociado a la reducción de la demanda.
- No se requerirá la construcción de nueva infraestructura para transportar las bases diluyentes.

Ilustración 16.- Transporte de diluyentes por ductos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.1.4.3. Escenario de Transporte de Derivados Líquidos.

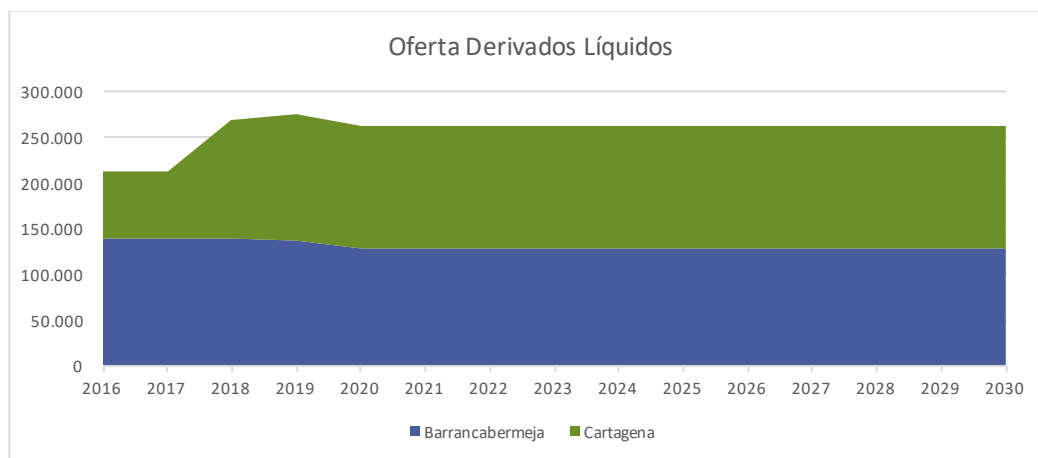
Los derivados líquidos se distribuyen desde los puertos y las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja hacia los diferentes nodos receptores alrededor del país; dicha distribución se realiza de manera mixta a través de poliductos y por medio de carrotanques.

Oferta

La oferta de derivados líquidos, que incluye ACPM, gasolina motor y jetA1 está ligada directamente a la capacidad de refinación de las plantas de Barrancabermeja y Cartagena. La refinería de Barrancabermeja pasa de ofertar 137.738 BPD hasta el año 2020, a una producción anual de 127.674 BPD hasta el año 2030.

Por su parte, la refinería de Cartagena aumenta su producción media a 134.756 BPD en el año 2020, obteniendo de manera conjunta una producción total de derivados líquidos de 262.429 BPD, lo que implica una diferencia de 50.792 BPD adicionales comparados al año 2017, tal y como se muestra en la Gráfica 7.

Gráfica 7. Oferta Derivados Líquidos

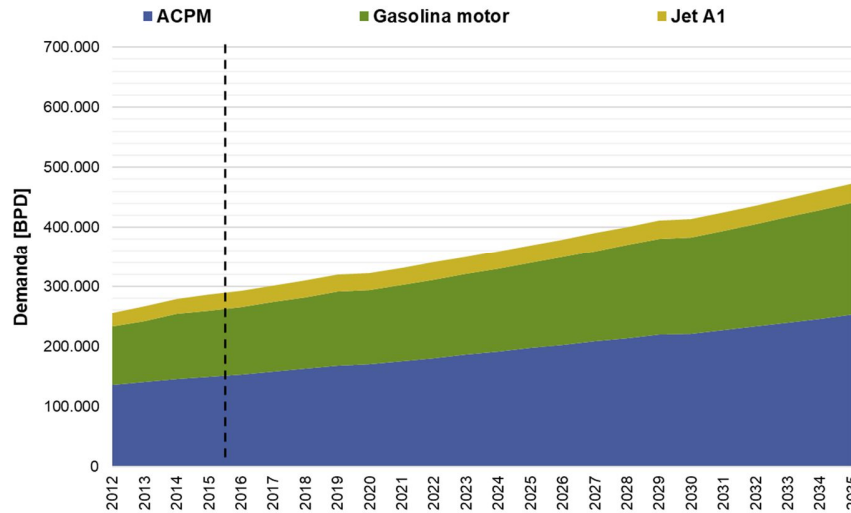


Fuente: UPME, 2017

Demanda

La demanda nacional de derivados líquidos para el periodo 2017-2030 se incrementa para cada uno de los tres subproductos, pasando en su agregado de 300.888 BPD en 2017 a 413.748 BPD en 2030.

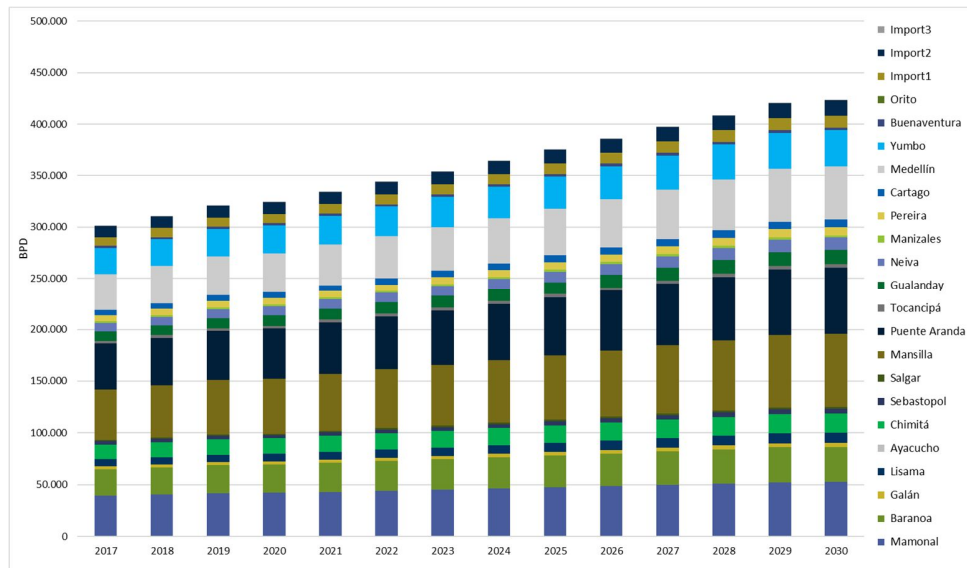
Gráfica 8



Fuente: UPME 2017

La demanda de los derivados líquidos se distribuye en 23 nodos los cuales presentan demandas y crecimiento diferenciales; entre los nodos que presentan una mayor demanda se encuentran Mansilla (16%), Puente Aranda (14,76%) y Mamonal (13%) como se muestra en la Gráfica 9.

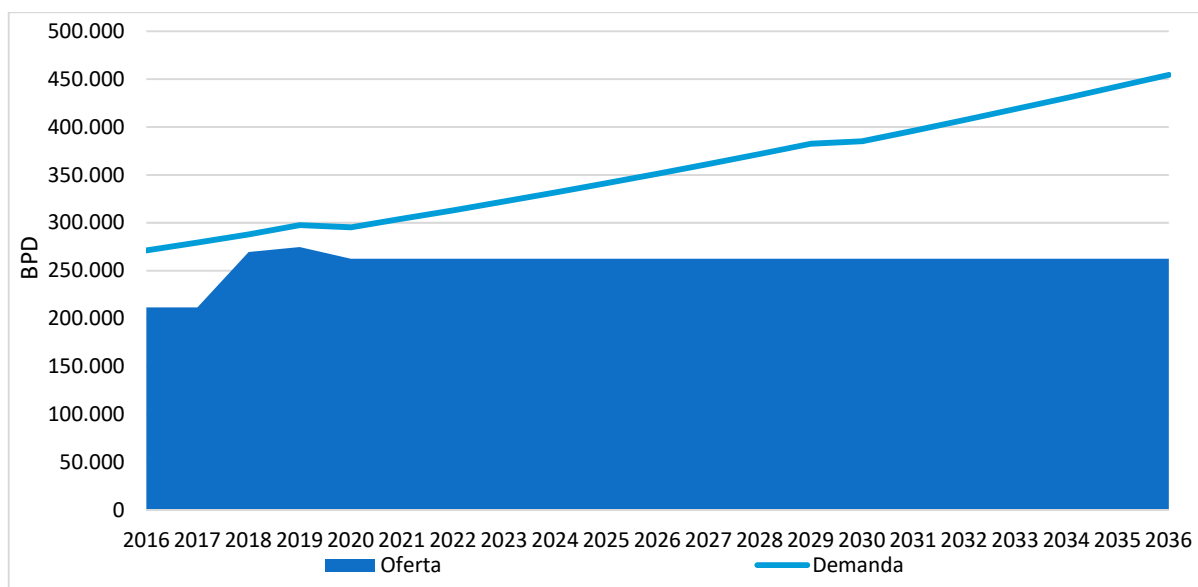
Gráfica 9. Oferta Derivados Líquidos



Fuente: UPME 2017

La relación entre la oferta y la demanda actual y la proyectada, permite observar que la capacidad de producción de derivados líquidos se encuentra por debajo de la demanda (Gráfica 10) y que por tanto requerirá de la importación creciente a partir del año 2019.

Gráfica 10. Déficit Derivados Líquidos



Fuente: UPME 2017

Infraestructura Actual y Requerida para Transporte de Derivados Líquidos

El transporte de derivados líquidos hace uso de la infraestructura de poliductos (ver Tabla 9 e Ilustración 18). El uso de sistemas alternos de transporte por carrotanques están en función de la demanda, la capacidad de los tramos y la capacidad de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Tabla 9.- Infraestructura Poliductos

Tramo	Capacidad actual (BPD)
Cartagena - Baranoa	27.000
Galán - Lisama	22.000
Lisama - Chimitá	22.000
Galán - Sebastopol	194.000
Sebastopol - Medellín	59.500
Sebastopol - Salgar	109.700
Sebastopol - Tocancipá	25.500
Medellín - Cartago	44.200
Salgar - Manizales	19.700

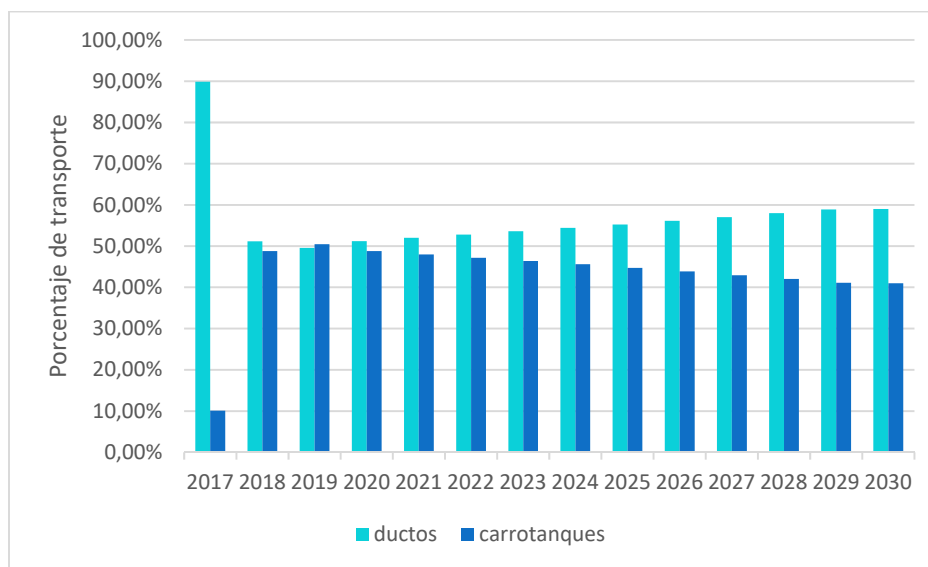
Tramo	Capacidad actual (BPD)
Manizales - Pereira	17.300
Salgar - Gualanday	23.700
Salgar - Mansilla	72.300
Pereira - Cartago	19.200
Cartago - Yumbo	37.400
Gualanday - Neiva	10.000

Fuente: UPME 2017

La infraestructura actual presenta una amplia variedad en cuanto a las capacidades de los ductos para cada tramo y en relación con las demandas de cada uno de ellos.

Desde la refinería de Cartagena a los nodos de consumo, se transporta actualmente por medio de ductos un 89,89% de los derivados. Para el año 2030, en el escenario tendencial, este porcentaje se vería reducido a un 59,01%, debido al incremento de la demanda proyectada para ese año.

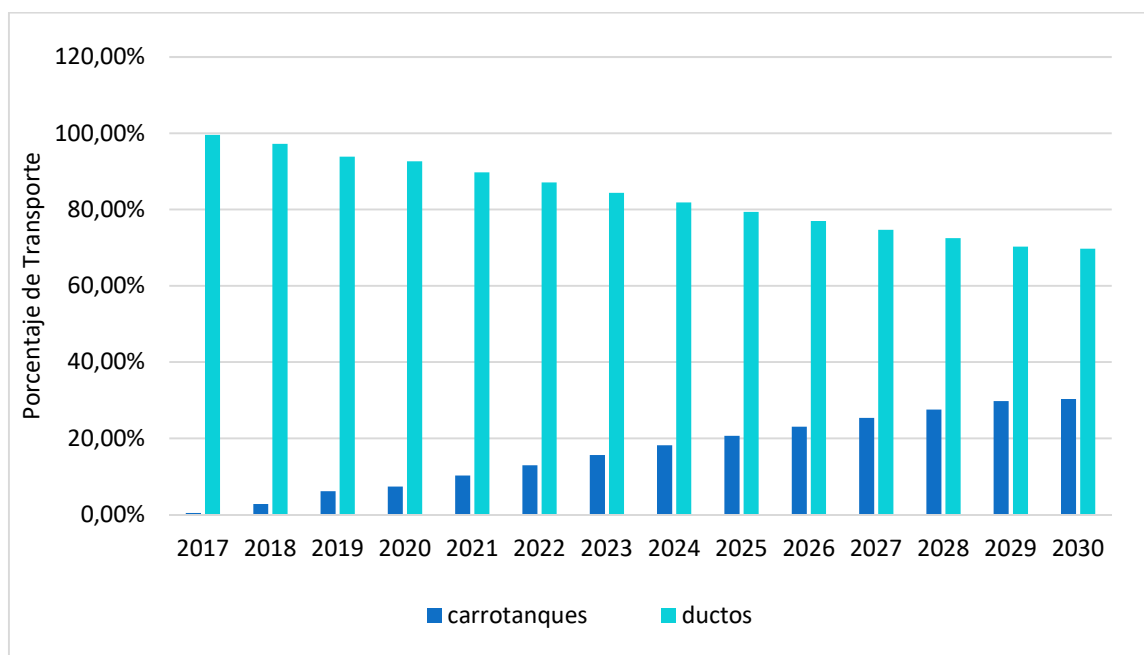
Gráfica 11. Transporte de Derivados – Refinería Cartagena



Fuente: UPME 2017

Por su parte, la refinería de Barrancabermeja actualmente, produce 193.144 barriles por día de derivados líquidos, de los cuales el 99,56% es transportado por ductos; para abastecer la demanda del año 2030, sin nueva infraestructura, se requerirá que el 30,30% sea transportado por medio de carrotanques.

Ilustración 17.- Transporte de Derivados – Refinería Barrancabermeja



Fuente: UPME 2017

Como escenario alternativo, se ha previsto que para el año 2030 se cuente con un sistema de abastecimiento 100% por ductos para los derivados líquidos, dejando en desuso el transporte por medio de carrotaques, lo que implica una ampliación considerable de la infraestructura.

Para llegar a suplir la demanda, se requiere una serie de nuevas infraestructuras para cada uno de los diferentes tramos con el fin de aumentar la capacidad en función de la creciente demanda y de suplir el transporte que se hace en la actualidad por medio de carrotaques. La tabla siguiente, muestra los requerimientos en capacidad y temporalidad:

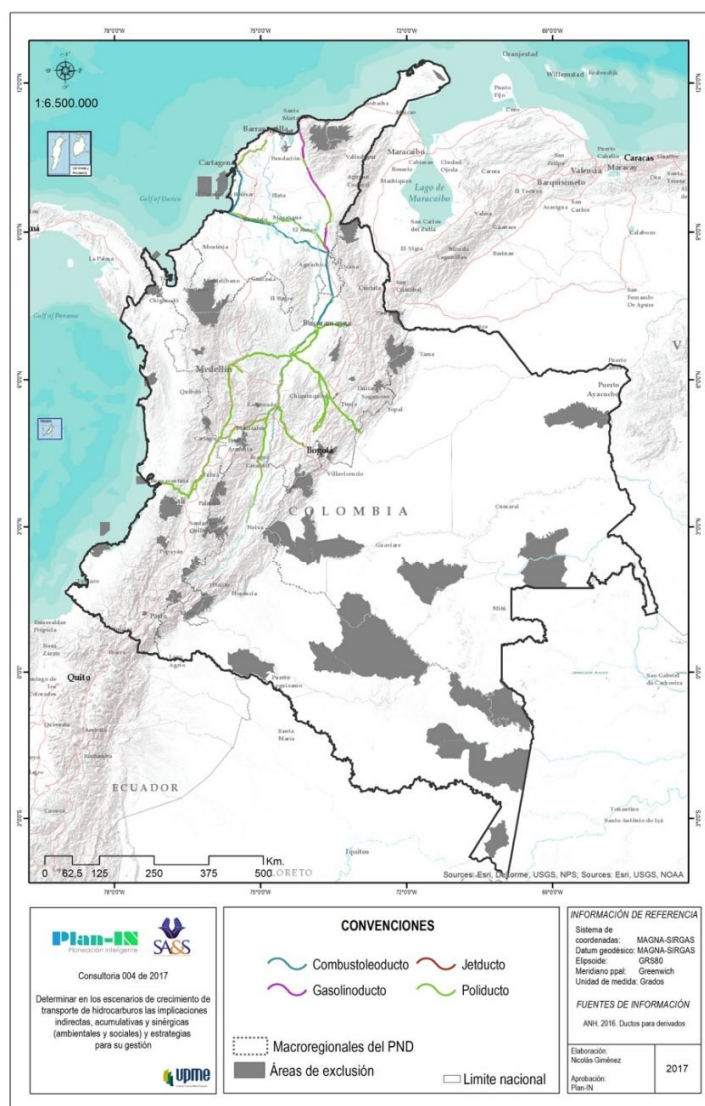
Tabla 10.- Ampliaciones por Tramo – Infraestructura Transporte Derivados Líquidos

Tramo	Capacidad actual (Barriles por día)	Ampliación 1 (año)	Ampliación 2 (año)
Cartagena - Baranoa	27.000	40.500 (2018)	54.000 (2026)
Galán - Lisama	22.000	33.000 (2018)	44.000 (2020)
Lisama - Chimitá	22.000	33.000 (2018)	
Galán - Sebastopol	194.000	291.000 (2018)	388000(2032)
Sebastopol - Medellín	59.500	89.200 (2018)	119.000 (2032)
Sebastopol - Salgar	109.700	164.500 (2018)	219.400 (2031)
Sebastopol - Tocancipá	25.500	38.300 (2026)	66.300 (2028)
Medellín - Cartago	44.200	66.300 (2028)	
Salgar - Manizales	19.700	29.600 (2023)	

Tramo	Capacidad actual (Barriles por día)	Ampliación 1 (año)	Ampliación 2 (año)
Manizales - Pereira	17.300	26.000 (2023)	
Salgar - Gualanday	23.700	35.500 (2026)	
Salgar - Mansilla	72.300	108.000 (2018)	144.600(2030)
Pereira - Cartago	19.200		
Cartago - Yumbo	37.400	56.200 (2022)	74.900 (2035)
Gualanday - Neiva	10.000	15.000 (2022)	20.000 (2036)

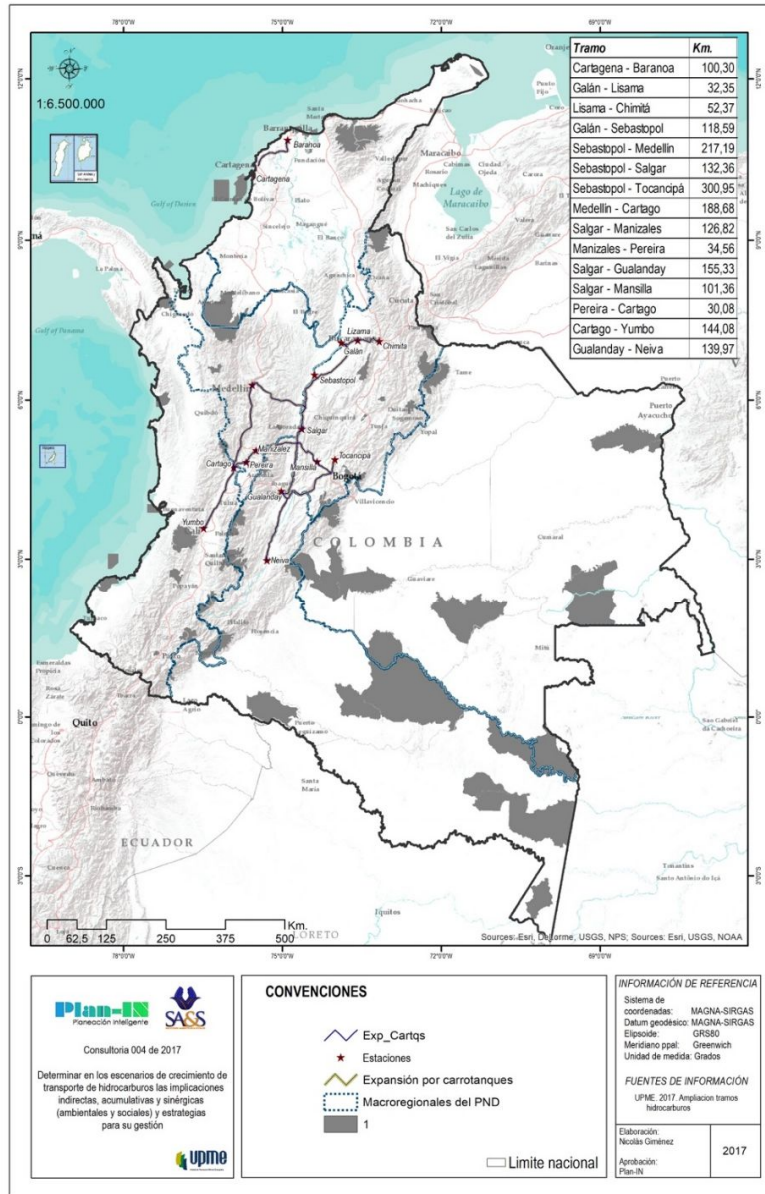
Fuente: UPME 2017

Ilustración 18. Infraestructura actual de poliductos



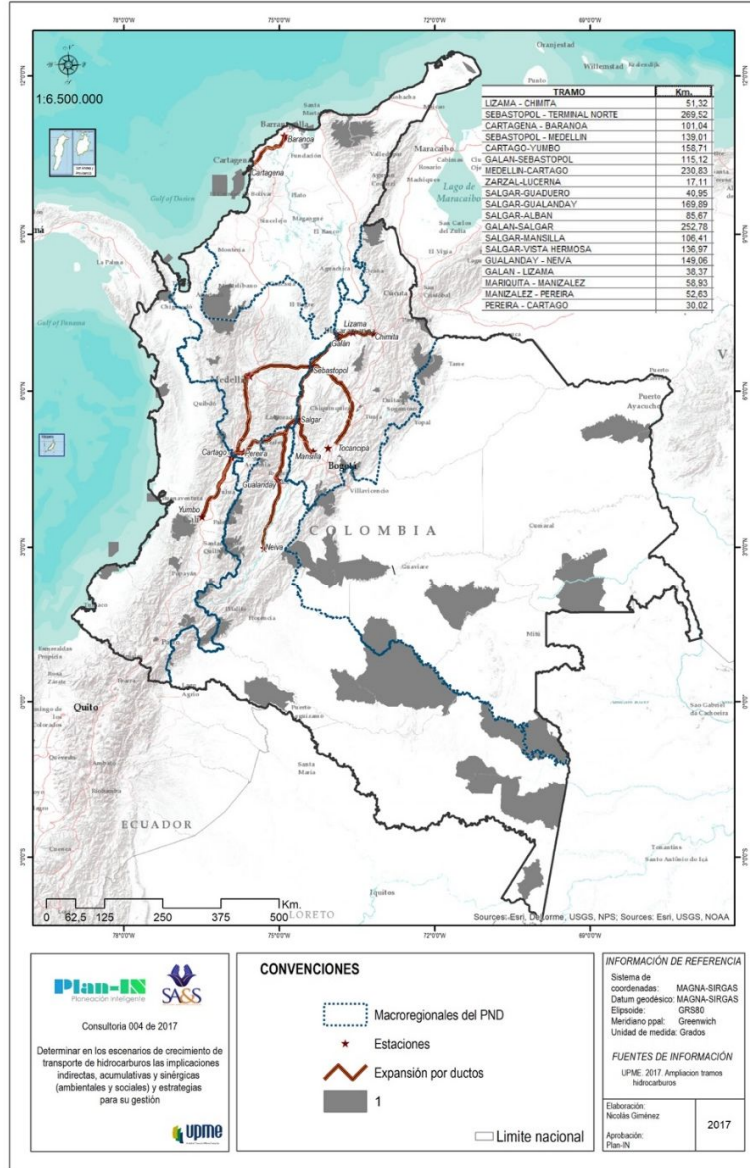
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 19. Escenario de crecimiento tendencial de derivados líquidos- carrotaques



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

Ilustración 20. Escenario de crecimiento alterno de derivados líquidos- ductos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

2.1.4.4. Escenario de Transporte de Gas Natural

Oferta

En cuanto a oferta se refiere, el país cuenta con dos fuentes principales de suministro: los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa y Riohacha) y los campos del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros). Además, se cuenta con otros campos de menor magnitud distribuidos en distintas cuencas

del país (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena) y algunos aislados del Sistema Nacional de Transporte, sirviendo ciertas zonas en particular, como los campos que surten Yopal (Morichal, Floreña, etc.) y los campos del Catatumbo que abastecen Cúcuta (Sardinata, Cerrito, etc.). Por otra parte, desde comienzos de este año se empezó a importar gas natural licuado, el cual entra al SNT desde el nodo de Mamonal (Cartagena). La Tabla 11, presenta la distribución nodal de la oferta de gas para el año 2015.

Tabla 11. Distribución nodal de la oferta de gas para el año 2015.

	Región	Nodo	Producción Media 2015 [GBTUD]	Participación	Poder Calorífico [BTU/PC]
OFERTA	Importación Pacífico	Buenaventura	-	0.0%	
	Magdalena Superior	Hobo	1.8	0.2%	958-1235
		Nelva	-	0.0%	
		Alpe	1.0	0.1%	1080
		Purificación	-	0.0%	
		Gualanday	-	0.0%	
		Guandó	-	0.0%	
		Piedras	4.3	0.4%	1157-1190
	Mariquita	0.8	0.1%	1022	
	NorEste	Toledo	27.1	2.5%	1077
		Tibú	1.7	0.2%	950-1149
		Cúcuta	1.0	0.1%	982-1149
	Magdalena Medio y Cesar	Vasconia	2.0	0.2%	1014
		Sebastopol	1.8	0.2%	1013
		Boquerón	-	0.0%	
		CIB1	5.0	0.5%	986-1160
		San Rafael	33.1	3.1%	997-1068
		AguaChica	3.4	0.3%	996
		Agustín Codazzi	-	0.0%	
	Centro	Villavicencio	-	0.0%	
		Aplay	6.3	0.6%	1100
		Barranca de Uplá	-	0.0%	
		Aguzul	432.7	40.4%	1049-1140
		Sogamoso	-	0.0%	
		Yopal 1	39.3	3.7%	1100
	Magdalena inferior	Yopal 2	-	0.0%	
		Jobo	22.8	2.1%	1006
		Sahagún	-	0.0%	
		Mompox	-	0.0%	
		San Mateo	51.2	4.8%	997-1100
Carmen de Bolívar		-	0.0%		
El Difícil		9.4	0.9%	1050-1100	
Sinzelejo (Offshore)	-	0.0%			
Importación Caribe	Mamonal	0.9	0.1%	1000	
Guajira	Riohacha	-	0.0%	996	
	Ballena	424.3	39.6%	996	
Importación Venezuela	Ballena	-	0.0%		
TOTAL OFERTA (S.N.I. + IMPORT. + ZON.AISL.)			1,070.1	100.0%	1,049
OFERTA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)			1,028.1	96.1%	1,047
OFERTA IMPORTADA			-	0.0%	-
OFERTA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)			42.0	3.9%	1,099

Fuente: Concentra y MINMINAS. Cálculos: UPME

Demanda

Para efectos del análisis, la demanda nacional de gas natural se distribuye en 98 nodos, con una participación variable en el tiempo, en razón a que cada nodo evoluciona a una tasa propia, dependiendo de la demanda por sectores comerciales, residencial, vehicular, Industrial, terciario, entre otros.

A continuación, se presenta el Modelo geográfico de análisis nodal del Sistema de Transporte de Gas Natural Ilustración 21.

Por otro lado, se presentan los nodos especificados por regiones, así como la demanda que satisfacen y su porcentaje de participación en la demanda nacional *Tabla 12*.

Ilustración 21 Modelo geográfico de análisis nodal del Sistema de Transporte de Gas Natural.



Fuente: UPME 2017

Tabla 12. Nodos a nivel nacional

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	SurOeste	Popayán	2.0	0.2%
		Candelaria	3.4	0.3%
		Palmira	5.0	0.5%
		Cerrito	0.5	0.0%
		Buenaventura	0.5	0.1%
		TermoValle/Emcali	11.3	1.1%
		Cali	61.9	5.9%
	CQR	Tuluá	10.0	1.0%
		Zarzal	1.6	0.1%
		Armenia	4.9	0.5%
		Pereira	13.0	1.2%
		Manizales	9.9	0.9%
		Herveo	1.5	0.1%
	Tolima Huila	Padua	-	0.0%
		Hobo	1.5	0.1%
		Neiva	3.1	0.3%
		Alpe	0.1	0.0%
		Purificación	0.2	0.0%
		Chicoral	0.8	0.1%
		Guandó	2.3	0.2%
		Fusagasugá	0.7	0.1%
		Ibagué	5.2	0.5%
		Gualanday	0.9	0.1%
		TermoPiedras	0.8	0.1%
		Honda	0.4	0.0%
		Mariquita	2.3	0.2%
	NorOeste	Medellín	50.8	4.8%
		Cisneros	2.0	0.2%
	Magdalena Medio	TermoSierra	16.6	1.6%
		TermoDorada	-	0.0%
		TermoCentro	44.4	4.2%
		Sebastopol	0.1	0.0%
		Vasconia 1	25.2	2.4%
		CIB1	104.0	9.9%
		Merielectrica	11.1	1.1%
		San Rafael	-	0.0%
		San Alberto	1.5	0.1%
		Aguachica	2.4	0.2%
		La Mata	0.1	0.0%
		Pailitas	1.5	0.1%
		Curumani	1.6	0.2%
	NorEste	Toledo	0.1	0.0%
		Tibú	0.0	0.0%
		Cúcuta	2.1	0.2%
		Bucaramanga	9.6	0.9%
	Costa Interior	Boqueron	-	0.0%
		El Difícil	-	0.0%
Casacara		-	0.0%	
Agustin Codazzi		1.7	0.2%	
Valledupar		3.0	0.3%	
Urumita		0.3	0.0%	
Hato Nuevo		1.8	0.2%	
Intercor	-	0.0%		

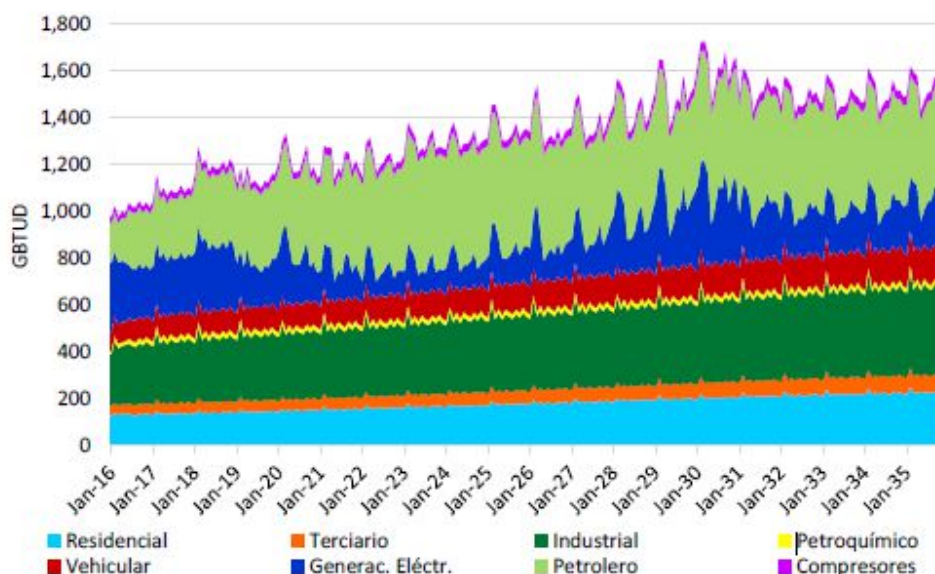
(Continúa)

	Región	Nodo	Demanda Media 2015 [GBTUD]	Participación
DEMANDA	Centro	Usme	-	0.0%
		Villavicencio	6.7	0.6%
		Granada	0.3	0.0%
		Aplay	29.8	2.8%
		Cumaral	0.2	0.0%
		Barranca de Upía	0.2	0.0%
		Monterrey	2.6	0.3%
		Aguazul	0.2	0.0%
		Yopal Aislado	42.0	4.0%
		Miraflores	3.2	0.3%
		Jenesano	0.1	0.0%
		Tunja	3.6	0.3%
		Sogamoso	4.7	0.4%
		Villa de Leyva	0.2	0.0%
		Puente Nacional	2.0	0.2%
		Pte. Guillermo	-	0.0%
		La Belleza	0.0	0.0%
		Caldas	1.1	0.1%
		Santana	0.2	0.0%
		Cogua	4.4	0.4%
	Bricelño	-	0.0%	
	Tocancipa	8.7	0.8%	
	Bogotá	102.2	9.7%	
	Soacha	11.6	1.1%	
	Mosquera	2.9	0.3%	
	Facatativa	4.1	0.4%	
	Costa Atlántica	Cerromatoso	13.3	1.3%
		Jobo	-	0.0%
		Sahagun	2.0	0.2%
		Monteria	3.9	0.4%
		Sincelejo	5.9	0.6%
		Corozal	0.6	0.1%
		Carmen de Bolívar	0.9	0.1%
		San Pedro	0.3	0.0%
Mompox		0.6	0.1%	
Mamonal		93.3	8.9%	
Cartagena		10.5	1.0%	
TermoFlores		172.3	16.4%	
Barranquilla-Teba		60.4	5.8%	
Ciénaga		1.0	0.1%	
Fundación	9.4	0.9%		
Santa Marta	6.3	0.6%		
Palomino	1.4	0.1%		
Riohacha	11.1	1.1%		
Ballena	0.4	0.0%		
TOTAL DEMANDA (S.N.I. + ZON.AISL.)			1,048.8	100.0%
DEMANDA NACIONAL S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado)			1,004.6	95.8%
DEMANDA ZONAS AISLADAS (Yopal + Tibú + Cúcuta)			44.1	4.2%
(Desbalance Oferta-Demanda)			21.3	

Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

La proyección general de demanda se presenta en la siguiente ilustración:

Ilustración 22. Proyección sectorial de demanda de gas natural



Fuente: UPME, Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, 2016

En la distribución de demanda es notable la participación de las grandes ciudades. Entre éstas sobresalen Barranquilla y Cartagena, porque además de atender la industria y el sector doméstico, consumen gas natural para generación termoeléctrica.

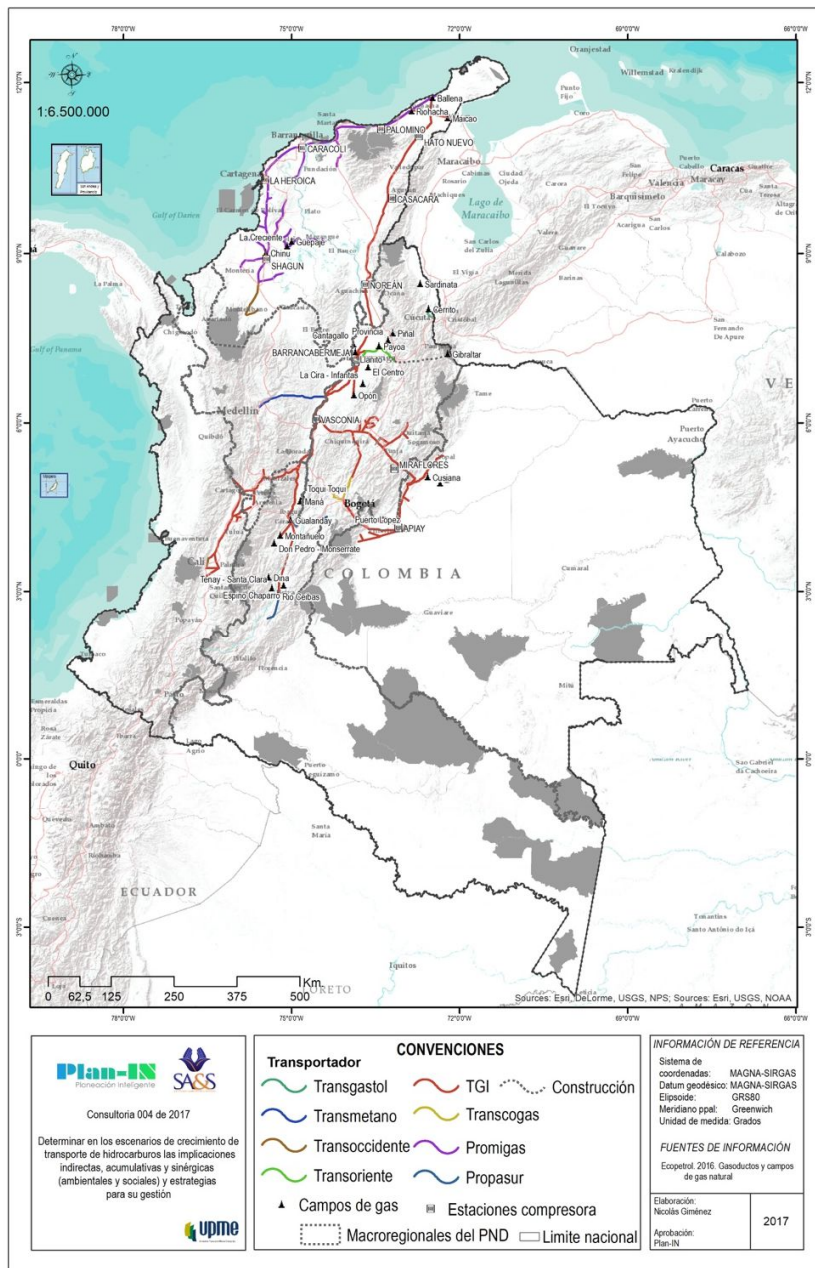
En el futuro importantes cambios en la distribución de la demanda se originarían por la eventual ampliación de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como por los requerimientos de gas para los proyectos de recuperación secundaria de petróleo y la entrada de nueva generación eléctrica para el sector petrolero en los Llanos Orientales, lo cual en conjunto puede exigir cambios en la dirección de los flujos y de las capacidades de infraestructura.

De otro lado, la entrada de la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso-Chinú-Copey reduciría en forma sustancial el consumo de gas natural en la Costa Atlántica (disminución de restricciones eléctricas), especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, cambiando la percepción y opciones de abastecimiento.

Infraestructura Actual y Requerida

Las características de los tramos actuales del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural se presentan a continuación (Ilustración 23, Tabla 13):

Ilustración 23 Red de gasoductos



Fuente: Ecopetrol, 2017

Tabla 13. Características de los tramos actuales del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural

Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	¿Dispone de Capacidad de Compresión?
COSTA ATLÁNTICA	Sincelejo -- Montería	70 km en 10"	Si
	Cartagena -- Sincelejo	123 km en 10" + 8 km en 20"	Si
	Barranquilla -- TermoFlores	17 km en 32"	
	TermoFlores -- Cartagena	110 km en 20"	Si
	Santa Marta -- Barranquilla	82 km en 20" y 24" (doble)	
	Riohacha -- Ballenas	27 km en 2 x 20" (doble)	
	Riohacha -- Palomino	95 km en 20" y 24" (doble)	
	Palomino -- Santa Marta	54 km en 20" y 24" (doble) + 23 km en 20"	Si
NORDESTE	Guajira -- Hatonuevo	80 km en 18"	Si
	Hato Nuevo -- Valledupar	81 km en 18"	Si
	Valledupar -- Curumani	160 km en 18"	Si
	Curumani -- La Mata	91 km en 18"	Si
	La Mata -- San Alberto	86 km en 18"	Si
	San Alberto -- Barrancabermeja	82 km en 18"	Si
	Barrancabermeja -- Sebastopol	110 km en 20"	Si
	Barrancabermeja -- Bucaramanga	80 km en 8" + 78 km en 8" y 6" (doble)	
	Gibraltar -- Bucaramanga	177 km en 12"	
	Sardinata -- Cúcuta	68 km en 4"	
NOROESTE	Sebastopol -- Medellín	142 km en 12" + 5 km en 14"	
CENTRO	Sebastopol -- Vasconia	60 km en 20"	
	Vasconia -- La Belleza	70 km en 12" y 16" (doble)	Si
	La Belleza -- Sucre	30 km en 22"	
	Sucre - Zipaquirá	140 km en 22"	
	Cogua -- Bogotá	55 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- La Belleza	50 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- Sucre	25 km en 20"	
	Puente Nacional -- Santana	35 km en 8"	
	Villa de Leyva -- Puente Nacional	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Puente Nacional -- Tunja	70 km en 12" y 16" (doble)	
	Tunja -- Villa de Leyva	35 km en 12" y 16" (doble)	
	Miraflores -- Tunja	55 km en 12" y 16" (doble)	Si
	Tunja -- Sogamoso	60 km en 10"	
	Porvenir -- Miraflores	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Porvenir -- Barranca de Upiá	50 km en 12"	
	Barranca de Upiá -- Restrepo	100 km en 10"	
	Restrepo -- Apiay	40 km en 10"	
	Apiay -- Usme	115 km en 6"	Si
	Floreña -- Yopal	18 km en 6"	
Morichal -- Yopal	14 km en 4"		
TOLIMA-HUILA	Vasconia -- Mariquita	90 km en 20"	Si
	Mariquita -- Gualanday	70 km en 6"	
	Gualanday -- Purificación	60 km en 12"	
	Purificación -- Aipe	110 km en 12"	

Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	¿Dispone de Capacidad de Compresión?
	Aipe -- Neiva	30 km en 6"	
CQR	Mariquita -- Manizales	125 km en 20"	Si
	Manizales -- Pereira	55 km en 20"	
	Pereira -- Cartago	35 km en 20"	
	Cartago -- Zarzal	40 km en 20"	
SUROESTE	Zarzal - Armenia	62 km en 6"	
	Zarzal -- Tuluá	50 km en 20"	
	Tuluá -- Cali	70 km en 20"	
	Cali -- Popayán	120 km en 4"	

Fuente: Empresas transportadoras de gas natural. Cálculos: UPME.

Con la distribución nodal anteriormente descrita se desarrolló un modelo para la red de transporte, con el propósito de simular la operación futura del sistema y determinar los flujos de gas natural. Se consideraron las características físicas de la infraestructura y geográficas. También se consideró la capacidad actual de compresión disponible y sus condiciones en algunos nodos.

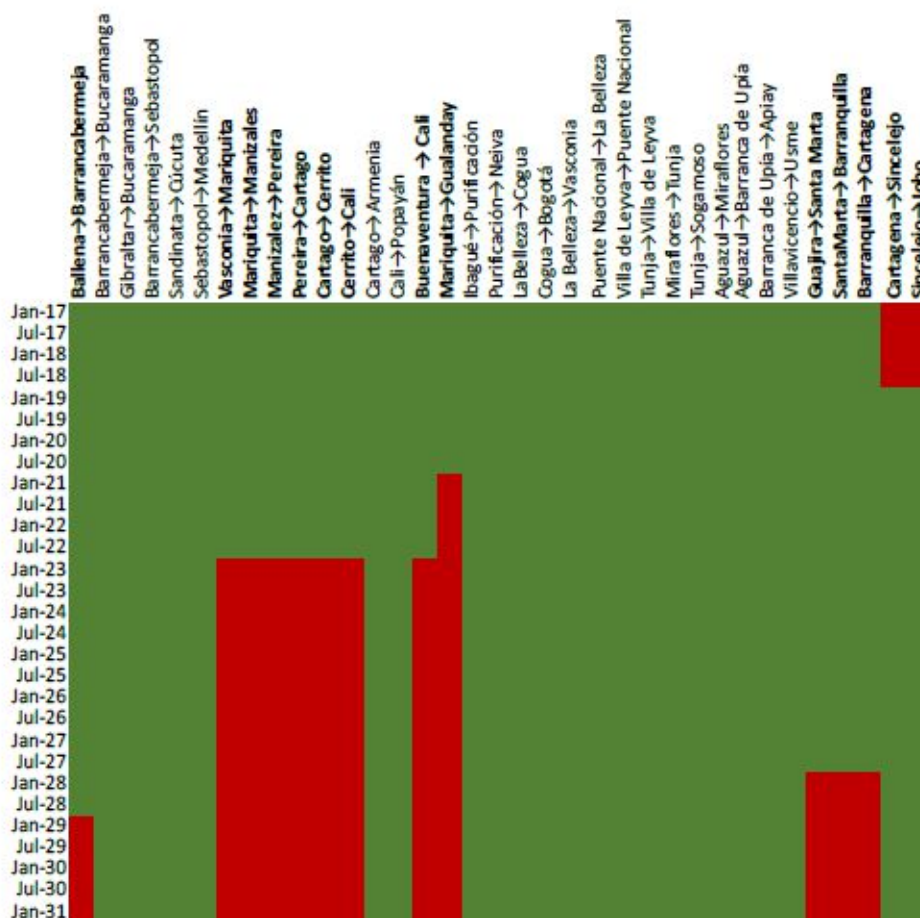
Se utilizó el escenario medio de proyección de demanda y el escenario bajo de oferta. La simulación de estado estable de la operación se realizó con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios durante el horizonte comprendido entre los años 2015 y 2035. Una vez proyectados los flujos, se verifica que la infraestructura de transporte actual disponga de la capacidad necesaria y suficiente para la atención de la demanda y, en caso contrario, se estima la expansión de la infraestructura necesaria para la prestación continua del servicio. El aumento de la capacidad de transporte se puede efectuar mediante diversos medios que incluyen soluciones de corto plazo (transporte con carrotanques para gas natural) y largo plazo que incluye dos opciones:

- Instalando o aumentando la capacidad de compresión o
- Construyendo nuevos ductos paralelos (loops).

Teniendo en cuenta que es necesaria una nueva fuente de oferta, se asume que en el año 2023 se dispone de ese suministro adicional mediante importación de gas natural, el cual debe ubicarse en el puerto de Buenaventura o una zona aledaña e ingresando al sistema nacional de transporte en Yumbo (cercano a los nodos TermoValle-TermoEmcali). Igualmente se supone que hacia el año 2026 se dispondría de nueva oferta en el nodo de Mamonal, bien sea proveniente de oferta nacional o de una tercera etapa de importación.

De acuerdo con los resultados de las simulaciones de la operación futura del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, se requiere ampliación de la capacidad en los tramos mostrados en la Ilustración 24, pues los flujos proyectados son superiores a su capacidad operacional registrada. Las áreas rojas indican los tramos donde se requerirían las ampliaciones y las fechas respectivas.

Ilustración 24. Estimación de déficit en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural



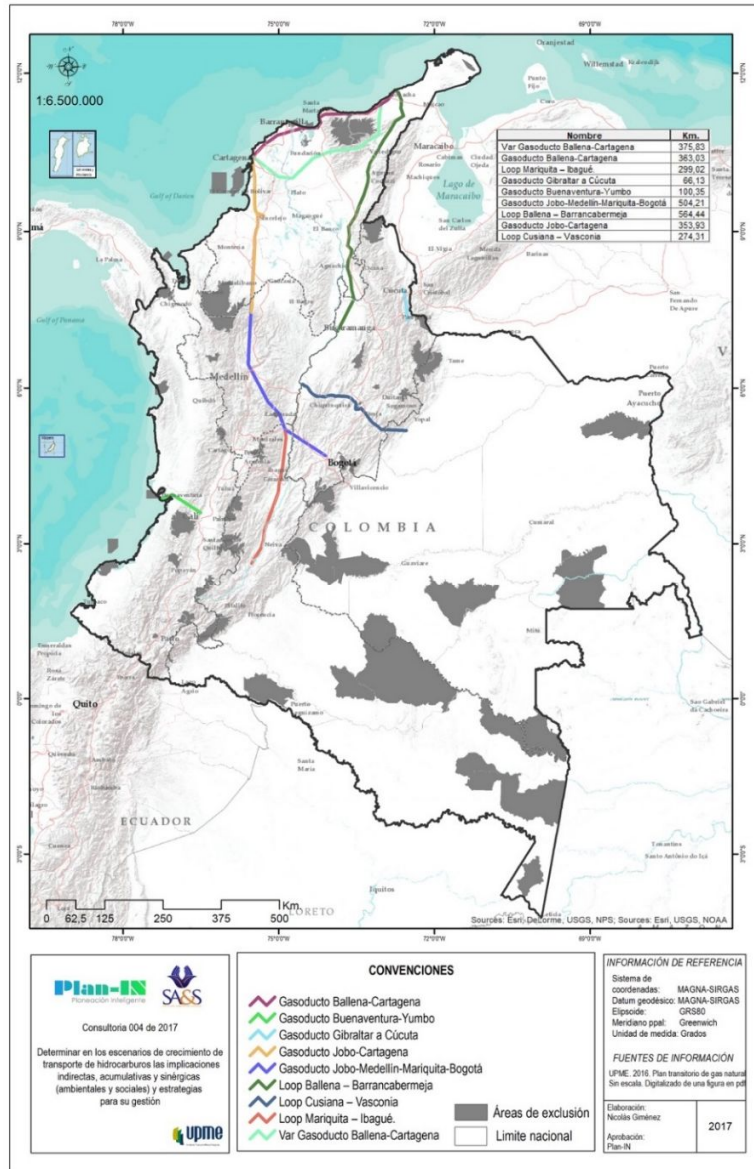
Fuente: UPME, Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, 2016

A continuación, se presentan los requerimientos de expansión de infraestructura que se deben realizar para satisfacer la demanda en el horizonte mencionado (2015-2035).

- **Gasoducto Jobo – Cartagena**

Para transportar el gas natural disponible en el Valle Inferior del Magdalena (campos de La Creciente, Palmer, Bonga, Clarinete, etc.) hasta Cartagena, descontando la demanda local, se requeriría ampliar la capacidad actual de transporte del tramo Jobo – Sincelejo en los próximos meses mediante la construcción de un loop. Se proyecta para finales del año 2018 la entrada en operación de un *loop* de diámetro exterior 20” entre los nodos de Jobo y Las Majaguas. Esto se complementaría con algunas obras en las estaciones Bremen y Filadelfia, donde esta última dispondría de capacidad de compresión de 3200 hp.

Ilustración 25. Infraestructura de Gas proyectada



Fuente: UPME, 2017

- **Bidireccionalidad Gasoducto Cartagena – Barranquilla**

En los próximos años parte de la demanda de Barranquilla se abastecería desde Cartagena, con gas natural importado y/o procedente de los campos del Valle Inferior del Magdalena. Por tanto, se debe disponer también de capacidad de transporte en sentido Cartagena - Barranquilla, contraria a la dirección del flujo actual. Cabe anotar que, para lo restante de la década, podrían

presentarse flujos en ambos sentidos, dependiendo de la ocurrencia de eventos en el sistema y/o las condiciones comerciales entre los agentes, por lo que la bidireccionalidad de este tramo se considera necesaria.

Se proyecta para finales del año 2018 la entrada en operación entre las Estaciones de Mamonal y Paiva de un loop de diámetro exterior 20", y otro de 24" para transportar gas natural importado. También se trabaja en la construcción de un nuevo gasoducto entre las Estaciones de Paiva y Caracolí de 20", lo que se complementa con nueva capacidad de compresión por 8800 hp en Paiva.

Con ello sería suficiente para satisfacer la demanda esperada en el escenario de referencia o de la demanda no eléctrica más los generadores termoeléctricos en Barranquilla que tienen Obligaciones de Energía en Firme.

- **Bidireccionalidad Gasoducto Barranquilla - Ballena**

De acuerdo con los resultados de la simulación y con las potencialidades de aprovechamiento de las nuevas fuentes de suministro, se establece la necesidad de disponer de flujo de gas natural en dirección Barranquilla – Ballena desde el año 2020, así como de la posibilidad de que gas importado pueda ingresar al interior del país. Adicionalmente, anticipar esta obra para el año 2018 cuando estén en operación las obras antes descritas implicaría beneficios de confiabilidad al oriente de la Costa Atlántica e interior del país frente a eventos en estas mismas zonas.

Haciendo uso de la infraestructura actual de ductos y estaciones de compresión de Caracolí y Palomino, y desarrollando las obras menores para que el flujo pueda darse en dirección Oriente, sería posible llevar hasta La Guajira cerca de 200 MPCD. Complementario a esto sería necesaria la interconexión del gasoducto de la Costa Atlántica con el gasoducto que conecta los campos de La Guajira hacia el interior del país, evitando el paso por el nodo Ballena.

- **Gasoducto Cusiana – La Belleza – Vasconia**

De acuerdo con la información suministrada por el transportador de gas natural de la zona, se proyecta la ampliación de la capacidad de transporte entre Cusiana y La Belleza y La Belleza – Vasconia para finales del año 2018 hasta 455 MPCD y 284 MPCD, respectivamente, mediante la construcción de un loop de 24" entre Cusiana y Vasconia y el aumento de la capacidad de compresión en las Estaciones Miraflores y Puente Guillermo. Con estas obras sería posible llevar desde Cusiana hacia Bogotá, Vasconia y en general toda la región, prácticamente toda su capacidad de producción.

- **Gasoducto Cusiana – Apiay**

La proyección de demanda, basada también en reportes de Ecopetrol, señala incremento de ésta por lo proyectos ya mencionados, lo que significa un crecimiento importante del consumo total en el año 2018 para propósitos principalmente de generación eléctrica en el nodo de Apiay.

- **Gasoducto Mariquita - Ibagué**

Este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos del Sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región

indica un crecimiento progresivo, unido a la declinación de los campos de la región, de manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia el año 2020, lo cual exigiría ampliaciones en tal infraestructura.

- **Gasoducto Buenaventura – Yumbo - Vasconia**

En los análisis de balance nacional de gas natural se estableció la necesidad de una nueva importación de gas natural en el puerto de Buenaventura desde el año 2023. Sin embargo, el estudio recomienda anticipar la fecha de entrada en operación de este gasoducto para el mes de enero del año 2021, lo que implica:

- i) Construcción del tramo de transporte entre Buenaventura y Yumbo: con una distancia aproximada de 102 km y un diámetro de 30" que tendría capacidad de más de 450 MPCD (dependiendo de las condiciones de presión).
- ii) Habilitar el transporte de gas natural entre Yumbo y Vasconia (bidireccionalidad): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca, la zona cafetera y el Tolima-Huila, y usuarios al norte del nodo Vasconia.

- **Bidireccionalidad Gasoducto Ballena - Barrancabermeja**

Si bien la entrada de una Planta de Regasificación en la Costa Pacífica colombiana reduciría significativamente el flujo en este tramo en el año 2023, éste después mantendría un alto crecimiento de manera que hacia el año 2026 se requeriría ampliar su capacidad de transporte. Para ello, de mantenerse el crecimiento de la demanda de gas natural sería necesario construir un loop de 24" entre los nodos de Ballena y Barrancabermeja, con longitud de 580 km.

- **Gasoducto Sebastopol - Medellín**

La expansión de la infraestructura de este gasoducto incluye la instalación de una estación de compresión al occidente del nodo Sebastopol con 3360 hp de potencia que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1000 psig y permita llevar cerca de 75 MPCD de gas natural hasta Medellín.

Adicionalmente, en el escenario de que se construya el gasoducto Jobo – Medellín, sería complementario que el gasoducto Medellín – Sebastopol se habilite para operar bidireccionalmente, de manera que el gas natural de la Costa Caribe pueda llegar hasta el Magdalena Medio también por este ducto.

- **Gasoducto El Cerrito - Popayán**

Si bien la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 3.7 MPCD, frente a altas demandas de gas natural en el Valle del Cauca la presión en el nodo El Cerrito (desde donde se

abastece Popayán y otras poblaciones del Valle y Cauca) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la capacidad de transporte de este ducto.

2.1.5. Evaluación de los contenidos de los Planes de expansión a la luz de la política de Desarrollo Sostenible

Con base en lo contenido en los preceptos de política para el desarrollo sostenible del país, desarrollados a través principalmente de los instrumentos: Política Cambio Climático, Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Plan de Desarrollo: Todos por un Nuevo País, la materia en Colombia se enfoca fundamentalmente al seguimiento de los siguientes aspectos:

Tabla 14. Principales elementos de la Política de Desarrollo Sostenible en Colombia

Elementos centrales de la política de desarrollo sostenible del país
Desarrollo minero energético bajo en carbono
Desarrollo minero energético resiliente al clima
Acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos
Gestión de emisiones fugitivas
Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos
Aumentar de manera significativa la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto
Adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales
Redoblar los esfuerzos para proteger y salvaguardar el patrimonio cultural y natural
Prevenir y reducir de manera significativa la contaminación marina de todo tipo, en particular la contaminación producida por actividades realizadas en tierra firme
velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en particular los bosques, los humedales, las montañas y las zonas áridas
Velar por la conservación de los ecosistemas montañosos, incluida su diversidad biológica
Adoptar medidas urgentes y significativas para reducir la degradación de los hábitats naturales, detener la pérdida de la diversidad biológica y proteger las especies amenazadas y evitar su extinción.
Reducir sustancialmente la corrupción y el soborno en todas sus formas

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

Los planes de expansión presentados por la UPME implican diferencias y variaciones entre todas las actividades planteadas. A continuación, revisamos cada una de ellas en función de las dinámicas que las políticas del desarrollo sostenible implican:

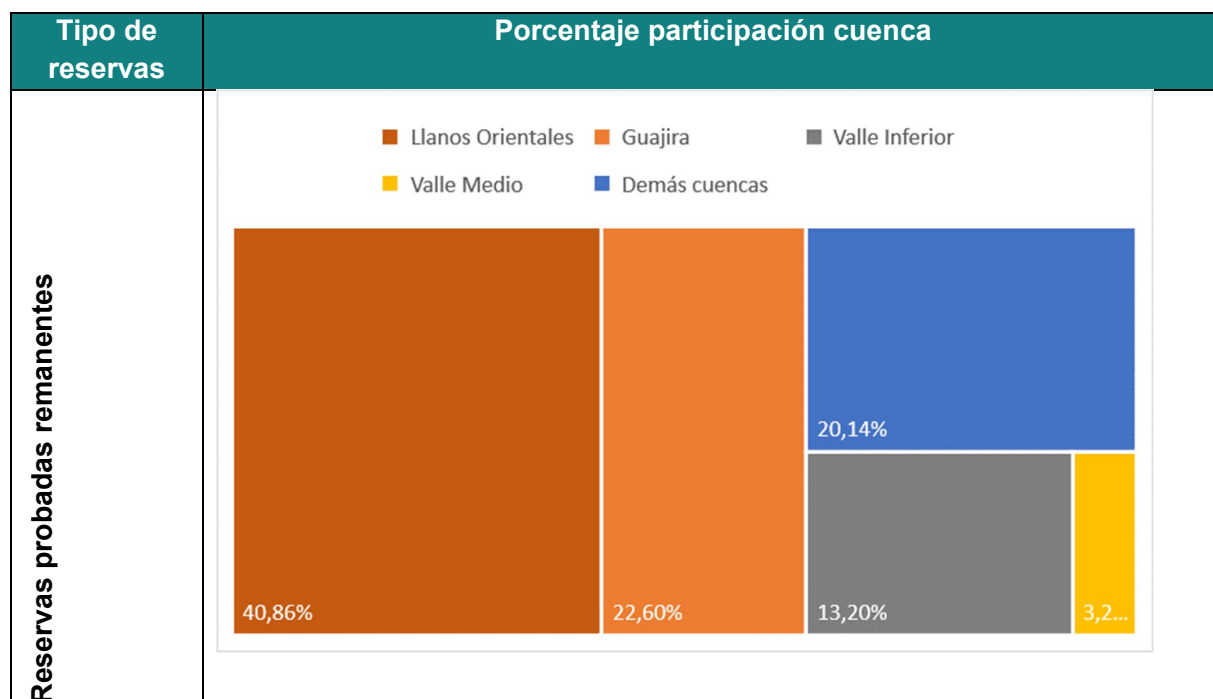
2.1.6. Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

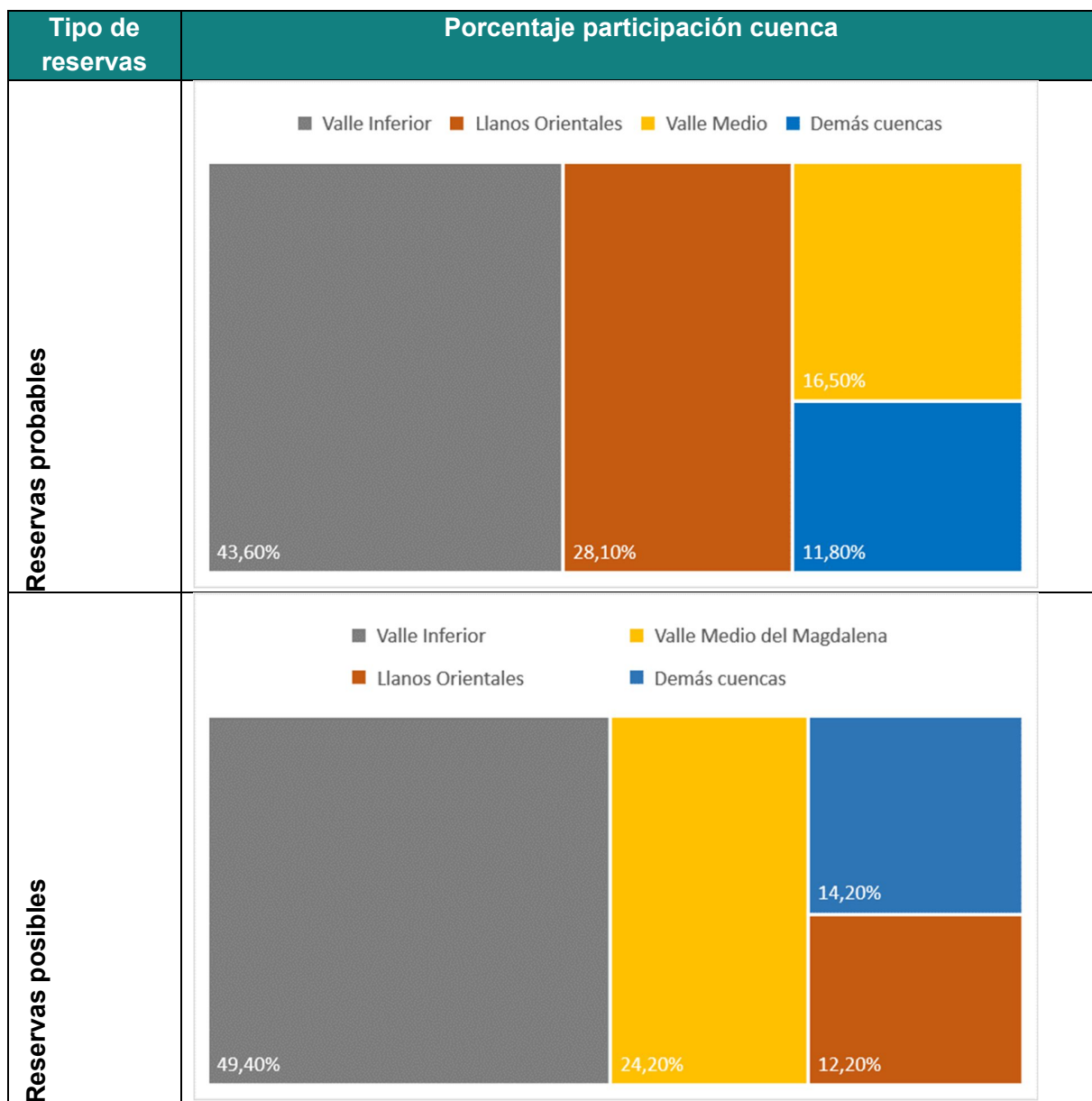
El Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural recomienda las obras que deben ejecutarse y entrar en operación en los próximos cinco años para asegurar el abastecimiento de gas en el mediano plazo en el país y para viabilizar el transporte del gas proveniente de las nuevas y futuras fuentes de suministro.

El escenario planteado por la UPME implica el seguimiento a lo definido en el Decreto 2345 de 2015 que plantea las características del desarrollo de los proyectos de confiabilidad y de abastecimiento necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país.

Los campos actuales están en las cuencas: Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y Guajira con la mayor producción; en menor proporción Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental y de forma marginal Catatumbo y Valle Superior del Magdalena.

Tabla 15. Cuencas productoras en escenario de expansión





Fuente: UPME: 2017

Los proyectos propuestos en el escenario de crecimiento buscan asegurar el abastecimiento pleno en todos los nodos del Sistema Nacional de Transporte e incluyen:

- i) La Planta de Regasificación del Pacífico y toda la infraestructura requerida para transportar dicho gas al Suroccidente y resto del país:

- ii) la infraestructura necesaria para asegurar el transporte de gas proveniente de los nuevos hallazgos del Valle Inferior del Magdalena y de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica; y
- iii) los refuerzos de transporte necesarios para asegurar el transporte de gas a los departamentos de Huila, Tolima y Cauca. Los proyectos de infraestructura identificados para el mediano plazo, tales como el nuevo corredor de Transporte del Noroccidente y los refuerzos del sistema de transporte del Nororiente, que contribuyen esencialmente al incremento de la confiabilidad del servicio, continuarán siendo analizados de acuerdo con la evolución de la oferta y la demanda, de nuevas alternativas de confiabilidad y con la definición de las metas de confiabilidad que se establezcan(PTAGN:2016).

De acuerdo con estos planteamientos del escenario y las directrices impuestas para el desarrollo sostenible del país, los siguientes son los aspectos a los que el escenario debe atender para cumplir con las dinámicas deseables de sostenibilidad en los proyectos de expansión:

Tabla 16. Plan Transitorio de abastecimiento de gas en relación con la política de desarrollo sostenible

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural
Desarrollo minero energético bajo en carbono	A pesar de ser un combustible fósil, el gas natural genera un menor impacto medioambiental, tanto en las etapas de extracción y transporte, como en la fase de utilización, lo que hace que cumpla con el precepto de sostenibilidad contemplado en la política del país de un desarrollo bajo en carbono.
Desarrollo minero energético resiliente al clima	Los proyectos de expansión y las particularidades de la demanda de gas natural, especialmente para generación de electricidad, operan como garantía de confiabilidad del sector eléctrico en épocas de sequía, especialmente cuando se produce el Fenómeno de El Niño. Esto implica la importancia de los proyectos de expansión para hacer del desarrollo minero energético más resiliente a las condiciones de variabilidad del clima.
Acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos	El escenario de expansión del transporte de gas deberá propender por que se establezca el suministro, se amplíe la cobertura y se llegue a áreas no conectadas para distribución.

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural
Gestión de emisiones fugitivas	De acuerdo con los informes de Global Methano Initiative, cerca del 20% de las emisiones de metano provenientes de actividad humana corresponden a hidrocarburos. Según este informe, se espera que las emisiones de petróleo y gas aumenten casi un 35% de 2005 a 2020, y que sean responsables de un 3 por ciento más de las emisiones antropogénicas mundiales proyectadas de metano cada año (en aras de la política y sus implicaciones, se espera que la expansión del transporte de gas contemple las medidas necesarias para reducir riesgos y contingencias y asegurar la sostenibilidad de los sistemas de transporte.
Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos	Las indisponibilidades en el escenario actual de gas ya sea de suministro o de transporte tienen serias consecuencias sobre el conjunto de los usuarios de consumo. Esto requiere acciones para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura, mediante el desarrollo de obras de confiabilidad y la promoción de la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte. El desarrollo de los proyectos de expansión apunta directamente a este objetivo de Desarrollo Sostenible al cual se ha comprometido el país.
Aumentar de manera significativa la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto	Los proyectos de expansión deben apuntar además al fortalecimiento de las condiciones sociales del empleo local en sus áreas de influencia y a la dinamización económica. Para ello las directrices de desarrollo sostenible, apuntan a una mayor participación de las empresas en la planificación y gestión del desarrollo local y a un manejo ordenado de la gestión de expectativas reales sobre el desarrollo local en los territorios.
Adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales	El suministro estable y confiable de gas natural para las industrias y hogares puede ser una de las mayores contribuciones a este Objetivo de Desarrollo Sostenible

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural
	al que se ha comprometido el país.
Redoblar los esfuerzos para proteger y salvaguardar el patrimonio cultural y natural	Los planes de expansión deben desarrollarse observando estrictamente, las recomendaciones sobre protección al medio ambiente definiendo como ruta crítica la prevención de impactos. Igualmente, dada la diversidad del patrimonio cultural, material e inmaterial, los proyectos de expansión deben asegurar que el patrimonio cultural, no sea afectado por los proyectos de expansión. Esto es especialmente relevante para el escenario de expansión que incluye áreas muy sensibles desde el punto de vista cultural.
Prevenir y reducir de manera significativa la contaminación marina de todo tipo, en particular la contaminación producida por actividades realizadas en tierra firme	Aunque el escenario no contempla actividades off shore como eje importante, las actividades de transporte y producción implican una especial protección de los ecosistemas y en especial de la contaminación. La correlación entre tierra firme y los océanos implican una responsabilidad clara en el control de procesos contaminantes de la actividad de transporte de gas. Los proyectos asociados a la cuenca del pacífico, principalmente, hablan de niveles de sensibilidad ambiental muy importantes a ser manejados de forma exitosa.
Velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en particular los bosques, los humedales, las montañas y las zonas áridas	El escenario de expansión y cada uno de los proyectos que lo componen deben observar las características especiales que los ecosistemas, las especies y los servicios ecosistémicos tienen, de tal manera que se minimicen los riesgos de alteración o transformación. El desarrollo del escenario planeado debería excluir actividades que impacten fuentes de agua dulce de las que se abastecen las comunidades y los ecosistemas en riesgo, en las áreas de incidencia de cada proyecto de expansión.
Velar por la conservación de los ecosistemas montañosos, incluida su diversidad biológica	El escenario debe contemplar en especial las dinámicas limitantes de los ecosistemas en pendientes altas, igualmente las limitaciones que se deben

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural
	observar al desarrollar proyectos en alta montaña.
Adoptar medidas urgentes y significativas para reducir la degradación de los hábitats naturales, detener la pérdida de la diversidad biológica y proteger las especies amenazadas y evitar su extinción.	El desarrollo del escenario planeado debería evitar actividades que impacten hábitats asociados a especies amenazadas.
Reducir sustancialmente la corrupción y el soborno en todas sus formas	El desarrollo del escenario de crecimiento y los proyectos asociados a su ejecución debe contemplar las medidas y las acciones necesarias para propiciar transparencia y reducir la vulnerabilidad de los proyectos a las maquinarias de la corrupción.

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

2.1.7. El Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC 2016 – Derivados Líquidos

El Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2016 – 2036 es la base para la definición de los escenarios posibles para el desarrollo del transporte que se requiere en el tema de derivados líquidos. Se parte de reconocer que, si se inician las importaciones de petróleo a finales de la próxima década, el país tendrá que asumir nuevos riesgos por su condición de importador.

Para poder establecer las características de la demanda y por tanto hasta donde se requieren acciones de expansión, se tienen en cuenta los escenarios de producción de petróleo y se define el escenario medio a partir de reservas probadas, probables y posibles más la recuperación mejorada (EOR). El análisis se realizó sin tener en cuenta la modernización de la Refinería de Barrancabermeja.

En las decisiones de crecimiento de la demanda de combustibles se asume el escenario medio salvo para el jet fuel donde se toma el escenario alto y además se incluye la demanda por concepto de robos y contrabando (RYC).

El aspecto central en el cual se plantea el escenario consiste en contar con varias entradas de productos importados, transformando la dinámica actual donde solo existe una entrada para estos productos. Así el escenario propuesto diversifica el riesgo de puertos, así como interconexión de la refinería de Cartagena con los mercados del interior del país.

Así mismo, se destaca la reducción de fallas en sistemas de almacenamiento en el sentido de propiciar que sean de menor impacto por contar con varios terminales y varios tanques por producto.

Esto requerirá por supuesto definir un marco de competencia que permita la participación de nuevos agentes con experiencia en construcción y operación de líneas de transporte y almacenamientos de productos combustibles, lo que requiere finalmente para el desarrollo del escenario la construcción de la infraestructura necesaria para el logro de los objetivos de expansión.

En este sentido el escenario de crecimiento de derivados plantea un crecimiento a partir del transporte por ductos principalmente. Desde esta perspectiva los siguientes son los condicionantes que desde la Política de Desarrollo Sostenible del País se imponen al escenario de crecimiento:

Tabla 17. Política de desarrollo sostenible y Plan de Abastecimiento de Derivados Líquidos

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
Desarrollo minero energético bajo en carbono	La importación de derivados y su transporte a través de ductos como plantea el escenario contribuye per se a la reducción de emisiones relacionados con el transporte y contribuye al logro de este objetivo.
Desarrollo minero energético resiliente al clima	La construcción de los ductos, que permitirán el transporte de derivados desde varios puntos, en sí ya genera mejores condiciones de resiliencia en tanto distribuye y reduce riesgos de abastecimiento. La construcción de estos ductos deberá asegurar las condiciones tecnológicas que permitan que las variaciones del clima no interfieran con las condiciones del transporte.
Acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos	El escenario de expansión del transporte de derivados deberá propender por que se establezca el suministro, se amplíe la cobertura y se llegue a áreas no conectadas para distribución.
Gestión de emisiones fugitivas	Se espera que la expansión del transporte de derivados contemple las medidas necesarias para reducir riesgos y contingencias y asegurar la sostenibilidad de los sistemas de transporte.
Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía	Las acciones para garantizar la seguridad del abastecimiento de derivados en el mediano y largo plazo y la confiabilidad en la prestación del servicio ante

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
modernos y sostenibles para todos	fallas en la infraestructura, requiere el desarrollo de obras de confiabilidad y la promoción de la expansión oportuna del sistema. El desarrollo de los proyectos de expansión apunta directamente a este objetivo de Desarrollo Sostenible al cual se ha comprometido el país.
Aumentar de manera significativa la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto	Los proyectos de expansión deben apuntar además al fortalecimiento de las condiciones sociales del empleo local en sus áreas de influencia y a la dinamización económica. Para ello las directrices de desarrollo sostenible, apuntan a una mayor participación de las empresas en la planificación y gestión del desarrollo local y a un manejo ordenado de la gestión de expectativas reales sobre el desarrollo local en los territorios.
Adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales	El escenario propuesto plantea ya en sí mismo el logro de este objetivo en tanto reduce de fallas en sistemas de almacenamiento propiciando que sean de menor impacto por contar con varios terminales y varios tanques por producto.
Redoblar los esfuerzos para proteger y salvaguardar el patrimonio cultural y natural	Los planes de expansión deben desarrollarse observando estrictamente, las recomendaciones sobre protección al medio ambiente definiendo como ruta crítica la prevención de impactos. Igualmente, dada la diversidad del patrimonio cultural, material e inmaterial, los proyectos de expansión deben asegurar que el patrimonio cultural, no sea afectado por los proyectos de expansión. Esto es especialmente relevante para el escenario de expansión que incluye áreas muy sensibles desde el punto de vista cultural.

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
Prevenir y reducir de manera significativa la contaminación marina de todo tipo, en particular la contaminación producida por actividades realizadas en tierra firme	La relación directa de los planes de expansión con los puertos desde los que se reciben las importaciones implica un trabajo esforzado para asegurar el control de la contaminación y la dinámica de protección requerida para los ecosistemas marinos. Igualmente, en lo que tiene que ver con ductos, la correlación entre tierra firme y los océanos implican una responsabilidad clara en el control de procesos contaminantes de la actividad de transporte.
Velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en particular los bosques, los humedales, las montañas y las zonas áridas	El escenario de expansión y cada uno de los proyectos que lo componen deben observar las características especiales que los ecosistemas, las especies y los servicios ecosistémicos tienen, de tal manera que se minimicen los riesgos de alteración o transformación. El desarrollo del escenario planeado debería excluir actividades que impacten fuentes de agua dulce de las que se abastecen las comunidades y los ecosistemas en riesgo, en las áreas de incidencia de cada proyecto de expansión.
Velar por la conservación de los ecosistemas montañosos, incluida su diversidad biológica	El escenario debe contemplar en especial las dinámicas limitantes de los ecosistemas en pendientes altas, igualmente las limitaciones que se deben observar al desarrollar proyectos en alta montaña.
Adoptar medidas urgentes y significativas para reducir la degradación de los hábitats naturales, detener la pérdida de la diversidad biológica y proteger las especies amenazadas y evitar su extinción.	El desarrollo del escenario planeado debería evitar actividades que impacten hábitats asociados a especies amenazadas.
Reducir sustancialmente la corrupción y el soborno en	El desarrollo del escenario de crecimiento y los proyectos asociados a su ejecución debe contemplar

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
todas sus formas	las medidas y las acciones necesarias para propiciar transparencia y reducir la vulnerabilidad de los proyectos a las maquinarias de la corrupción.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.1.8. Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC Crudo

El escenario de crecimiento para el transporte de hidrocarburos plantea la necesidad de optimizar y mantener los actuales sistemas sin generar mayores transformaciones a la infraestructura que posee el país. En este sentido no se cuenta con el desarrollo en nuevas zonas del país aún no conectadas con la infraestructura de transporte.

El escenario actual parte de la premisa que el 80% del transporte de hidrocarburos se realiza a través de ductos y el 20% aproximadamente, se realiza a través de carrotanques desde los sitios de producción hasta los nodos.

El plan de expansión contempla la ampliación en 14 tramos del sistema, una vez analizada la oferta y demanda, de tal manera que se asegure un transporte de crudo por modo ducto como mecanismo principal del sistema, desde las áreas de producción hasta los destinos finales del crudo.

Los sistemas que hacen parte del desarrollo del escenario son los siguientes:

Tabla 18. Tramos involucrados en el escenario de expansión

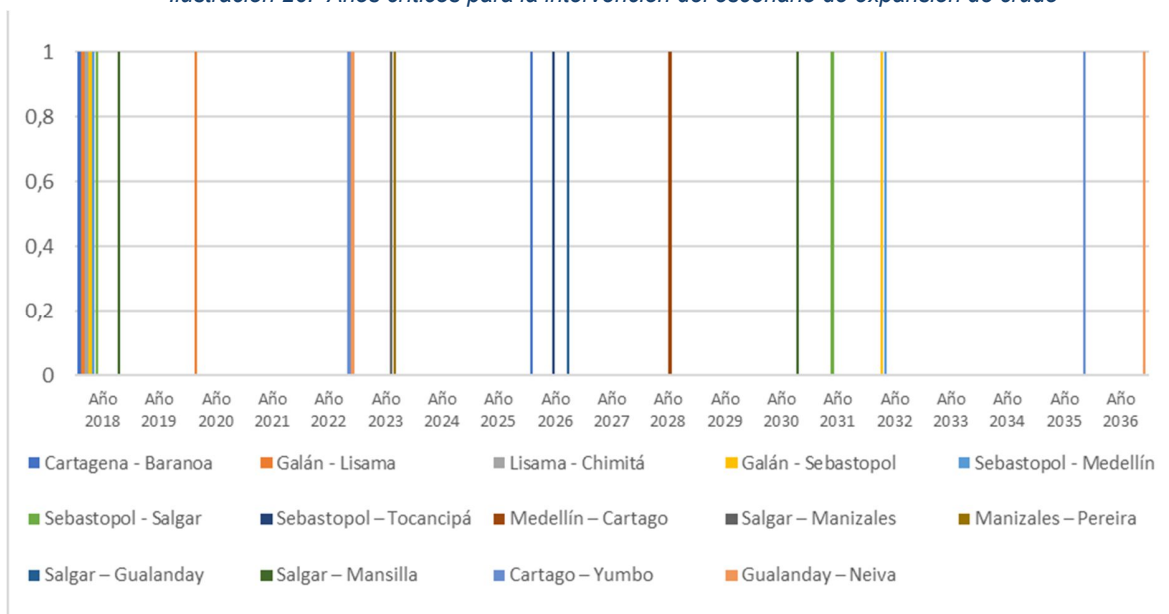
Sistema	Tipo expansión
Cartagena - Baranoa	Ampliación año 2018 Ampliación año 2026
Galán - Lisama	Ampliación año 2018 Ampliación año 2020
Lisama - Chimitá	Ampliación año 2018
Galán - Sebastopol	Ampliación año 2018 Ampliación año 2032
Sebastopol - Medellín	Ampliación año 2018 Ampliación año 2032
Sebastopol - Salgar	Ampliación año 2018 Ampliación año 2031
Sebastopol – Tocancipá	Ampliación año 2026
Medellín – Cartago	Ampliación año 2028
Salgar – Manizales	Ampliación año 2023

Sistema	Tipo expansión
Manizales – Pereira	Ampliación año 2023
Salgar – Gualanday	Ampliación año 2026
Salgar – Mansilla	Ampliación año 2018 Ampliación año 2030
Cartago – Yumbo	Ampliación año 2022 Ampliación año 2035
Gualanday – Neiva	Ampliación año 2022 Ampliación año 2036

Fuente: UPME: 2017

Desde la perspectiva del manejo socioecológico y las implicaciones del escenario, los años críticos para el manejo de implicaciones derivados del diseño y construcción se grafican en la siguiente ilustración:

Ilustración 26. Años críticos para la intervención del escenario de expansión de crudo



Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

En resumen, este escenario contempla varios aspectos importantes:

1. Optimización de la infraestructura existente
2. Reducción del número de carrotaques haciendo parte de la operación
3. Reducción de las rutas de transporte en modo carretero a sólo las áreas que conectan las zonas de producción con la infraestructura de oleoductos.

Desde esta perspectiva y en relación con las directrices de política para el desarrollo sostenible del país, las siguientes son las consideraciones fundamentales al escenario:

Tabla 19. Política de desarrollo sostenible y plan de expansión de transporte de crudo

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Indicativo Abastecimiento Petróleo
Desarrollo minero energético bajo en carbono	El transporte de crudo a través de ductos como plantea el escenario contribuye per se a la reducción de emisiones relacionados con el transporte y contribuye al logro de este objetivo.
Desarrollo minero energético resiliente al clima	La construcción / ampliación / adecuación de estos ductos deberá asegurar las condiciones tecnológicas que permitan que las variaciones del clima no interfieran con las condiciones del transporte.
Acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos	El escenario de expansión del transporte de crudo deberá propender por que se establezca el suministro, y se amplíe la capacidad de transporte.
Gestión de emisiones fugitivas	Se espera que la expansión del transporte de crudo contemple las medidas necesarias para reducir riesgos y contingencias y asegurar la sostenibilidad de los sistemas de transporte.
Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos	El desarrollo de los proyectos de expansión apunta directamente a este objetivo de Desarrollo Sostenible al cual se ha comprometido el país.
Aumentar de manera significativa la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto	Los proyectos de expansión deben apuntar además al fortalecimiento de las condiciones sociales del empleo local en sus áreas de influencia y a la dinamización económica. Para ello las directrices de desarrollo sostenible, apuntan a una mayor participación de las empresas en la planificación y gestión del desarrollo local y a un manejo ordenado de la gestión de expectativas reales sobre el desarrollo local en los territorios.
Adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales	El escenario propuesto plantea ya en sí mismo el logro de este objetivo en tanto reduce el transporte de crudo por mecanismos menos limpios y más riesgosos.
Redoblar los esfuerzos para proteger y salvaguardar el patrimonio cultural y natural	Los planes de expansión deben desarrollarse observando estrictamente, las recomendaciones sobre protección al medio ambiente definiendo como ruta crítica la prevención

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Indicativo Abastecimiento Petróleo
	<p>de impactos.</p> <p>Igualmente, dada la diversidad del patrimonio cultural, material e inmaterial, los proyectos de expansión deben asegurar que el patrimonio cultural, no sea afectado por los proyectos de expansión.</p> <p>Esto es especialmente relevante para el escenario de expansión que incluye áreas muy sensibles desde el punto de vista cultural.</p>
Prevenir y reducir de manera significativa la contaminación marina de todo tipo, en particular la contaminación producida por actividades realizadas en tierra firme	La relación directa de los planes de expansión con los puertos implica un trabajo esforzado para asegurar el control de la contaminación y la dinámica de protección requerida para los ecosistemas marinos. Igualmente, en lo que tiene que ver con ductos, la correlación entre tierra firme y los océanos implican una responsabilidad clara en el control de procesos contaminantes de la actividad de transporte.
Velar por la conservación, el restablecimiento y el uso sostenible de los ecosistemas terrestres y los ecosistemas interiores de agua dulce y los servicios que proporcionan, en particular los bosques, los humedales, las montañas y las zonas áridas	<p>El escenario de expansión y cada uno de los proyectos que lo componen deben observar las características especiales que los ecosistemas, las especies y los servicios ecosistémicos tienen, de tal manera que se minimicen los riesgos de alteración o transformación.</p> <p>El desarrollo del escenario planeado debería evitar actividades que impacten fuentes de agua dulce de las que se abastecen las comunidades y los ecosistemas en riesgo, en las áreas de incidencia de cada proyecto de expansión.</p>
Velar por la conservación de los ecosistemas montañosos, incluida su diversidad biológica	El escenario debe contemplar en especial las dinámicas limitantes de los ecosistemas en pendientes altas, igualmente las limitaciones que se deben observar al desarrollar proyectos en alta montaña.
Adoptar medidas urgentes y significativas para reducir la degradación de los hábitats	El desarrollo del escenario planeado debería evitar actividades que impacten hábitats asociados a especies amenazadas.

PLAN DE EXPANSION Y POLITICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE	
Política de desarrollo sostenible	Plan Indicativo Abastecimiento Petróleo
naturales, detener la pérdida de la diversidad biológica y proteger las especies amenazadas y evitar su extinción.	
Reducir sustancialmente la corrupción y el soborno en todas sus formas	El desarrollo del escenario de crecimiento y los proyectos asociados a su ejecución debe contemplar las medidas y las acciones necesarias para propiciar transparencia y reducir la vulnerabilidad de los proyectos a las maquinarias de la corrupción.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En resumen, desde la política de desarrollo sostenible del país, tres aspectos generales han sido tenidos en cuenta desde la dinámica que impone la política de desarrollo sostenible del país a los escenarios de crecimiento tanto del sector de hidrocarburos, como de la transmisión eléctrica, estos son:

- a) Las condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los planes y sus proyectos asociados hacia su sostenibilidad
- b) Los efectos que deben producir los planes y sus proyectos asociados para que el desarrollo sea sostenible
- c) La contribución del sector al desarrollo sostenible

En la tabla se resumen las características a las que se deben entonces los planes de expansión para que cumplan con preceptos de sostenibilidad:

Tabla 20. Consideraciones generales desde el desarrollo sostenible a los planes de expansión

Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión
Condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los planes hacia su sostenibilidad	Emisiones de carbono bajas
	Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática
	Control de derrames y emisiones derivadas de la operación

Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión
	Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo
Efectos que deben producir los planes para que el desarrollo sea sostenible	Prestación del servicio de manera eficiente y continua
	Cobertura que atienda toda la demanda
Contribución del sector al desarrollo sostenible	Proyectos que permitan la inclusión, la participación y reduzcan los conflictos a todos los niveles
	Asegurar los procesos para hacer frente a las dinámicas de la corrupción

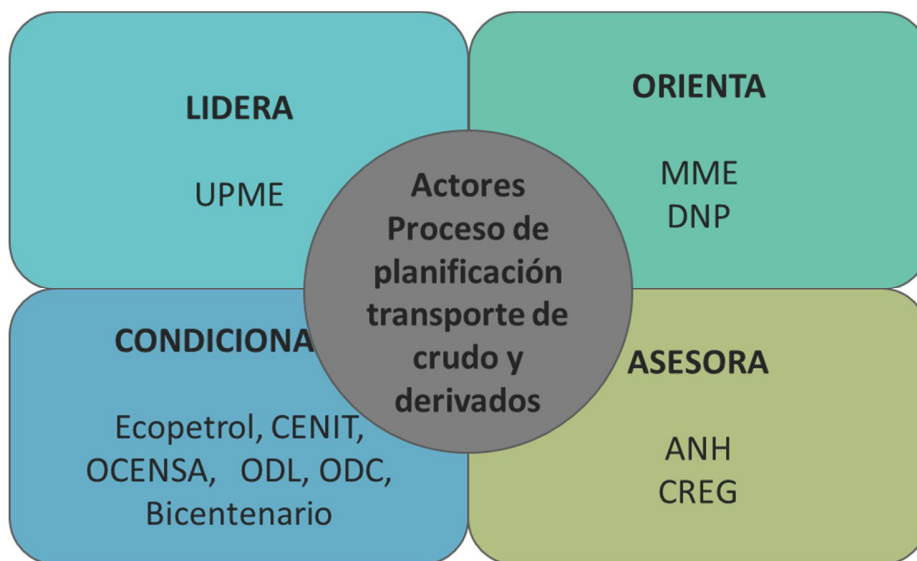
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.2. Marco de Agentes

Como puede derivarse del marco normativo, el actor que fija las directrices para la planificación del transporte de hidrocarburos es el Ministerio de Minas y Energía. No obstante, el Ministerio delega la formulación de los planes indicativos en la UPME, como entidad planificadora del sector.

Así mismo, hay otras entidades y actores que inciden directamente en la formulación de los planes o se ven afectados por las orientaciones que establecen los planes. En el caso de crudo, diluyentes y derivados líquidos se encuentran la ANH, la CREG y los agentes del sistema (Ilustración 27).

Ilustración 27. Actores en el proceso de Planificación del Transporte de crudo y derivados líquidos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En el siguiente cuadro se detallan los roles y funciones de cada uno de los agentes que participan en la planeación del transporte de crudo, diluyentes y derivados:

Tabla 21. Marco de Agentes para crudo, diluyentes y derivados líquidos

Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
Ministerio de Minas y Energía	Proponer los lineamientos que apoyen la formulación de la política, adoptar los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector de hidrocarburos, gas y biocombustibles, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional.	Marco de política para la Planeación sectorial	Mandatorio
	Expedir la regulación para el transporte de crudos por oleoductos.		
	Para oleoductos: determinar tarifas y nominar los volúmenes del derecho de preferencia para el transporte por oleoducto	Aprobación de planeación sectorial y subsectorial. Manejo de tarifa Oleoductos	
Elaborar y aprobar un plan de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para cada uno de los departamentos que cuenten con municipios definidos como zona frontera, para lo cual podrá consultar a los distribuidores mayoristas, minoristas y/o terceros interesados, sin que ello implique que tales conceptos sean de obligatorio recibo.			

Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
	Zonas no interconectadas: señalar mediante resolución los procedimientos y mecanismos que se requieran para el control y abastecimiento nacional	Operación	
	Aprobar rutas definitivas de trazados de oleoductos		
	Decretar la expropiación de los bienes necesarios para el desarrollo de la industria, incluyendo el transporte.		
	Establecer rutas específicas y horarios para el transporte de combustibles hacia los municipios de las zonas de frontera, que serán incluidas en los planes de abastecimiento, sin perjuicio de que pueda incorporar en ellos otras rutas alternas por condiciones logísticas de optimización.		
Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME	Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada.	Planeación	Mandatorio
	Elaborar y actualizar de planes de expansión subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.		
	Formular el Plan Indicativo de Petróleo y Combustibles PIAPC	Planeación	No Mandatorio
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.	Apoyo lineamientos planeación	Mandatorio
	Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías. En el transcurso de los dos meses calendario anterior al mes en el que va a ejercer el derecho de preferencia del Gobierno, en los términos que establezca el transportador en el manual, realizará el proceso de nominación para el petróleo de regalías y/o de las compensaciones a favor de la ANH de los campos productores. La ANH o quien haga sus veces nominará hasta el veinte por ciento (20%) de la capacidad transportadora diaria del respectivo oleoducto y tendrá la primera prioridad en el proceso de nominación y asignación de capacidad.	Operación	Mandatorio
	Entregar al transportador de oleoductos la nominación de las necesidades de transporte, para el mes de operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes. El remitente con capacidad contratada tiene derecho a nominar hasta el volumen máximo que su contrato estipule. Si el remitente llegase a sobrepasar el volumen máximo que su contrato estipule, deberá someterse al proceso de nominación de la capacidad sobrante.		
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	Expedir la regulación económica referente a las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución, y transporte de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, tales como gasolina motor corriente, ACPM, Jet A 1, diésel marino, avigas, gasolina extra, kerosene, entre otros, salvo fijar los precios para gasolina motor corriente y ACPM.	Ajuste de tarifa en planeación de poliductos	Mandatorio

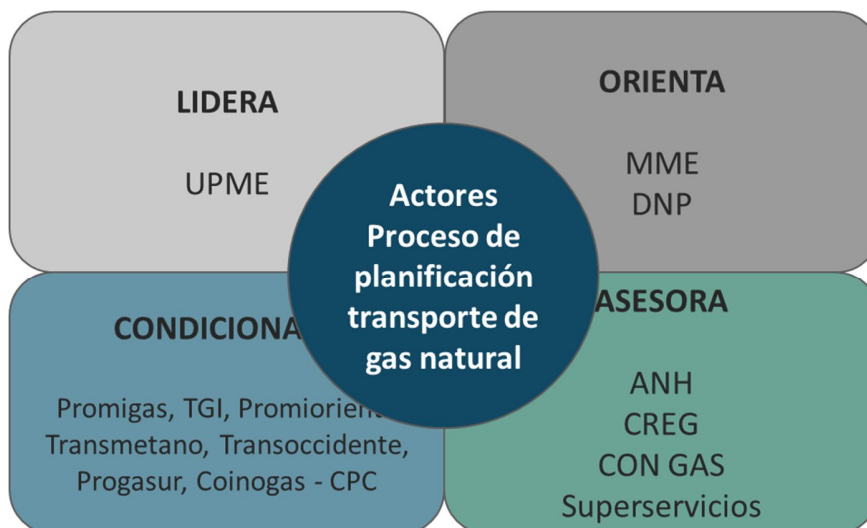
Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
	Determinar la metodología para remunerar los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles.		
	Definir la metodología y establecer las fórmulas para la fijación de los precios y las tarifas de las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, diferentes al precio de ingreso al productor y de venta al público de la gasolina motor corriente, el ACPM y los biocombustibles.		
Ecopetrol S.A.	En conjunto con la UPME y el Ministerio de Minas, desarrolla metodologías para estimación de oferta y demanda nacional.	Apoyo al proceso de planeación	No Mandatorio
	Construir, operar, administrar, mantener, disponer y manejar en el territorio nacional y en el exterior sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y derivados, refinerías, estaciones de bombeo, de recolección, de compresión, de tratamiento, plantas de abastecimiento, terminales y en general, todos aquellos bienes muebles e inmuebles que se requieran para el cumplimiento de sus objetivos. El transporte de hidrocarburos lo maneja su filial CENIT.	Operación	Mandatorio
	Celebrar en Colombia y en el exterior toda clase de negocios en conexión con cualesquiera actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación de hidrocarburos, refinación, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos, derivados y productos, lo mismo que desarrollar operaciones subsidiarias o complementarias de las mismas.		
Operadores y/o propietarios de Oleoductos (CENIT, OCENSA, ODL, ODC, BICENTENARIO)	Realizan el proceso de nominación de las necesidades de transporte para su crudo y el de sus afiliadas, para el mes de operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes. El propietario del oleoducto de uso privado se le reconoce el derecho de goce que tiene este, para lo cual su capacidad y por ende su derecho a nominar estará en función de su participación en los derechos del mismo oleoducto.	Planeación, Construcción y Operación	Mandatorio
	Entregar al transportador la nominación de las necesidades de transporte, para el mes de operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes. El remitente con capacidad contratada tiene derecho a nominar hasta el volumen máximo que su contrato estipule. Si el remitente llegase a sobrepasar el volumen máximo que su contrato estipule, deberá someterse al proceso de nominación de la capacidad sobrante.		
	El transportador deberá aceptar o rechazar la solicitud dentro de los términos del proceso de nominación, que deberá ser verificable con el mecanismo de control que para el efecto establezca el transportador. Las respuestas negativas estarán debidamente motivadas.		

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El marco de agentes para gas es diferente debido a su carácter de servicio público esencial. En este caso, al igual que para crudo y derivados, la entidad que define la política es el Ministerio de Minas de Energía y la elabora los planes la UPME, no obstante, la reglamentación de la operación del transporte y suministro es mucho más regulada.

La siguiente ilustración sintetiza los principales actores que participan en el proceso.

Ilustración 28. Actores en el proceso de Planificación del Transporte de Gas Natural



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Como puede observarse, en el caso de gas hay actores adicionales como la CON Gas y la Superservicios, que en su rol de vigilancia, asesoran el proceso de planeación. Su función principal es la de asegurar la buena prestación del servicio y ésta pasa por garantizar el transporte eficiente del gas natural para que finalmente pueda ser distribuido y entregado a los usuarios finales.

Por su parte, los agentes transportadores, condicionan el proceso de planificación del transporte, dado que son encargados de suministrar la información sobre las capacidades de los ductos que operan y programar los requerimientos de expansión. No obstante, al ser un servicio público esencial, es deber del estado garantizar un proceso de transporte que evite cualquier posibilidad de desabastecimiento. En este sentido, a pesar de la importante incidencia de los agentes transportadores, el estado ejerce control en la operación y planeación, de tal forma que se puedan anticipar las demandas de infraestructura generadas por el cambio e incremento en la demanda de gas de la población.

De acuerdo con lo establecido en la norma y los expertos entrevistados, no se encontró participación de las autoridades ambientales en el proceso de construcción del plan transitorio de abastecimiento de gas natural.

En la siguiente tabla se detallan los roles normativos de los agentes del sistema:

Tabla 22. Marco de Agentes para Gas

Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
Departamento Nacional de Planeación DNP	Diseñar la política para la prestación de servicios públicos domiciliarios, participar a través de las Comisiones de Regulación y desarrollar estrategias de control y vigilancia para la adecuada y suficiente prestación de estos servicios.	Lineamientos para planeación sectorial	Mandatorio
	Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, la interconexión a la red pública de telecomunicaciones, y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social.		
Ministerio de Minas y Energía	Proponer los lineamientos que apoyen la formulación de la política, proyecta los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector de hidrocarburos, gas y biocombustibles, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional.	Lineamientos para planeación sectorial	Mandatorio
	Identificar el monto de los subsidios que podrá dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, establecer los criterios de asignación de los mismos y solicitar la inclusión de partidas para el efecto en el Presupuesto General de la Nación.		
	Expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, sus usos y aplicaciones.		
	Definir el reglamento interno para la aprobación, ejecución y giro de los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural. Los recursos del Fondo deberán ser girados al Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Aprobación y adopción de los planes sectoriales	
Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME	Aprobar y adoptar los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustible.		
	Elaborar y actualizar el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural	Planeación sectorial	Mandatorio
	Actualizar y divulgar a más tardar el 1º de marzo de cada año, la demanda total del país, la cual corresponde al consumo de Gas Natural medido como promedio anual en el año inmediatamente anterior en Millones de pies cúbicos diarios correspondiente a un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.		
Evaluar los proyectos de infraestructura sometidos a su consideración y emitir concepto debidamente motivado sobre la elegibilidad de los mismos. Realizar trimestralmente la priorización de proyectos elegibles presentarlos al Ministerio de Minas y Energía para su visto bueno. Establecer el orden de prioridad de los proyectos elegibles para que estos puedan acceder a la			

Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
	cofinanciación con recursos provenientes del Fondo Especial Cuota de Fomento		
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.	Lineamientos para planeación sectorial	Mandatorio
	Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.		
	Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.		
	Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.	Planeación sectorial	
	Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.		
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Hacer recomendaciones para buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica	Planeación sectorial	No Mandatorio
	Proponer a la CREG modificaciones al RUT, adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información, Proponer el Manual Guía del transportador		
	Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.	Operación	
	Expedir acuerdos y protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para la operación del SNT, transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público y la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT.		
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Velar por la progresiva incorporación y aplicación del control interno en las empresas de servicios públicos	Operación	Mandatorio
	Dar concepto a las Comisiones de Regulación y a los ministerios sobre las medidas que se estudien en relación con los servicios público		
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios Gestor de Mercado de Gas Natural	Mantener un registro actualizado de las entidades que prestan los servicios públicos.	Operación Operación	Mandatorio No Mandatorio
	Solicitar a los auditores externos la información indispensable para apoyar y desarrollar su función de control, inspección y vigilancia y para evaluar la gestión y resultados de las personas prestadoras de servicios públicos, conforme con los criterios, características, indicadores y modelos que definan las Comisiones de Regulación.		

Actor	Rol	Momento de Intervención	Obligatoriedad
	<p>Solicitar a los auditores externos la información indispensable para apoyar y desarrollar su función de control, inspección y vigilancia y para evaluar la gestión y resultados de las personas prestadoras de servicios públicos, conforme con los criterios, características, indicadores y modelos que definan las Comisiones de Regulación</p> <p>El gestor del mercado de gas natural será responsable de recopilar y hacer pública la información relevante del sector. También deberá facilitar las negociaciones para el suministro y el transporte, para lo cual implementará los procedimientos y mecanismos diseñados por el regulador para prestar este servicio.</p>		
ANH	Encargada de publicar la información de reservas de gas en el país de acuerdo con los informes de los agentes. Esta publicación debe realizarse dentro de los primeros 5 meses del año con corte a diciembre del año anterior.		
PROMIGAS, TGI, PROMIORIENTE, TRANSMETANO, TRANSOCCIDENTE, PROGASUR, COINOGAS - CPC	<p>La comercialización nacional e internacional de gas natural, de petróleo, sus derivados y productos.</p> <p>La planeación, coordinación y supervisión de la operación de los Sistemas de Transporte.</p>	Operación	No Mandatorio
Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios (PROMIGAS, TGI, PROMIORIENTE, TRANSMETANO, TRANSOCCIDENTE, PROGASUR, COINOGAS) - CPC	Recibir y procesar las nominaciones y renominaciones de transporte de cada Remitente.	Operación Operación	Mandatorio Mandatorio
	Elaborar el Programa de Transporte de Gas Natural.		
	Supervisar y coordinar la operación de los gasoductos de su propiedad o bajo su responsabilidad.		
	Procesar las mediciones y demás procedimientos para la liquidación de servicios de transporte.		
	Administrar el Boletín Electrónico de Operaciones.		
	Coordinar con otros CPCs la elaboración de los Programas de Transporte en los casos en que un Remitente utilice más de un Sistema de Transporte. Y elaborar cuentas de balance.		
Organizar la participación comunitaria en la vigilancia de la gestión y en la fiscalización de las entidades de carácter privado, oficial, o mixto, que presten los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible por red, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural.			

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.3. Proceso de planificación y gestión de transporte de hidrocarburos

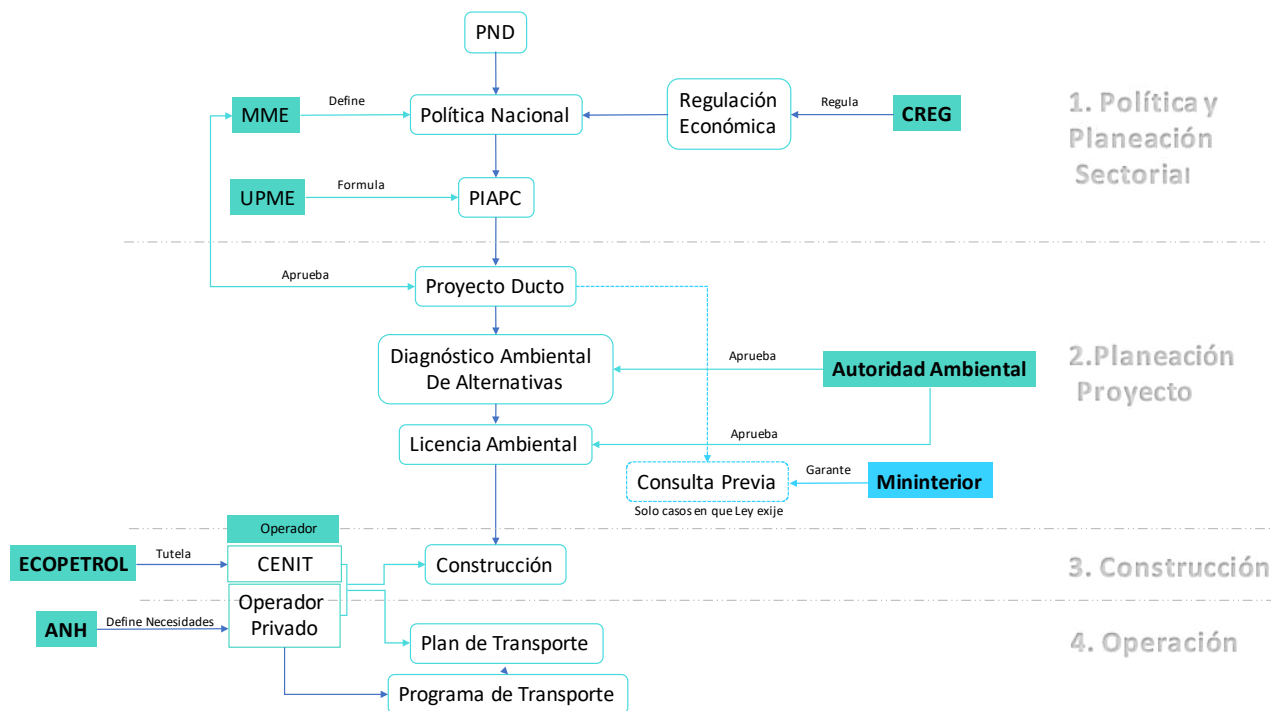
El proceso de planificación y gestión de transporte de hidrocarburos se da de manera diferencial dependiendo de si se trata del transporte de crudo por ducto, por carro tanque, derivados y disolventes y gas el cual tiene un régimen especial por su carácter de servicio público esencial.

El ciclo de planificación y gestión para cada uno de ellos comprende cuatro fases: La primera asociada a las decisiones de formulación de política y planeación del sector, la segunda relacionada con la identificación y formulación de los proyectos requeridos para el transporte en función de las condiciones de oferta y demanda del país; el tercero relacionado con la construcción y por último los procesos de planeación o gestión asociados a la operación.

En relación con la fase 1, de política y la planeación sectorial, es el Ministerio de Minas y Energía (MME) como cabeza sector quien define la política sectorial, el marco regulatorio en lo de su competencia, su articulación con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y orienta la planificación de mediano y largo plazo. Igualmente es, a través de la Dirección de Hidrocarburos, la entidad encargada de proyectar, revisar y aprobar los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector de hidrocarburos, gas y biocombustibles, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional, en particular los relacionados con transporte de hidrocarburos. Para el caso de transporte de crudo, el MME también se encarga de la regulación de tarifas.

La UPME, a través de la Subdirección de Demanda y la Subdirección de Hidrocarburos, establece los escenarios de demanda y oferta de combustibles, determina los requerimientos de infraestructura en el largo plazo y elabora el Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles Líquidos (PIAPC). El PIAPC determina los requerimientos de la demanda de infraestructura en el largo plazo. Se espera que este Plan sea adoptado por el Ministerio de Minas y Energía para que, al igual que el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, se convierta en una hoja de ruta para la mejora de la infraestructura y el aseguramiento del abastecimiento de crudo y derivados a nivel nacional.

Gráfica 12.- Ciclo de Planificación y Gestión de Transporte de Crudo por Ductos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El proceso de definición de este Plan, así como el de Abastecimiento de Gas, cuentan con un proceso de participación y la socialización con los agentes involucrados en el transporte de los combustibles, de manera que sus recomendaciones y sugerencias son recibidas y contempladas en las versiones finales de los Planes.

La CREG cumple funciones de regulación económica referente a las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución, y transporte de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, determina la metodología para remunerar los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles y define la metodología y establece las fórmulas para la fijación de los precios y las tarifas de las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos.

La ANH, como reguladora y administradora del recurso, determina los volúmenes de producción que deben ser transportados y las proyecciones anuales de producción de hidrocarburos. Igualmente determina las necesidades base para el Plan y el programa de Transporte.

En la fase dos, de planificación, se establecen las acciones y estudios necesarios para tomar decisiones para la definición de trazados, características técnicas y se realizan los trámites necesarios para obtener la aprobación por parte la autoridad ambiental, la cual incluye

diagnóstico ambiental de alternativas y el desarrollo de los estudios de impacto ambiental para la obtención de la respectiva licencia ambiental. En el caso de que haya comunidades étnicas involucradas se realiza la articulación con el Ministerio del Interior para desarrollar el proceso de consulta previa.

Ecopetrol, se encarga de liderar la operación relacionada con el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, derivados y productos, a través de los sistemas de transporte propios y de terceros, en el territorio nacional y en el exterior, con la única excepción del transporte comercial de gas natural en el territorio nacional. Con la creación de CENIT, Ecopetrol pasa la operación a esta entidad.

La construcción es realizada por el operador, dependiendo del tipo de ducto. Los operadores, transportadores propietarios son diferentes para crudo, gas y derivados; en crudo: CENIT, OCENSA, ODL, ODC, BICENTENARIO, en derivados opera sólo CENIT y en que pasógas PROMIGAS, TGI, PROMIORIENTE, TRANSMETANO, TRANSOCCIDENTE, PROGASUR, COINOGAS) - CPC, CENIT.

Los transportadores de crudos formulan dos tipos de planes: el plan de transporte (5 años) y el programa de transporte (5 meses) que definen las condiciones de transporte.

Por su parte, la planeación del transporte de combustibles por medio terrestre no se constituye en una hoja de ruta para el desarrollo del sector de hidrocarburos, ni cuenta con proceso participativo o de involucramiento de los Agentes. Por el contrario, la UPME determina cuál es el volumen de combustible que no será transportado por medio de ductos y establece cuáles son los requerimientos técnicos para los proveedores de carrotaques que puedan llegar a suplir el servicio de transporte. Esta información técnica es entregada a Ecopetrol, quién se encarga del proceso licitatorio y contratación de los proveedores. En este sentido, el transporte terrestre es un acuerdo comercial entre partes.

En relación con gas, el Plan de Abastecimiento de Gas, se convierte en la hoja de ruta para la mejora de la infraestructura y el aseguramiento del abastecimiento a nivel nacional. Con base en los estudios elaborados por la CREG y la UPME, El Ministerio de Minas y Energía determina i) la conveniencia de incentivar la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro, y ii) la necesidad de establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de gas natural.

El Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural recomienda las obras que deben ejecutarse y entrar en operación en los próximos cinco años para asegurar el abastecimiento de gas en el mediano plazo en el país y para viabilizar el transporte del gas proveniente de las nuevas y futuras fuentes de suministro. De esta forma, los proyectos propuestos buscan asegurar el abastecimiento pleno en todos los nodos del Sistema Nacional de Transporte.

2.4. Aspectos socioambientales y factores condicionantes de los escenarios de crecimiento

Los impactos que los planes y sus proyectos asociados generan en el contexto socio ecológico tienen una relación muy importante con los factores que inciden en que ellos se expresen, es decir, los condicionantes asociados a los impactos.

Los condicionantes identificados siguieron, metodológicamente hablando, una secuencia similar a la desarrollada para el análisis de los efectos o impactos. Esta secuencia incluyó la perspectiva de expertos, tanto del equipo consultor, como de los representantes de las entidades consultadas en los talleres. Así mismo, se revisaron estudios y contenidos especializados y se realizaron discusiones interdisciplinarias.

Así surgieron con claridad los efectos e impactos que los proyectos de expansión ocasionarán en el medio socio ecológico y se desentrañaron las dinámicas que causan dichas implicaciones. Uno de los primeros factores que condicionan los escenarios de crecimiento sectorial corresponde a aquellas áreas en las cuales está prohibido su desarrollo, es decir aquellas áreas excluidas para la ejecución de este tipo de proyectos y aquellas que presentan una alta sensibilidad ambiental y por ello generan restricciones importantes para la expansión.

Estas áreas corresponden en su mayoría al Sistema Nacional de Áreas Protegidas cuyo funcionamiento se encuentra descrito en el Decreto 2372 de 2010. A continuación, se describen las áreas de exclusión y las zonas ambientalmente sensibles al desarrollo de infraestructura de transporte de hidrocarburos.

Áreas de exclusión

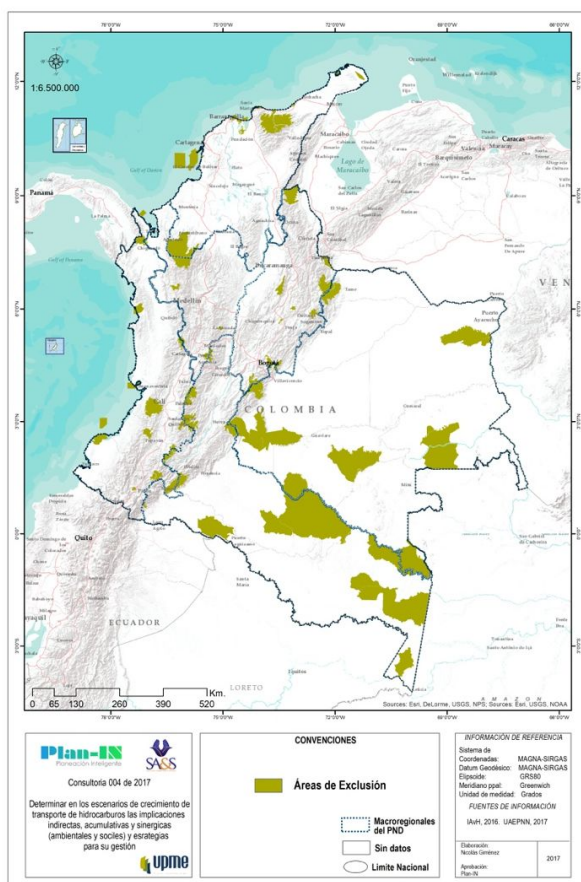
En el caso de ductos, estas áreas corresponden al Sistema de Parques Nacionales Naturales del país conformado por 59 áreas de conservación de carácter estricto y restrictivo para el desarrollo de cualquier proyecto, con un área aproximada de 12.602.320,7 hectáreas.

Zonas ambientalmente sensibles

Igualmente, aunque no de categoría estricta, hay otras áreas del Sistema Nacional Ambiental, que presentan restricciones para el desarrollo de proyectos del sector minero energético por su alta sensibilidad ambiental y la posibilidad de uso está condicionada por factores del manejo que deben ser pactados con las autoridades competentes.

En este sentido las zonas ambientalmente sensibles que afectan los escenarios de expansión se encuentran en las siguientes figuras de manejo:

Ilustración 29. Áreas de exclusión- Parques Nacionales Naturales



Fuente: IAvH 2016, UAEPNN 2017

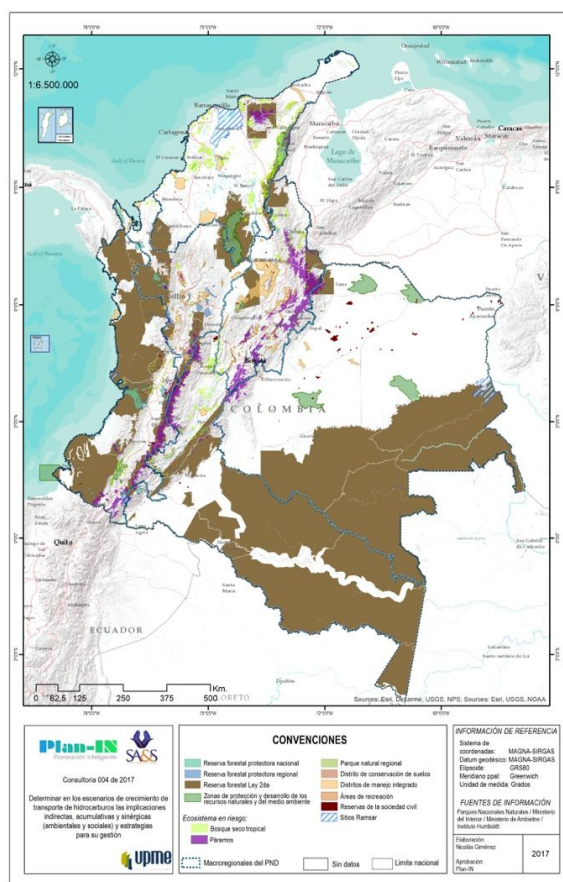
Sitios Ramsar: Definidos como humedales de importancia internacional, Colombia tiene actualmente 6 áreas designadas como sitios Ramsar, con una superficie de 708,684 hectáreas.

Páramos: este ecosistema implica un total de 2'906.137 ha clasificados en sectores (5), distritos (17) y complejos (36) y poseen exclusiones explícitas para el desarrollo de actividades minero-energéticas, específicamente minería y en la actualidad son objeto de un gran debate social en torno al tipo de actividades permitidas. Las principales consideraciones se encuentran definidas en las leyes 1450 de 2011 y 1753 de 2015 que adoptan los Planes de Desarrollo Nacionales y en la Sentencia C-035 de 2016.

Reservas Forestales Protectoras: corresponden a ecosistemas de bosque que mantienen su función, zonas de propiedad pública o privada que se reservan para destinarlas al mantenimiento y utilización sostenible de los bosques y demás coberturas naturales.

Reservas Forestales de Ley 2ª de 1959: Corresponden a siete áreas, están orientadas para el desarrollo de la economía forestal y protección de los suelos, las aguas y la vida silvestre. No son áreas protegidas, sin embargo en su interior se encuentran áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas – SINAP y territorios colectivos. El uso de estas áreas está condicionado a un proceso de sustracción de reserva, mientras los impactos sean viables en el mantenimiento de la función protectora o productora.

Ilustración 30. Zonas ambientalmente sensibles



Fuente: IAvH 2016, UAEPNN 2017

Parque Natural Regional: Los Parques Naturales Regionales se definen como un espacio geográfico en el que paisajes y ecosistemas estratégicos en la escala regional, mantienen la estructura, composición y función, así como los procesos ecológicos y evolutivos que los sustentan y cuyos valores naturales y culturales asociados se ponen al alcance de la población humana para destinarlas a su preservación, restauración, conocimiento y disfrute, siendo su reconocimiento, además de su reserva, delimitación, alinderación y administración competencia

de las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible, a través de sus Consejos Directivos. (Corte Constitucional:2017).

Distrito de Manejo Integrado de Recursos Naturales: según el decreto 2811 de 1974 entiéndase por Distrito de Manejo Integrado de los Recursos Naturales (DMI) un espacio de la biosfera que, por razón de factores ambientales o socioeconómicos, se delimita para que dentro de los criterios del desarrollo sostenible se ordene, planifique y regule el uso y manejo de los recursos naturales renovables y las actividades económicas que allí se desarrollen.

Áreas de Recreación: corresponden áreas con ecosistemas y paisajes de escala regional, que mantienen su función, con potencial de recuperación y cuyos valores se ponen al alcance de la población para su restauración y uso sostenible.

Distrito de Conservación de Suelos: área que se delimite para someterla a manejo especial orientado a la recuperación de suelos alterados o degradados o la prevención de fenómenos que causen alteración o degradación en áreas especialmente vulnerables por sus condiciones físicas o climáticas o por la clase de utilidad que en ellas se desarrolla.

Reservas de la Sociedad Civil: De acuerdo con la Ley 99 de 1993, estas reservas privadas son parte o el todo del área de un inmueble que conserve una muestra de ecosistema natural y sea manejado bajo los principios de sustentabilidad en el uso de los recursos naturales, excluyendo áreas en donde se exploten industrialmente recursos maderables, admitiéndose solo la explotación maderera de uso doméstico y dentro de parámetros de sustentabilidad.

Bosque Seco Tropical: es uno de los ecosistemas más amenazados del país, originalmente cubría más de 9 millones de hectáreas y hoy sólo queda el 8%. Este ecosistema se encuentra en seis regiones: el caribe, los valles interandinos de los ríos Cauca y Magdalena, la región Norandina en Santander y Norte de Santander, el valle del Patía, Arauca y Vichada en los Llanos (IAvH, 2017).

Zonas de protección y desarrollo de los recursos naturales y del medio ambiente: (Resolución 1628 de 2015) aplicando el principio de precaución, se les asigna esta categoría a las siguientes áreas: selvas transicionales de Cumaribo, Alto de Manacacías, Serranía de San Lucas, Serranía del Perijá, Sabanas y Humedales de Arauca y Bosques secos del Patía.

Los impactos, sus condicionantes y los indicadores identificados para las diferentes etapas de los proyectos que compondrían los escenarios de expansión, se resumen en los siguientes aspectos:

Transporte por carrotaques

Como hemos mencionado, el transporte por modo carretero en relación con la política de desarrollo sostenible del país contiene implicaciones que en la medida que se desarrollen las actividades se convierten en impactos:

Tabla 23: Impactos de la operación por carrotaques en relación con la política de desarrollo sostenible

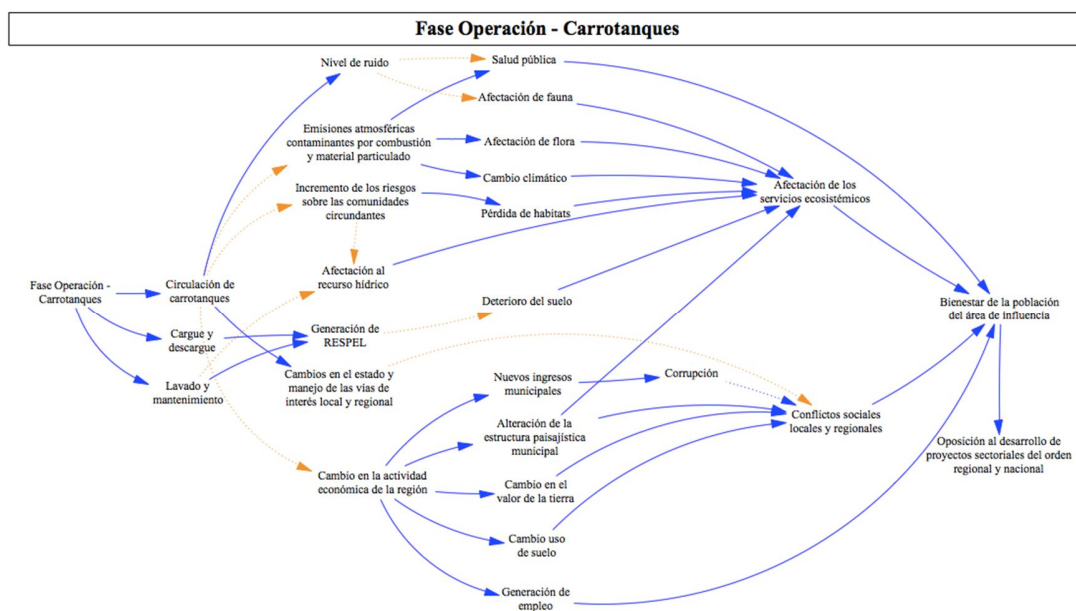
Impactos de la operación de carrotaques en relación con la política de desarrollo sostenible		
Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Impactos identificados
Condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los proyectos hacia su sostenibilidad	Emisiones de carbono bajas	Emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado Salud Pública
	Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática	Condición intrínseca al desarrollo del escenario
	Control de derrames y emisiones derivadas de la operación	Afectación al recurso hídrico
	Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo	Afectación de fauna Deterioro del suelo
Efectos que deben producir los proyectos para que el desarrollo sea sostenible	Prestación del servicio de manera eficiente y continua	Condición intrínseca al desarrollo del escenario
	Cobertura que atienda toda la demanda	Condición intrínseca al desarrollo del escenario
Contribución del sector al desarrollo sostenible	Proyectos que permitan la inclusión, la participación y reduzcan los conflictos a todos los niveles	Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes
		Conflictos sociales locales y regionales
		Cambio en la actividad económica de la región

Impactos de la operación de carrotranques en relación con la política de desarrollo sostenible		
Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Impactos identificados
	Asegurar los procesos para hacer frente a las dinámicas de la corrupción	No se identificaron impactos relacionados

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Las principales implicaciones en relación con la Política de Desarrollo Sostenible en operación por carrotranques tiene que ver con aspectos ambientales y su incidencia sobre los ecosistemas y las poblaciones humanas, haciendo de la gestión ambiental responsable el elemento central para viabilizar este tipo de operación. Con base en esto, es claro que la operación por carrotranques impacta varios aspectos relacionados con las características de sostenibilidad deseables y que se expresan en la siguiente red de implicaciones:

Ilustración 31. Red de implicaciones asociada a la operación por carrotranques



Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

Para entender la red de implicaciones y condicionantes, partimos del hecho que en operación de carrotranques hay tres actividades fundamentales que impactan las localidades y regiones:

- a. Circulación de carrotaques por vías del nivel primario, secundario y terciario
- b. El cargue y descargue de hidrocarburos inherente a la operación
- c. Lavado y mantenimiento de los carrotaques

Cada una de estas actividades tiene unos efectos importantes en las áreas donde se realiza la operación, estas afectaciones, como se observan en la red de implicaciones conllevan dinámicas que deben ser atendidas en el marco de los escenarios.

- a. Circulación de carrotaques por vías del nivel primario, secundario y terciario:** esta actividad implica emisiones de material particulado y gases de efecto invernadero a través del rodamiento por las vías y la combustión de hidrocarburos.

Así mismo, esta actividad incrementa los riesgos de las comunidades circundantes en tanto hace del tráfico pesado una condición en las rutas. Esto hace que vías asociadas a usos de comunidades rurales o áreas de interés turístico o vías de carácter regional se vean enfrentadas a otras dinámicas de flujo y las consecuentes dinámicas de accidentalidad.

Igualmente, la actividad genera cambios de uso importantes que impactan principalmente el estado de vías más frágiles como son las vías terciarias de interés local. Hay ejemplos claros en el país de los conflictos sociales suscitados por los daños acelerados por el tráfico pesado en vías donde solo habitualmente transitan comunidades locales.

La circulación habitual de los carrotaques también genera una dinámica adicional muy importante a lo largo de las vías: la proliferación de comercios de hospedaje, lavado de vehículos y restaurantes para conductores. Esto se constituye en un factor de cambio económico en las localidades a lo largo de las vías.

Este cambio, puede describirse con base en las evidencias que presenta la dinámica de transporte por carrotaques en el país y puede inferirse que genera impactos positivos sobre el territorio asociados a la generación de empleo en comercios asociados al tráfico vehicular y a nuevos recaudos en vías principalmente. Los impactos negativos más importantes tienen que ver con alteraciones al paisaje, cambios en el uso del suelo tradicional y alteraciones al valor del suelo.

Estas implicaciones del modo carretero de transporte de hidrocarburos impactan las condiciones de salud pública en tanto el ruido, el material particulado y las emisiones de gases de efecto invernadero, se incrementan en las localidades. Así mismo, estas características del modo de transporte afectan la fauna y la flora local y las condiciones específicas de los hábitats a lo largo de las vías.

Los efectos últimos de esta actividad del modo carretero se relacionan con la afectación de los servicios ecosistémicos que se prestan a nivel local y regional y el incremento de los conflictos sociales locales y regionales en torno a los corredores viales. Efectos estos que finalmente impactan el bienestar de la población del área de influencia que podría traducirse en una oposición al desarrollo de los proyectos de conducción de hidrocarburos en modo carretero.

- b. El cargue y descargue de hidrocarburos inherente a la operación:** las actividades de cargue y descargue de hidrocarburos, generan, especialmente para crudo, riesgos relacionados con derrames. Estos derrames que en gran medida no son extensos, ocasionan residuos peligrosos (RESPEL) que afectan el suelo.

Esto tiene una incidencia directa en las actividades humanas que se desarrollan en esos suelos, pero además en los hábitats asociados a flora y fauna. Finalmente, los residuos peligrosos impactan los servicios ecosistémicos que se prestan local y regionalmente y podrían tener que ver con la pérdida de bienestar de la población del área de influencia y posibles consecuencias en la oposición social que se genera al modo de transporte de hidrocarburos.

- c. Lavado y mantenimiento de los carrotanques:** esta actividad tiene implicaciones muy puntuales a lo largo de los ejes viales y está relacionado básicamente con el manejo de las aguas residuales y los residuos peligrosos que el lavado de carrotanques genera en áreas donde se presta el servicio a lo largo de los ejes viales y en los sitios de parqueo asociados a sitios de descargue.

El lavado en muchas de las áreas rurales de camiones y carrotanques tiene una dinámica no formal frente a las regulaciones y a su manejo y esto ocasiona que las aguas asociadas a los lavados se viertan directamente al suelo y a las fuentes de agua. La contaminación por sedimentos e hidrocarburos es una consecuencia local de la falta de control estatal sobre estos lavaderos.

Estas implicaciones para el caso de la operación por carrotanques, tienen una relación directa con las condiciones en las cuales se expresa la implicación. Estos condicionantes que hacen que la implicación se exprese de una u otra manera, contiene aspectos muy importantes de la forma cómo un impacto o implicación afecta a una localidad o a una región.

A continuación, las implicaciones directas e indirectas, los factores que la condicionan y los indicadores con que se les dará expresión espacial en el desarrollo de los escenarios y la medición de su sensibilidad, para la operación de transporte de hidrocarburos por carrotanques:

Tabla 24: Impactos y condicionantes que afectan la operación de transporte por carrozanque

Causas y posibles implicaciones en operación de carrozanques		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado	Calidad de las vías de acceso	Km de vías pavimentada por área del municipio
Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes	Las condiciones de orden Público de la comunidad	Índice de incidencia del conflicto armado
Afectación al recurso hídrico	Fragilidad al desabastecimiento hídrico	Índice de vulnerabilidad al desabastecimiento del recurso hídrico
Cambio en la actividad económica de la región	Desarrollo económico municipal y departamental	Importancia Económica Municipal
Salud Pública	Densidad poblacional	Densidad poblacional por municipio
Afectación de fauna	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Zonas ambientalmente sensibles
Deterioro del suelo	Afectación a zonas productivas	Mapa de cobertura de la tierra, áreas en uso agrícola
Conflictos sociales locales y regionales	Aumento accidentalidad	Lesiones en accidentes de tránsito por municipio

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Transporte por ductos

Como hemos mencionado, el transporte por ductos en relación con la política de desarrollo sostenible del país contiene implicaciones que en la medida que se desarrollen las actividades se convierten en impactos, estas implicaciones frente a los temas de política se expresan de la siguiente manera:

Tabla 25: Impactos y condicionantes del transporte por ductos en relación con la política de desarrollo sostenible

Impactos de los ductos en sus diferentes etapas en relación con la política de desarrollo sostenible		
Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Impactos identificados
Condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los proyectos hacia su sostenibilidad	Emisiones de carbono bajas	El transporte por ductos de hidrocarburos reduce sustancialmente las emisiones de GEI asociadas a dicha actividad.
	Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática	La conducción por ductos es considerada una infraestructura resistente a la variabilidad del clima por lo que reduce los riesgos en el transporte.
	Control de derrames y emisiones derivadas de la operación	Residuos peligrosos RESPEL
	Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo	Afectación de ecosistemas
Efectos que deben producir los proyectos para que el desarrollo sea sostenible	Prestación del servicio de manera eficiente y continua	Condición intrínseca al desarrollo del escenario
	Cobertura que atienda toda la demanda	Condición intrínseca al desarrollo del escenario
Contribución del sector al desarrollo sostenible	Proyectos que permitan la inclusión, la participación y reduzcan los conflictos a todos los niveles	Conflictos sociales locales y regionales
		Generación de expectativas
		Inversión y gestión a nivel local y regional
		Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional
		Afectación al patrimonio étnico y cultural
		Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes
		Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden

Impactos de los ductos en sus diferentes etapas en relación con la política de desarrollo sostenible		
Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Impactos identificados
		regional y nacional
		Afectación a comunidades étnicas
		Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional
		Cambios en la actividad Económica de la población
	Asegurar los procesos para hacer frente a las dinámicas de la corrupción	Corrupción

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

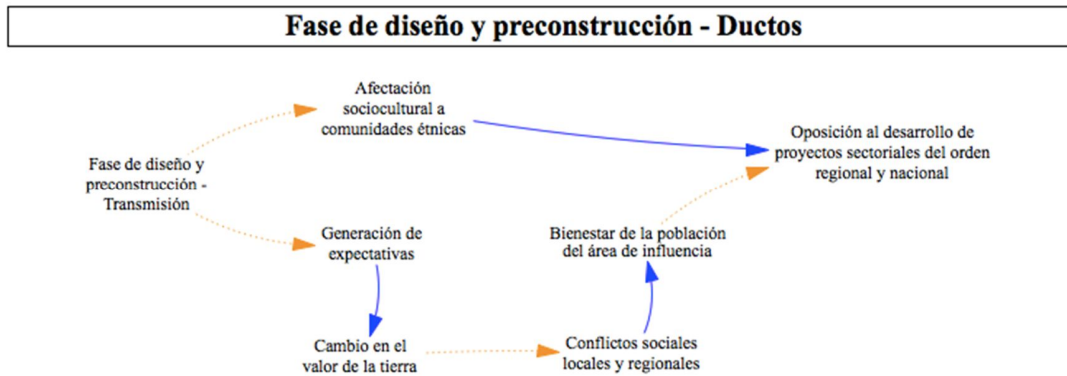
La mayor incidencia de impactos en las dinámicas de sostenibilidad significa que el transporte de hidrocarburos impacta de manera fundamental las condiciones de bienestar de las comunidades de las áreas de influencia pues presenta un espectro variado de incidencias, la mayor parte de las cuales representan dinámicas alteradoras de la cotidianidad y los modos de vida. Las implicaciones ambientales del transporte por ductos aparecen más reducidas que las relacionadas con las implicaciones sociales, en términos de sostenibilidad.

De acuerdo con esto existen diferencias en las redes de implicaciones para cada una de las etapas, a continuación, las describimos:

Etapa de preconstrucción

Las redes de implicaciones para el transporte por ductos en etapa preconstructiva se expresa de la siguiente manera:

Ilustración 32. Red de implicaciones en preconstrucción de ductos



Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

Durante la fase de preconstrucción dos son los impactos más significativos que se generan: por un lado, la afectación sociocultural a comunidades étnicas derivada de la inserción de proyectos en sus territorios, afectación que tiene que ver con la introducción de nuevas formas de uso y manejo en territorios culturalmente diferenciados y protegidos bajo fuero especial. La constitución de servidumbres y las lógicas asociadas a la introducción de un proyecto de estas características puede generar oposición al desarrollo del proyecto y con ello la inviabilidad misma de su ejecución.

De otro lado, la generación de expectativas ha sido señalada como el efecto más complejo en las etapas tempranas los proyectos, efecto que trae consecuencias muy importantes que pasan incluso por el cambio en el valor del suelo local. Estas expectativas en torno al valor que será pagado por efecto del derecho de paso, así como las plazas que se ofrecen de empleo durante la construcción de los proyectos y la operación, suelen ser factores de manejo difícil, que pueden afectar directamente su viabilidad, al constituirse en fuentes de conflicto local y regional.

Las implicaciones de los proyectos en fase de preconstrucción y construcción se centran de manera muy especial en las dinámicas sociales que se originan por las perturbaciones asociadas. Cabe aclarar que éstas no son de un orden menor y que comienzan a expresarse de manera cada vez más determinante para la realización de proyectos exitosos.

Los ejemplos recientes en Colombia, asociados a explotaciones mineras y petroleras especialmente, nos dan un indicio de la importancia de estas implicaciones para el desarrollo de los escenarios de expansión.

En la fase de preconstrucción, los siguientes son los impactos, condicionantes e indicadores más importantes que afectan el desarrollo de los planes de expansión relacionados con ductos:

Tabla 26: Implicaciones y condicionantes en preconstrucción de ductos

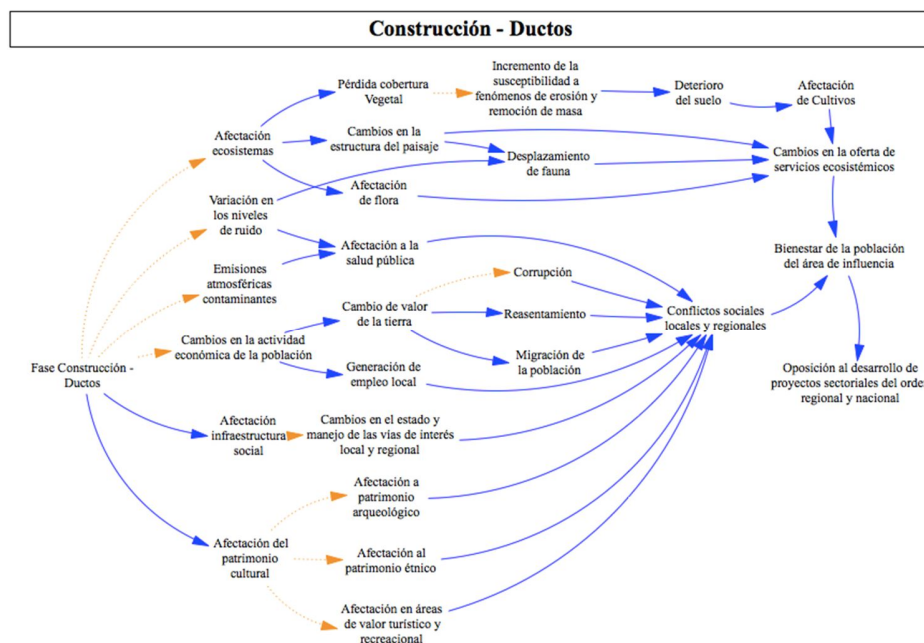
Causas y posibles implicaciones en preconstrucción de ductos		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Generación de expectativas	Niveles de pobreza y desatención del Estado altos	Índice de Pobreza Multidimensional
	Tasa de desempleo	Tasa de desempleo departamental
Conflictos sociales locales y regionales	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Zonas ambientalmente sensibles
	Superposición con otros proyectos	Acumulación de proyectos sobre una misma área
	Restitución de tierras	Densidad de solicitudes de restitución de tierras
Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional	Antecedentes municipales de acciones en contra de proyectos de interés regional y nacional	Municipios con antecedentes de consulta popular
Afectación a comunidades étnicas	Presencia de territorios étnicos	Territorios de comunidades étnicas

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Etapa de construcción

En la etapa de construcción se generan algunos de los impactos más visibles del transporte de hidrocarburos por ductos. Las implicaciones de esta fase se describen en el siguiente gráfico:

Ilustración 33. Red de implicaciones en construcción de ductos



Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

La construcción de ductos produce impactos o efectos muy claros sobre el ambiente en esta fase, lo que implica afectaciones directas asociadas al uso de la servidumbre y a la dinámica constructiva y de transporte de los materiales y equipos que se usarán.

La afectación a los ecosistemas por la apertura del derecho de vía y las obras necesarias implican pérdida de la cobertura vegetal, cambios en la estructura del paisaje que es atravesado por el ducto y afectación de la flora asociada. Estas implicaciones afectan la dinámica de los suelos y pueden incrementar los fenómenos de remoción y pérdida de suelos. Igualmente, la afectación de los ecosistemas genera alteraciones a los hábitats de flora y fauna y con ellos posibles afectaciones en la oferta de servicios ecosistémicos.

En la construcción de ductos, el control de emisiones asociadas a ruido, material particulado y gases producidos por combustión, relacionados con la maquinaria, tiene implicaciones de muy baja intensidad sobre la salud pública y de mayor importancia sobre las especies de fauna. Esto último es especialmente verificable en grupos como mamíferos y aves.

La construcción de ductos tiene también importantes consecuencias en la actividad económica de la localidad y la región. El establecimiento de campamentos, frentes de construcción, oficinas, la contratación de mano de obra local y la demanda de bienes y servicios, entre otras dinámicas impuestas por las actividades constructivas, genera cambios en la actividad económica de la

población. Eso se expresa en dos aspectos muy importantes, por un lado, en los cambios en el valor del suelo de las áreas que se ven afectadas y por el otro lado, en contratación de mano de obra local, dinamizadora de la economía.

Estos aspectos pueden tener efectos negativos en las dinámicas locales al ocasionar movimientos de población ya sea por atracción de personas hacia los sitios de construcción o por las presiones que se originan con el cambio del valor del suelo. Esto puede incidir en el incremento de los conflictos a nivel local y regional.

La construcción así mismo puede afectar la infraestructura social, especialmente lo que tiene que ver con vías que son usadas para el transporte de la maquinaria y los vehículos requeridos, en carreteras no tienen las especificaciones para el tráfico denso de estos vehículos. Casos relacionados con esta situación son persistentes en el ámbito colombiano.

Por último, la construcción afecta directamente el patrimonio cultural en tres de sus expresiones: en lo relacionado con la posible remoción y daño a vestigios prehispánicos e históricos protegidos por ley y valorados socialmente; en la afectación de áreas de valor cultural relacionadas con la diversidad cultural del país, protegida por fuero especial y la afectación de áreas de valor turístico y recreacional cuyo uso genera un valor muy específico a los grupos humanos. Esta última tiene una incidencia directa en el incremento de conflictos sociales en las localidades y regiones.

En la fase de construcción, los siguientes son los aspectos más importantes que afectan el desarrollo de los planes de expansión relacionados con ductos:

Tabla 27 Impactos y condicionantes en la construcción de ductos

Causas y posibles implicaciones en construcción de ductos		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Afectación de ecosistemas		Vulnerabilidad ambiental
	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Zonas ambientalmente sensibles
Variación en los niveles de ruido		En general se consideró como de afectación baja y relacionada con maquinaria del proceso constructivo, por lo que no se midió a través de indicadores
Emisiones atmosféricas contaminantes		En general se consideró como de afectación baja y relacionada con

Causas y posibles implicaciones en construcción de ductos		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
		maquinaria del proceso constructivo, por lo que no se midió a través de indicadores
Cambios en la actividad Económica de la población	Uso del suelo	Mapa de coberturas de la tierra, utilizando áreas agrícolas y plantaciones forestales
	Inversión social relacionada con la ejecución de los proyectos	Importancia Económica Municipal
Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional	Susceptibilidad de las vías municipales al deterioro por el tránsito de vehículos	Km de vías pavimentada por área del municipio
Afectación al patrimonio arqueológico	Existencia de patrimonio arqueológico	Áreas de valor arqueológico
Afectación al patrimonio étnico	Existencia de áreas de valor cultural de grupos étnicos susceptibles de ser afectadas	Existencia de territorios de origen étnico
Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional	Existencia de áreas de valor turístico y recreacional	Áreas de valor turístico y recreacional
Incremento de riesgo a fenómenos de erosión y remoción en masa	Susceptibilidad a fenómenos de erosión y remoción en masa	Susceptibilidad Virtual de Remoción en Masa
Corrupción	Transparencia del Gobierno	Índice de Gobierno abierto

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

En la etapa de construcción las implicaciones críticas tienen que ver con las acciones del manejo que permitan, por un lado, la reducción de impactos en temáticas socioambientales, con especial énfasis en la dinámica preventiva que impida algún daño a ecosistemas o especies sensibles y, por el otro, las derivaciones que estos impactos ambientales puedan generar en el malestar social frente al proyecto, por lo que será siempre muy importante evitar impactos como principio de intervención.

Etapa de operación

En la operación de ductos, fueron identificados, en conjunto por los expertos participantes del proceso, los condicionantes e impactos que se muestran en la Ilustración 34.

La operación de ductos trae varias implicaciones relacionadas con el contexto muy particular colombiano:

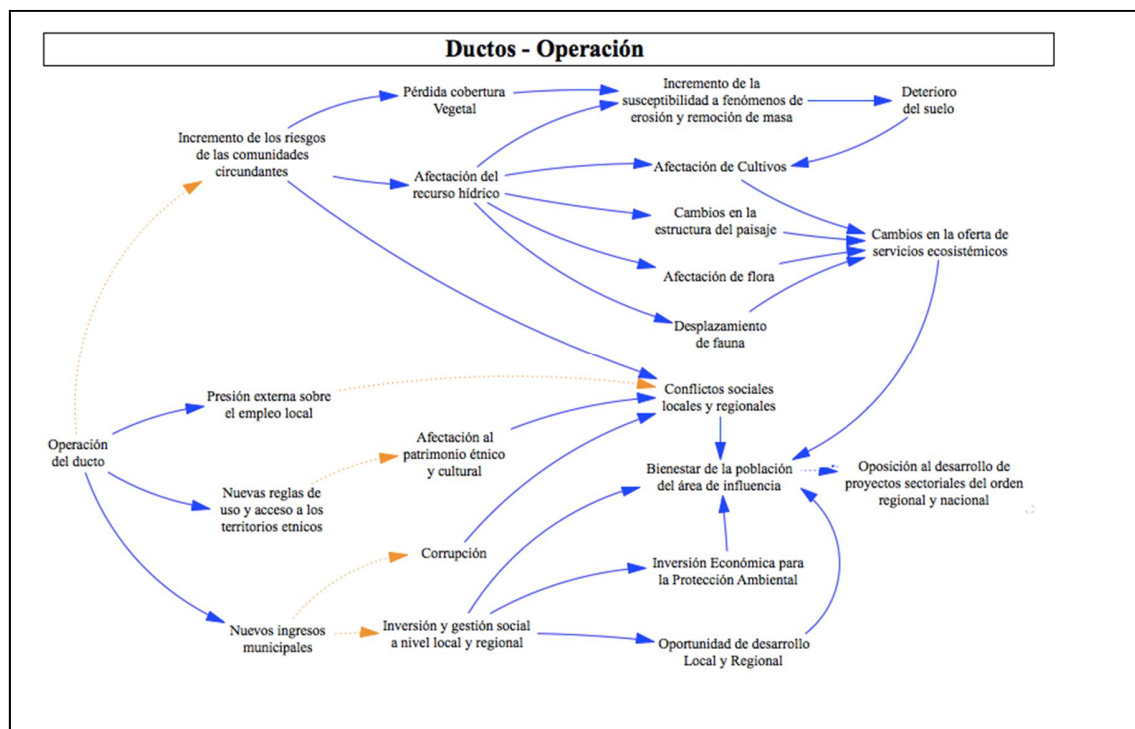
En primer lugar, las condiciones de orden público y las dinámicas asociadas con delincuencia común y organizada hacen de ciertas actividades y localidades blancos de las actividades ilegales. Las acciones de terceros a infraestructura de transporte de hidrocarburos, atentados terroristas y robo de hidrocarburos principalmente han sido una constante en algunos de los sistemas de transporte del país. Esto ha generado condiciones de riesgo a las comunidades circundantes quienes han visto peligrar sus bienes y sus vidas, sin que sea una situación remediada de manera satisfactoria. En este sentido, la operación de ductos incrementa los riesgos de las comunidades circundantes al exponer la vida y los bienes de estas comunidades a actos ilegales de terceros que han hecho de los ductos su objetivo.

Dos efectos claros se observan en este tipo de acciones; la pérdida de coberturas, incluyendo los bienes y áreas asociadas a comunidades y su consecuente pérdida de suelos aptos para sus labores y la relacionada con la contaminación de fuentes hídricas, de las cuales depende el ecosistema en su conjunto.

De otro lado, otros impactos de la operación de ductos tienen que ver con aspectos de impacto local como son la presión externa sobre el empleo, específicamente la atracción de población por las expectativas de empleo que compite y presiona a la población local en sus plazas laborales, lo que ha sido una complejidad de manejo en la historia de los proyectos en Colombia.

La afectación permanente a los territorios asociados a grupos étnicos por las nuevas reglas de uso y manejo que se imponen con la servidumbre, las actividades preventivas y correctivas asociadas a la operación y las estaciones del oleoducto, también son algunos de los impactos más claros en la vida útil de los proyectos. Suelen ser fuente permanente de conflictos en la manera que reconfiguran la forma de uso y acceso al territorio étnico.

Ilustración 34. red de implicaciones en etapa de operación de ductos



Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

Otra implicación importante asociada al tema de transporte de hidrocarburos por ducto se encuentra en la tradición de inversión social que posee esta industria y que genera a lo largo de la construcción y la vida útil de los proyectos, dinámicas a favor de las comunidades locales. Esto genera impactos positivos en el desarrollo social lo que redundaría en el bienestar de la población. Igualmente, un impacto no deseado se podría generar en relación con la corrupción que está anidada en las localidades y la región: en la medida que se incrementan las interacciones locales y regionales en torno a decisiones, permisos y trámites de los proyectos, se pueden generar condiciones para que presiones indebidas, malos manejos de los recursos públicos y otras dinámicas de la corrupción se incentiven en torno al proyecto.

En resumen, las principales implicaciones, condicionantes e indicadores relacionados con las etapas operativas de los diferentes proyectos asociados a ductos para transporte de hidrocarburos son:

Tabla 28 Impactos y condicionantes que afectan la fase de operación de ductos

Causas y posibles implicaciones en operación de ductos		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes	Condiciones de orden público	Índice de incidencia del conflicto armado
Afectación al patrimonio étnico y cultural	Posibilidad de afectación al patrimonio étnico y cultural	Existencia de territorios de origen étnico y cultural
Corrupción	Transparencia del Gobierno	Índice de Gobierno abierto
Inversión y gestión a nivel local y regional	Cambio en la inversión social	Índice de Desempeño fiscal
		Índice de desempeño integral
Conflictos sociales locales y regionales	Pobreza y desigualdad	Pobreza multidimensional

Fuente: Unión Temporal Plan-in SA&S

Durante la operación, los temas críticos del manejo son los relacionados con las condiciones de bienestar de las poblaciones asentadas en las áreas de influencia, aquí el manejo de una operación responsable, de bajo impacto y que atienda los efectos del proyecto a largo plazo serán críticas para un ambiente favorable.

Es tal vez en esta etapa cuando se requiere un trabajo más fuerte de comunicación y manejo ambiental de cara a los grupos humanos afectados por el desarrollo del proyecto.

2.5. Definición de categorías de sensibilidad a las relaciones condicionadas

Desde la dinámica de trabajo descrita, a cada uno de los impactos o efectos analizados, le corresponde uno o varios condicionantes que definen las dimensiones y las dinámicas que posibilitan el comportamiento de este efecto en el entorno. Dichos condicionantes pueden ser medidos a través de indicadores que dan cuenta de la magnitud y expresión de estos condicionantes.

Desde esta perspectiva, los indicadores expresan las dinámicas positivas o negativas que afectan el manejo de los proyectos y la forma cómo estos se insertan en el territorio. Estos grados de sensibilidad sobre los cuales se expresan los indicadores, son la característica principal para analizar los grados de dificultad o favorabilidad sobre los cuales los planes de expansión y los proyectos que los componen pueden desenvolverse.

A continuación, se describen los indicadores y la sensibilidad que imprime su característica positiva o negativa frente al impacto o efecto en las dinámicas socio ecológicas:

2.5.1. Generación de expectativas

Un tema que diferenciar en la lógica de trabajo en los proyectos está en no confundir expectativas altas de las comunidades en torno a los propósitos empresariales, con expectativas irracionales. Las comunidades en Colombia cada vez están demandando más una relación comunidades – empresa que genere vínculos más significativos en torno al desarrollo y el bienestar de las poblaciones.

Ha sido una constante en el desarrollo de proyectos que una mala gestión de expectativas de la comunidad se vea reflejada en situaciones de hecho tales como paros, huelgas, cierres del proyecto, problemas reputacionales, entre otros. La generación de expectativas desmedidas frente a la ejecución de proyectos es tal vez una de las consideraciones del manejo más importantes en los proyectos actuales en Colombia. La larga historia de desatención por parte del Estado en ciertas localidades, las condiciones de pobreza y miseria perpetuadas en el tiempo, así como la falta de oportunidades laborales inciden directamente en este efecto de los proyectos.

Coincidentalmente, gran parte de los proyectos del sector minero energético se desarrollan en zonas de difícil acceso y con carencias en el desarrollo y el bienestar importantes. Por ello, los pobladores ven en los proyectos la solución a las carencias acumuladas históricamente. Como es obvio, los proyectos no incluyen la resolución de estas problemáticas y su redistribución de beneficios es limitada. De otro lado, hay también evidencia que grupos de personas que teniendo solvencia económica y poder, se oponen al paso de los proyectos por sus predios, aunque esto suele ser menos frecuente en las dinámicas locales y regionales.

La sensibilidad de este impacto está dada por las características de pobreza y del empleo local que permiten evidenciar que mientras más altas sean estas problemáticas de pobreza y empleo en el municipio, es de esperarse un impacto más alto asociado a expectativas en torno al proyecto y su derivación en conflictos sociales y oposición al proyecto.

Dos son los indicadores que nos permiten comprender cómo se expresa espacialmente la probabilidad del impacto y por lo tanto las alertas tempranas que pueden generarse en las áreas geográficas del país:

- a) **Índice de Pobreza Multidimensional:** El IPM, es una investigación que permite recoger información sobre diferentes dimensiones y variables del bienestar de los hogares. Se incluyen variables relacionadas con las condiciones educativas del hogar, las condiciones de la niñez y juventud, trabajo, salud y acceso a servicios públicos domiciliarios y condiciones de la vivienda. En Colombia es medido por el DANE.
- b) **Tasa de desempleo departamental:** Es un indicador medido por el DANE que explica la participación de cada uno de los departamentos en el desempleo del país. Como tal indica las zonas donde el mercado laboral está teniendo incongruencias entre oferta y demanda.

A continuación, una breve descripción del impacto, sus condicionantes y la sensibilidad que expresa:

Tabla 29 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Generación de expectativas	Niveles de pobreza y desatención del Estado altos	Municipios con niveles de pobreza altos y baja atención del Estado generan mayores expectativas sobre inversión de los proyectos que llegan a sus territorios lo que puede derivar en problemas y conflictos sociales.
	Tasas de desempleo altas generan mayores expectativas frente al desarrollo de proyectos que se enclavan en los territorios	Municipios con altas tasas de desempleo generan mayores expectativas sobre contratación de mano de obra, esto implica posibilidad de presiones sociales a los proyectos y desbalances de costos no previstos.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.2. Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos

La Constitución de 1991 resaltó la diversidad étnica y cultural en el país para proteger las minorías culturales de su desaparición como Pueblos. En el país existen cerca de 84 etnias indígenas cercanas al 3,3% de la población y más de cuatro millones de afrodescendientes que conforman un poco más del 10% de la población colombiana, según el Censo de 2005. Los territorios titulados a estos grupos ocupan el 30% del área territorial de Colombia.

Estos grupos, sus comunidades y sus territorios están protegidos con una serie de normas tendientes a garantizar la identidad especial de las comunidades, un fuero jurisdiccional,

propiedad colectiva de sus tierras y gobiernos según sus propios usos y costumbres, siempre y cuando no desborden la Constitución y las leyes. Estos derechos tienen una relación directa con la apertura de espacios de inclusión y participación a grupos tradicionalmente discriminados, como lo son las minorías culturales.

La diversidad cultural como pilar de la Nación y la protección y el respeto de esa diversidad son las que inspiran la discriminación positiva en la ley a estos grupos y a sus culturas por lo que la intervención de cualquier proyecto relacionado con estos territorios deberá propender por el mantenimiento de la integridad cultural, social y económica de estos grupos.

El indicador más claro de esta sensibilidad se encuentra en los territorios legalmente constituidos que contienen la mayor parte de las expresiones de la diversidad cultural del país.

Resguardos Indígenas y Tierras de Comunidades Negras: áreas reservadas para la protección de la integridad cultural, económica y social de los grupos étnicos del país que gozan de protección especial. La Consulta previa es el mecanismo fundamental para el acuerdo sobre el uso en este tipo de áreas. La generación de impactos en estas áreas está condicionada a la protección de la integridad de dichos grupos.

A continuación, una síntesis de la dinámica que presenta este condicionante:

Tabla 30 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos	Existencia de territorios étnicos	La presencia de comunidades de origen étnico condiciona las transformaciones que un proyecto define sobre un área determinada. La limitación al desarrollo de actividades tradicionales de grupos étnicos, especialmente relacionadas con las servidumbres impuestas y la ocupación de terrenos por obras de infraestructura asociadas a la expansión, genera cambios al uso tradicional que pueden generar conflictos sociales al proyecto.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.3. Conflictos sociales locales y regionales

Cambios significativos en el ejercicio ciudadano se vienen presentando desde la constitución de 1991. En la actualidad, los ciudadanos están escalando su presencia en la toma de decisiones y un nuevo escenario de ascenso social en la toma de decisiones del Estado y las empresas, lo

que implica que las formas aprendidas de adelantar la gestión socio ambiental de las empresas ya no sean tan útiles para afrontar el contexto.

Los conflictos son parte inherente del desarrollo de las sociedades, que en gran medida encuentran allí una fuente de cambio y de transformación. Estos se generan fundamentalmente en las dificultades que experimentan los grupos y personas para tramitar los diferentes intereses y se expresan específicamente en dinámicas contrarias entre subgrupos o facciones. El conflicto puede extenderse a las instituciones de la sociedad como las empresas, en relación con las comunidades de sus entornos, por la aparición de intereses y dinámicas que no son necesariamente compatibles.

Los conflictos sociales, en torno a propósitos empresariales, se pueden expresar por varios aspectos:

- a) Los relacionados con zonas ambientalmente sensibles que por las condiciones de la prestación de servicios ecosistémicos y la importancia social presentan un valor para las localidades y las regiones y con ello determinan incongruencias en las pretensiones de uso.
- b) La superposición con otros proyectos, relacionados con la intencionalidad en un mismo territorio de superponer varios proyectos ya sea de infraestructura, mineros o de hidrocarburos, lo que ocasiona sinergias de afectaciones en un mismo territorio y una misma población.
- c) La restitución de tierras asociada de manera muy específica con las condiciones del conflicto interno colombiano y que hará parte de las dinámicas de reparación de víctimas. Aunque en la legislación vigente la restitución de tierras contempla los casos específicos de proyectos de interés nacional y plantea que no existen incongruencias para el desarrollo de estos últimos, es cierto que es un tema sensible y complejo que apareja diferencias claves entre intereses distintos.

A continuación, se sintetizan las diferentes expresiones que serán medidas en relación con la sensibilidad del escenario:

Tabla 31. Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Conflictos sociales locales y regionales	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Áreas con restricciones al uso por condiciones ambientales que pueden incidir directamente en la viabilidad o incluso en la aceptación

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
		social del proyecto por la prestación de servicios ecosistémicos valorados socialmente.
	Superposición con otros proyectos	A mayor número de proyectos que se insertan en una región dada, mayores impactos y afectaciones acumuladas que generan malestar social.
	Restitución de tierras	Densidad de solicitudes de restitución de tierras sobre un mismo sector, que podría generar superposición con intereses empresariales y con ello dinámicas excluyentes de los proyectos del escenario.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.4. Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional

En Colombia se ha venido asistiendo de manera creciente a movimiento sociales, de carácter local y regional que se oponen al desarrollo de proyectos, especialmente del sector minero energético. Mas allá de los conflictos sociales que surgen entre propósitos comunitarios y empresariales, la oposición ha proyectos ha tomado matices públicos al convertirse en instrumento de consulta formales de las localidades frente a la toma de decisiones de la nación y la región.

Sin duda algo que ha incentivado dicha oposición ha sido la nueva distribución de las regalías a partir del año 2011, cuando se creó un sistema muy lento y dispendioso para que los recursos lleguen a las regiones y se redujo la incidencia local en la forma de uso y disposición. Una de las inquietudes mayores implicadas en este debate es de qué manera afectarán a la economía nacional las consultas populares.

En el caso de las consultas populares a nivel distrital, departamental, municipal o local, la decisión de convocarlas no es tomada por el presidente sino por los Gobernadores y alcaldes, según sea el caso, para lo cual no se debe acudir al Congreso para que éste la respalde, sino que los

gobernadores o alcaldes deben cumplir ciertos requisitos que están claramente definidos en el estatuto general de la organización territorial.

En el caso de las consultas populares a nivel distrital, departamental, municipal o local, la decisión de convocarlas no es tomada por el presidente sino por los Gobernadores y alcaldes, según sea el caso, para lo cual no se debe acudir al Congreso para que éste la respalde, sino que los Gobernadores o alcaldes deben cumplir ciertos requisitos que están claramente definidos en el Estatuto general de la organización territorial.

La sensibilidad para este impacto se puede describir de la siguiente manera:

Tabla 32 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional	Antecedentes municipales de acciones en contra de proyectos de interés regional y nacional	La existencia de antecedentes de acciones de las comunidades en contra de proyectos de interés regional o nacional genera propensión a la oposición a nuevos proyectos en la medida que muestra un desgaste social frente a los impactos acumulativos y sinérgicos que se han originado en ese territorio.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.5. Afectación de ecosistemas

El país ha definido una serie de áreas que por su carácter presentan limitaciones al uso en relación con los servicios ambientales y los bienes de interés público representado en sus ecosistemas que pueden convertirse en limitantes concretos al desarrollo de los proyectos.

Aunque no de categoría estricta, hay otras áreas del Sistema Nacional de Areas Protegidas que presentan limitantes para el desarrollo de proyectos del sector minero energético y la posibilidad de uso está condicionada por factores del manejo que deben ser pactados con las autoridades competentes.

En este sentido, las áreas que presentan limitaciones a los escenarios de expansión se encuentran en las siguientes figuras de manejo:

- Sitios Ramsar
- Páramos
- Reservas Forestales Protectoras
- Reservas Forestales de Ley 2ª de 1959
- Parque Natural Regional
- Distrito de Manejo Integrado de Recursos Naturales
- Áreas de Recreación
- Distrito de Conservación de Suelos
- Reservas de la Sociedad Civil
- Bosque Seco Tropical
- Zonas de protección y desarrollo de los recursos naturales y del medio ambiente

La sensibilidad de los condicionantes se expresa de la siguiente manera para los indicadores en la etapa de construcción:

Tabla 33 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en construcción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación de ecosistemas	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Afectación de coberturas que impliquen alteraciones a un ecosistema sensible.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.6. Cambios en la actividad Económica de la población

Los cambios en los usos del suelo son uno de los factores que generan mayor dificultad por parte de las localidades al asumir nuevos proyectos en sus territorios. Colombia presenta una dinámica en torno a los usos del suelo que van desde los más tradicionales, con intensidades bajas de uso, hasta usos urbanos, industriales y agroindustriales caracterizados por altas intensidades de uso.

En la medida que las transformaciones propuestas por el proyecto generan mayor incongruencia con los usos tradicionales del suelo, el impacto sobre los territorios es más difícil de gestionar y más conflictivo frente a las poblaciones locales.

La sensibilidad de estos condicionantes está dada por las transformaciones a usos tradicionales que se pueden generar con el desarrollo de los proyectos.

Tabla 34 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en construcción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Cambios en la actividad Económica de la población	Uso del suelo	Cambios en los usos del suelo más tradicionales, relacionados con la producción agropecuaria y el uso de servicios ecosistémicos son más susceptibles a entrar en conflicto con los usos relacionados con las dinámicas de los proyectos

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.7. Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional

El déficit de vías en el país es uno de los más altos de la región, la escasez histórica de este tipo de infraestructura ha generado una alta valoración social de las vías. El tránsito por vías del orden secundario y terciario asociado a las compañías es visto como un factor negativo por las comunidades y no existen responsabilidades asignadas en el tema que actúen como un marco de referencia entre empresas y comunidades.

El tema de las vías es un tema que es necesario regular con urgencia, no hay responsables claros y en la historia de la evaluación de impactos hay indicios que es un efecto por cuantificar y medir, reconocido por la sociedad, motivo de conflicto y de puja entre comunidades y empresas.

La mayor incidencia se da en etapas constructivas y de operación donde estas vías pasan a ser sujetos de alto tráfico de maquinaria pesada que incide directamente sobre su estado y sobre la seguridad.

La sensibilidad en estos condicionantes está dada por el estado general de las vías municipales y sus susceptibilidades a los cambios. A continuación, la descripción del impacto y las características de su sensibilidad:

Tabla 35 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional	Susceptibilidad de las vías municipales al deterioro por el tránsito de vehículos	Los tipos de accesos (vías) suelen ser bienes muy valorados por las comunidades locales y por las regiones pues por ellas transitan los productos y las gentes que hacen parte de los circuitos urbano-regionales. Mientras más precarias sean las vías de interés local y regional, más susceptibles son a la generación de conflictos por uso en competencia con los proyectos de la expansión.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.8. Afectación al patrimonio arqueológico

Según la ley en lo que respecta a la materialidad del patrimonio arqueológico, hacen parte del patrimonio arqueológico los muebles e inmuebles originarios de culturas desaparecidas, los pertenecientes a la época colonial, los restos humanos y orgánicos relacionados con estas culturas, los elementos geológicos y paleontológicos relacionados con la historia del hombre y sus orígenes, al igual que un conjunto de bienes establecidos en tratados internacionales aprobados por el país mediante leyes de la República.

Del mismo modo hacen parte del patrimonio arqueológico y en consecuencia están cubiertos por el mismo régimen de protección y restricción, los bienes del denominado patrimonio cultural sumergido que correspondan a cualquiera de las características, orígenes, épocas de creación antes señalados.

Cuando se programe la realización de obras en proyectos de minería, hidrocarburos, embalses o proyectos de infraestructura en cualquier clase de zona, la licencia ambiental o cualquier tipo de autorización en materia ambiental que llegue a requerir la obra no puede otorgarse si previamente no se realizaron los estudios de prospección y valoración de carácter arqueológico. Las principales implicaciones que medir se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 36 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación al patrimonio arqueológico	Existencia de patrimonio arqueológico	Afectación a patrimonio de valor arqueológico o histórico protegido por la ley colombiana

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.9. Afectación al patrimonio étnico

Las discusiones sobre las situaciones nuevas de manejo que van a ser incorporadas a los territorios étnicos a raíz de los propósitos empresariales en torno al escenario deben ser objeto de análisis y reflexión desde una perspectiva intercultural pues no solamente los proyectos contemplados introducen nuevas reglas sobre los recursos y los territorios étnicos, sino que son elementos de reconfiguración sociocultural.

La inserción de los proyectos de interés del escenario debe constituirse desde la lógica del mantenimiento de las culturas tradicionales. En efecto, la Consulta Previa es además de un derecho fundamental de los pueblos indígenas y tribales, un mecanismo previsto en un tratado internacional ratificado por Colombia en 1991¹², y el cual ha sido definido por el juez Constitucional como norma prevalente (de igual jerarquía que la Constitución) y parte del “bloque de constitucionalidad”.

En este orden de ideas, los procesos de Consulta Previa son susceptibles de revisión por parte del juez de tutela y de la Corte Constitucional.

¹² El Convenio 169 de la OIT fue introducido en el ordenamiento jurídico colombiano a través de la ley 21 de 1991. En términos generales, en Colombia los tratados internacionales integran el ordenamiento jurídico colombiano con el rango de las leyes que los aprueban (generalmente ordinarias), salvo cuando se trate de tratados que “reconocen derechos humanos y que prohíben su limitación en los estados de excepción”, los cuales son normas prevalentes (de igual jerarquía que la Constitución) e integran el “bloque de constitucionalidad”. Ver sentencia SU-039 de 1997, M.P. Antonio Barrera Carbonell

Tabla 37 Sensibilidad asociada al condicionante socio ambientales en construcción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación al patrimonio étnico	Existencia de áreas de valor cultural de grupos étnicos susceptibles de ser dañadas	Áreas constitutivas de la integridad cultural de los grupos étnicos como sitios sagrados, áreas de producción, zonas de provisión de recursos, etc. que ha dicho la ley colombiana, son constitutivas de la integridad de los grupos.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.10. Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional

Las localidades y regiones tienen condiciones especiales para la actividad turística, como, por ejemplo, la presencia de atractivos turísticos naturales y/o culturales, singularidad de paisaje o belleza escénica, que suelen ser altamente valorados y que se constituyen en muchos casos en dinámicas excluyente al desarrollo de proyectos del sector minero energético dadas las irrupciones al paisaje y a su disfrute que puede constituir un proyecto lineal como los que se examinan aquí.

Reconocer la presencia de elementos (naturales y/o culturales) que cuenten con un alto valor simbólico para la comunidad y que además sean capaces de atraer flujo de visitantes y turistas implica comprender problemáticas de sensibilidad local al desarrollo de proyectos.

A continuación, se describen los aspectos de sensibilidad que se analizarán para el desarrollo del escenario:

Tabla 38 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en construcción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional	Existencia de áreas de valor turístico y recreacional	El desarrollo de proyectos genera transformaciones en las dinámicas culturales protegidas per se, lo que implica observaciones cuidadosas a las dinámicas culturales y al desarrollo de consultas previas.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.11. Corrupción

La dispersión en Colombia de trámites, permisos, recaudos y otras dinámicas asociadas a los proyectos genera susceptibilidad a incrementos en los índices de corrupción que agobian al país. El Índice de Gobierno Abierto (IGA) es un indicador sintético que mide el cumplimiento de normas estratégicas anticorrupción. Se entiende como normas estratégicas anticorrupción aquellas disposiciones que buscan implementar medidas preventivas en el sector público en el marco de las Convenciones Interamericana y de Naciones Unidas de Lucha Contra la Corrupción.

Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), un Gobierno Abierto es aquel que presenta tres características principales: transparencia, accesibilidad y receptividad. Por lo tanto, un gobierno abierto requiere de una gestión de la información que permita que haya un alto grado de fluidez libre de información dentro de la organización.

Municipios con menor índice de gobierno abierto pudieran ser más sensibles al aumento en la corrupción que las dinámicas nuevas de inserción de proyectos generan localmente.

A continuación, se describen las principales características de sensibilidad asociadas al impacto y la medición de la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 39 Sensibilidad asociada a los condicionantes socio ambientales en construcción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Corrupción	Transparencia del Gobierno	Administraciones municipales con mayor transparencia son menos susceptibles a actos de corrupción

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.12. Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes

En primer lugar, las condiciones de orden público y las dinámicas asociadas con delincuencia común y organizada hacen de ciertas actividades y localidades blancos de las actividades ilegales. Las acciones de terceros a infraestructura de transporte de hidrocarburos, principalmente atentados terroristas y robo de hidrocarburos, han sido una constante en algunos de los sistemas de transporte del país. Esto ha generado condiciones de riesgo a las comunidades circundantes quienes han visto peligrar sus bienes y sus vidas, sin que sea una situación remediada de manera satisfactoria. En este sentido la operación de ductos incrementa los riesgos de las comunidades circundantes al exponer la vida y los bienes de estas comunidades, a actos ilegales de terceros que han hecho de los ductos su objetivo.

Dos efectos claros se observan en este tipo de acciones; la pérdida de coberturas, incluyendo las asociadas a comunidades y su consecuente pérdida de suelos y la relacionada con la contaminación de fuentes hídricas de las cuales depende el ecosistema en su conjunto.

A continuación, se describen los aspectos relacionados con la sensibilidad asociada a este impacto:

Tabla 40 Sensibilidad asociada a los condicionantes socio ambientales en operación

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de operación		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes	Condiciones de orden público	Incremento de amenazas de acciones de terceros sobre la infraestructura generan riesgos a las comunidades circundantes y a los servicios ecosistémicos de los que dependen
	Accidentalidad	Incremento de vehículos de carga pesada en vías de interés comunitario y de alto tráfico generan riesgos a las comunidades que tienen usos viales asociados al bajo tráfico

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.13. Emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado

Como se ha mencionado, una de las características más importantes de la circulación de carrotanques por vías del nivel primario, secundario y terciario son las emisiones de material particulado y gases de efecto invernadero a través del rodamiento por las vías y la combustión de hidrocarburos.

Esta condición es especialmente importante en áreas con condiciones de calidad de aire y vías en mal estado que se agravan por el tránsito vehicular. La sensibilidad de este impacto y sus condicionantes se puede describir de la siguiente manera:

Tabla 41 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en operación

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de operación		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado	Calidad de las vías de acceso	Las vías sin pavimentar generan mayor cantidad de emisiones atmosféricas que en los proyectos relacionados con transporte de hidrocarburos por modo carretero son críticas.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.5.14. Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional

La actividad de rodamiento de carrotaques y maquinaria asociada a la construcción incrementa los riesgos de las comunidades circundantes en tanto hace del tráfico pesado una condición en las rutas. Esto hace que vías asociadas a usos de comunidades rurales o áreas de interés turístico o vías de carácter regional se vean enfrentadas a otras dinámicas de flujo y las consecuentes dinámicas de accidentalidad.

Igualmente, la actividad genera cambios de uso importantes que impactan principalmente el estado de vías más frágiles como son las vías terciarias de interés local. Hay ejemplos claros en el país de los conflictos sociales suscitados por los daños acelerados por el tráfico pesado en vías donde solo habitualmente transitan comunidades locales.

Las características de sensibilidad están dadas por:

Tabla 42 Sensibilidad asociada a los condicionante socio ambientales en preconstrucción

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de operación		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional	1. Tipo de vía: primarias secundarias terciarias 2. Frecuencia de circulación 3. Pavimentada 4. Precipitaciones	Presión por incremento de tráfico pesado de vehículos en vías de las cuales dependen las comunidades locales y los municipios. Estas presiones suelen estar asociadas a daños en el estado de las vías que causan un gran malestar social

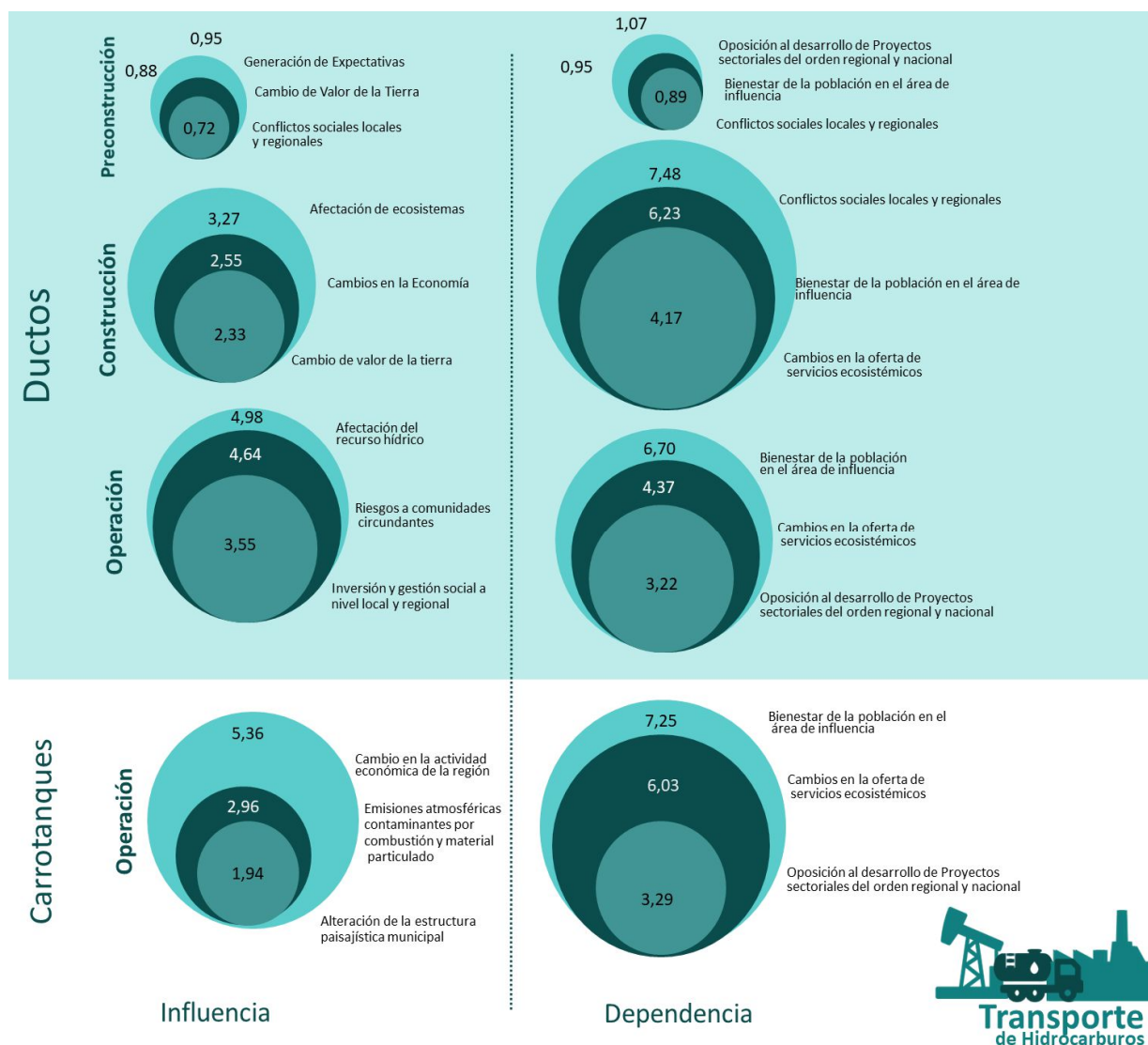
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.6. Influencias y dependencias

El análisis de influencias y dependencias es una actividad analítica sobre las redes de implicaciones construidas, que permite generar dos ranking's. En el primero, se tiene el ranking de los efectos esperados, mientras que, en el segundo, se tiene el ranking de prioridades de gestión, en ambos casos, para el desarrollo de cada una de las fases que se establezcan en un proyecto.

El ranking de los efectos esperados viene de las dependencias identificadas en las redes y el ranking de prioridades de gestión viene de las influencias identificadas en las redes (Ilustración 35).

Ilustración 35. Influencias y dependencias red de transporte de hidrocarburos



Fuente: Plan-IN & SAS&S, 2017

Acorde con el análisis anterior, se determinó para ductos:

- En la fase de preconstrucción las implicaciones que mayor influencia tienen sobre los efectos indirectos y acumulativos son en su orden:
 1. La generación de expectativas
 2. El cambio en el valor de la tierra



Es decir que la gestión previa de las instituciones y empresas debe centrarse en controlar estas dos implicaciones, las cuales están asociadas a los niveles de pobreza y desatención del estado, así como a la tasa de desempleo. En esta medida se deberán priorizar acciones preventivas para mejorar estos indicadores en las aquellas áreas que se presenten altas sensibilidades y paralelamente sean parte del escenario de expansión para poliductos o gasoductos.

Como efectos más dependientes se identificaron la oposición al desarrollo de proyectos sectoriales de orden regional y nacional, un cambio en el bienestar de la población en el área de influencia y los conflictos sociales locales y regionales.

- En la fase de construcción, el análisis del ranking de prioridades de gestión para construcción de los ductos prioriza en su orden:
 1. La afectación a ecosistemas
 2. Los cambios en la economía
 3. El cambio en el valor de la tierra.

Esto significa que la implicación que mayor influencia ejerce sobre los impactos indirectos y sinérgicos que pueden generar las actividades de construcción de ductos, es la afectación a ecosistemas. Al tener un control y gestión sobre esta implicación se logra controlar posibles efectos indirectos como la pérdida de cobertura vegetal, la afectación de fauna y los cambios en el paisaje, los cuales a su vez pueden llegar a incrementar la susceptibilidad a fenómenos de remoción en masa, deteriorar el suelo y desplazar fauna.

De otra parte, los cambios en la actividad económica de la población se encuentran en segundo nivel de influencia sobre las implicaciones indirectas de primer, segundo y tercer nivel. En la fase de construcción de poliductos o gasoductos se puede generar un cambio en el valor de la tierra por posibles procesos de especulación que se generan asociados a la gestión de las servidumbres de los ductos. Paralelamente en esta fase se requiere de mano de obra local para labores varias de la construcción del ducto. Lo anterior puede dar lugar a la generación de conflictos sociales locales y regionales que terminan afectando el bienestar de la población.

Intervenir directamente y de manera previa en el manejo de este tipo de implicaciones permitirá minimizar la posibilidad de ocurrencia o intensidad de las implicaciones más dependientes que corresponden a conflictos sociales locales y regionales, cambio en el bienestar de la población del área de influencia y cambios en la oferta de servicios ecosistémicos.

- En la fase de operación de ductos se identificaron como implicaciones más influyentes:
 1. La afectación del recurso hídrico
 2. El riesgo de comunidades circundantes

3. La inversión y gestión social a nivel local y regional

En la fase de operación de ductos es central el manejo preventivo de cualquier tipo de afectación sobre el recurso hídrico, pues derivada de esta posible implicación se pueden afectar cultivos, flora y fauna, así como los suelos, con un consecuente posible impacto sobre la prestación de servicios ecosistémicos en el área de influencia de la expansión. En los planes indicativos se deberá tener en cuenta, la sensibilidad territorial a esta implicación de tal forma que los diseños de los trazados se realicen tratando de evitar el paso por zonas altamente sensibles.

En el ranking de efectos esperados, el cambio en el bienestar de la población en el área de influencia, cambios en la oferta de servicios ecosistémicos y los conflictos sociales locales y regionales, se encuentran en primer, segundo y tercer lugar. Esto implica que las intervenciones que se realicen para minimizar las implicaciones más influyentes repercutirán directamente en la minimización de los efectos mencionados.

En cuanto a las influencias y dependencias de la operación de carrotaques se concluyó:

- Las implicaciones más influyentes sobre los efectos indirectos de primero, segundo y tercer orden se encuentran:
 1. Los cambios en la actividad económica de la región
 2. Las emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado
 3. La alteración de la estructura paisajística municipal

El transporte de hidrocarburos por carrotaque puede generar cambios en las actividades económicas de los municipios por donde circulan los vehículos. Estos cambios están asociados a las actividades complementarias al transporte que se localizan para prestar servicios que demandan este tipo de actividad, tales como hoteles, restaurantes, servicios técnicos para los vehículos, de abastecimiento de combustible, etc. La localización de estas actividades complementarias puede generar nuevos ingresos municipales, cambios en el valor de la tierra y cambios en los usos del suelo sobre los corredores viales por donde se desplazan los vehículos. Así mismo, la localización de estas actividades puede alterar la estructura paisajística de los corredores viales y este conjunto de implicaciones pueden ser un detonante de conflictos sociales locales y regionales.

En el segundo lugar de los aspectos que más influencia tienen en la red de implicaciones, se encuentra las emisiones atmosféricas contaminantes generadas por la circulación de los carrotaques. Las emisiones por combustión y el material particulado pueden afectar la salud de la población, la fauna y la flora y aportar al cambio climático, lo cual termina incidiendo sobre los servicios ecosistémicos y el bienestar de la población de las áreas por donde circulan los vehículos.

Dentro del ranking de efectos que mayor influencia reciben (son los más dependientes), se encuentran cambios el bienestar de la población en el área de influencia, los cambios en la oferta de servicios ecosistémicos y los conflictos sociales locales y regionales. Lo anterior implica que la gestión que se realice sobre los tres aspectos arriba señalados, evitará o permitirá una minimización importante de dichas implicaciones en territorio.

2.7. Calificación de las implicaciones y las dimensiones

Los modelos de cálculo se realizan para cada una de las fases de los proyectos de transporte de hidrocarburos, contemplando así la diversidad de actividades realizadas en cada etapa de un proyecto, las cuales traerán consigo una variedad de impactos ambientales, condicionados siempre a las especificidades del territorio en el cual se desea implementar los proyectos.

1. Fase de diseño y preconstrucción de la transmisión

- Relación condicionada \hat{C} de la generación de expectativas GE con respecto a la fase de diseño y preconstrucción de la transmisión DPT .

$$\hat{C}_{GE \leftarrow DPT} = \frac{T_D + 0.615IPM}{100}$$

Donde T_D es la tasa de desempleo e IPM es el índice de pobreza multidimensional. La fórmula está construida de tal modo que, la sensibilidad tendrá su valor máximo de alta cuando los valores de tasa de desempleo e índice de pobreza multidimensional sean máximos, es decir, $T_D + \lambda \cdot IPM = 80\%$, en donde $\lambda = 0,615$ es el valor de calibración de la fórmula tomando los valores T_{Dmax} e IPM_{max} de la base de datos utilizada.

- Relación condicionada \hat{C} de los conflictos sociales locales y regionales CS con respecto al cambio en el valor de la tierra CVT .

$$\hat{C}_{CS \leftarrow CVT} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen áreas excluyentes o superposición con otros proyectos} \\ D_{RT} & \text{No existen áreas excluyentes o superposición con otros proyectos} \end{cases}$$

Donde D_{RT} son las solicitudes de restitución de tierras. En la fórmula tenemos que si existen áreas excluyentes al desarrollo de proyectos minero energéticos o superposición con otros proyectos, la sensibilidad es muy alta. En caso contrario, la sensibilidad está definida por la densidad de las solicitudes de restitución de tierras D_{RT} .

- Relación condicionada \hat{C} de la oposición al desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica en sus territorios OD con respecto al bienestar de la población del área de influencia BP .

$$\hat{C}_{OD \leftarrow BP} = C_P$$

Donde C_P son el número de consultas populares. En esta fórmula tenemos que la relación condicionada es igual al valor asignado a las consultas populares: uno (1) si ha habido consultas populares, 0.6 si las consultas populares se han realizado muy cerca y 0.2 si no se han realizado consultas populares. Los valores en los sitios donde no se han realizado las consultas populares fueron asignados teniendo en cuenta la mayor probabilidad de ocurrencia de consultas populares en los sitios cercanos a aquellos donde ya se han realizado y el potencial de realización de consultas populares que existe en el resto del país.

- Relación condicionada \hat{C} afectación a comunidades étnicas ACE con respecto a la fase de diseño y preconstrucción de la transmisión DPT .

$$\hat{C}_{ACE \leftarrow DPT} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen comunidades étnicas} \\ 0 & \text{No existen comunidades étnicas} \end{cases}$$

2. Fase de construcción de la transmisión

- Condicionante \hat{C} de la afectación a ecosistemas AE con respecto a la construcción y tendido de líneas de transmisión CTT .

$$\hat{C}_{AE \leftarrow CTT} = \begin{cases} 0.8 & \text{Si existen áreas excluyentes} \\ \overline{VA} & \text{No existen áreas excluyentes} \end{cases}$$

Donde \overline{VA} es un valor derivado de la vulnerabilidad ambiental del territorio VA , de la siguiente manera: si $VA \in \{4,5\}$ se le asigna $\overline{VA} = 0.6$, si $VA = 3$ se le asigna $\overline{VA} = 0.4$, si $VA \in \{1,2\}$ se le asigna $\overline{VA} = 0.2$ y si $VA = 0$ se le asigna $\overline{VA} = 0$.

- Condicionante \hat{C} de la afectación al patrimonio arqueológico APA con respecto a la afectación al patrimonio cultural APC .

$$\hat{C}_{APA \leftarrow APC} = \begin{cases} 0.6 & \text{Sitios arqueológicos de alta sensibilidad} \\ 0 & \text{Sitios arqueológicos de baja sensibilidad} \end{cases} \quad (5)$$

- Condicionante \hat{C} de la afectación al patrimonio étnico APE con respecto a la afectación al patrimonio cultural APC .

$$\hat{C}_{APE \leftarrow APC} = \begin{cases} 0.6 & \text{Si existen territorios de comunidades étnicas} \\ 0 & \text{Si NO existen territorios de comunidades étnicas} \end{cases} \quad (6)$$

- Condicionante \hat{C} de la afectación de áreas de valor turístico y recreacional *AVT* con respecto a la afectación al patrimonio cultural *APC*.

$$\hat{C}_{AVT \leftarrow APC} = \begin{cases} 0.6 & \text{Si existen áreas de recreación} \\ 0 & \text{Si NO existen áreas de recreación} \end{cases} \quad (7)$$

3. Fase de operación de la transmisión

- Condicionante \hat{C} de la colisión y barotrauma de aves *ECB* con respecto a la fase de operación de la transmisión *OT*.

$$\hat{C}_{ECB \leftarrow OT} = \begin{cases} 0,8 & \text{Si existen áreas importantes para la conservación de aves} \\ 0,4 & \text{Si no existen áreas importantes para la conservación de aves} \end{cases}$$

En esta fórmula se utiliza como indicador las Áreas Importantes para la Conservación de Aves AICA.

- Condicionante \hat{C} de la variación en los niveles de ruido *VNR* con respecto a la fase de operación de la transmisión *OT*.

$$\hat{C}_{VNR \leftarrow OT} = 0,4$$

- Condicionante \hat{C} de la generación de campos electromagnéticos de aves *GCE* con respecto a la fase de operación de la transmisión *OT*.

$$\hat{C}_{GCE \leftarrow OT} = \frac{0.6D_p}{D_{pmax}}$$

Donde D_p es la densidad poblacional y D_{pmax} es la densidad poblacional máxima de la base de datos.

- Condicionante \hat{C} de las nuevas reglas de uso y acceso a los territorios étnicos *NRU* con respecto a la fase de operación de la transmisión *OT*.

$$\hat{C}_{NRU \leftarrow OT} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen territorios de comunidades étnicas} \\ 0 & \text{Si no existen territorios de comunidades étnicas} \end{cases}$$

4. Fase de diseño y preconstrucción del transporte de hidrocarburos por ductos

- Condicionante \hat{C} de la generación de expectativas *GE* con respecto a la fase de diseño y preconstrucción del transporte de hidrocarburos por ductos *DPD*.

$$\hat{C}_{GE \leftarrow DPD} = \frac{T_D + 0.615IPM}{100}$$

Donde T_D es la tasa de desempleo e IPM es el índice de pobreza multidimensional.

- Condicionante \hat{C} de los conflictos sociales locales y regionales CS con respecto al cambio en el valor de la tierra CVT .

$$\hat{C}_{CS \leftarrow CVT} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen áreas excluyentes o superposición con otros proyectos} \\ D_{RT} & \text{No existen áreas excluyentes o superposición con otros proyectos} \end{cases}$$

Donde D_{RT} son las solicitudes de restitución de tierras.

- Condicionante \hat{C} de la oposición al desarrollo de proyectos de transporte de hidrocarburos a través de ductos en sus territorios OPD con respecto al bienestar de la población del área de influencia BP .

$$\hat{C}_{OPD \leftarrow BP} = C_P$$

En esta fórmula tenemos que la relación condicionada es igual al valor asignado a las consultas populares: uno (1) si se han tenido consultas populares, 0.6 si las consultas populares se han realizado muy cerca y 0.2 si no se han realizado consultas populares. Los valores en los sitios donde no se han realizado las consultas populares fueron asignados teniendo en cuenta la mayor probabilidad de ocurrencia de consultas populares en los sitios cercanos a aquellos donde ya se han realizado y el potencial de realización de consultas populares que existe en el resto del país.

- Relación condicionada \hat{C} afectación a comunidades étnicas ACE con respecto a la fase de diseño y preconstrucción del transporte de hidrocarburos por ductos DPD .

$$\hat{C}_{ACE \leftarrow DPD} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen comunidades étnicas} \\ 0 & \text{No existen comunidades étnicas} \end{cases}$$

5. Fase de construcción del transporte de hidrocarburos por ductos

- Condicionante \hat{C} de la afectación de ecosistemas AE con respecto a la fase de construcción de ductos para el transporte de hidrocarburos CDT .

$$\hat{C}_{AE \leftarrow CDT} = \begin{cases} 0.8 & \text{Si existen áreas excluyentes} \\ \overline{VA} & \text{No existen áreas excluyentes} \end{cases}$$

Donde \overline{VA} es un valor derivado de la vulnerabilidad ambiental del territorio VA , de la siguiente manera: si $VA \in \{4,5\}$ se le asigna $\overline{VA} = 0.6$, si $VA = 3$ se le asigna $\overline{VA} = 0.4$, si $VA \in \{1,2\}$ se le asigna $\overline{VA} = 0.2$ y si $VA = 0$ se le asigna $\overline{VA} = 0$.

- Condicionante \hat{C} de la variación en los niveles de ruido VNR con respecto a la fase de construcción de ductos para el transporte de hidrocarburos CDT .

$$\hat{C}_{VNR \leftarrow CDT} = 0,4$$

- Condicionante \hat{C} de las emisiones atmosféricas contaminantes EAC con respecto a la fase de construcción de ductos para el transporte de hidrocarburos CDT .

$$\hat{C}_{EAC \leftarrow CDT} = 0,4$$

- Condicionante \hat{C} de los cambios en la economía de la población CEP con respecto a la fase de construcción de ductos para el transporte de hidrocarburos.

$$\hat{C}_{CEP \leftarrow CDT} = \begin{cases} 0,8 & \text{Si existen áreas agrícolas y plantaciones forestales} \\ 1 - IEM/7 & \text{No existen áreas agrícolas y plantaciones forestales} \end{cases}$$

Donde IEM es la importancia de la economía municipal.

- Condicionante \hat{C} de la afectación de las vías locales AVL con respecto a la afectación a la infraestructura social AIS .

$$\hat{C}_{AVL \leftarrow AIS} = D_{VP}$$

Donde D_{VP} es la densidad de vías pavimentadas, en la que se califica la sensibilidad de las vías como 1) alta pero en la fórmula se le asigna media (0.6), 2) media pero en la fórmula se le asigna baja (0.4) o 3) baja pero en la fórmula se le asigna muy baja (0.2).

- Condicionante \hat{C} de la afectación al patrimonio arqueológico APA con respecto a la afectación al patrimonio cultural APC .

$$\hat{C}_{APA \leftarrow APC} = \begin{cases} 0,6 & \text{Si existen sitios arqueológicos} \\ 0 & \text{Si NO existen sitios arqueológicos} \end{cases}$$

- Condicionante \hat{C} de la afectación al patrimonio étnico *APE* con respecto a la afectación al patrimonio cultural *APC*.

$$\hat{C}_{APE \leftarrow APC} = \begin{cases} 0,6 & \text{Si existen territorios de comunidades étnicas} \\ 0 & \text{Si NO existen territorios de comunidades étnicas} \end{cases}$$

- Condicionante \hat{C} de la afectación de áreas de valor turístico y recreacional *AVT* con respecto a la afectación al patrimonio cultural *APC*.

$$\hat{C}_{AVT \leftarrow APC} = \begin{cases} 0,6 & \text{Si existen áreas de recreación} \\ 0 & \text{Si NO existen áreas de recreación} \end{cases}$$

- Condicionante \hat{C} del incremento de la susceptibilidad a fenómenos de erosión y remoción en masa *FER* con respecto a la pérdida de cobertura vegetal *PCV*.

$$\hat{C}_{FER \leftarrow PCV} = \frac{RM}{5}$$

Donde *RM* es la susceptibilidad virtual de remoción en masa, el cual es un valor entre uno y cinco en el que cinco es el mayor valor de susceptibilidad.

- Condicionante \hat{C} de la corrupción *C* con respecto al cambio de valor de la tierra *CVT*.

$$\hat{C}_{C \leftarrow CVT} = 1 - \frac{IGA}{100}$$

Donde *IGA* es el índice de gobierno abierto.

6. Fase de operación del transporte de hidrocarburos por ductos

- Condicionante \hat{C} del incremento de los riesgos sobre las comunidades circundantes *RCC* con respecto a la operación del ducto para el transporte de hidrocarburos *OD*.

$$\hat{C}_{RCC \leftarrow OD} = IICA$$

Donde *IICA* es el índice de incidencia del conflicto armado. A este índice se le ha asignado 0.8 cuando es muy alto, 0.6 cuando es alto, 0.4 cuando es medio y 0.2 cuando es medio bajo y bajo.

- Condicionante \hat{C} de la afectación al patrimonio étnico y cultural *APE* con respecto

a las nuevas reglas de uso y acceso a los territorios étnicos *NRU*.

$$\hat{C}_{APE \leftarrow NRU} = \begin{cases} 1 & \text{Si existen territorios de comunidades étnicas} \\ 0 & \text{Si NO existen territorios de comunidades étnicas} \end{cases}$$

- Condicionante \hat{C} de la corrupción *C* con respecto a los nuevos ingresos municipales *NIM*.

$$\hat{C}_{C \leftarrow NIM} = 1 - \frac{IGA}{100}$$

Donde *IGA* es el índice de gobierno abierto.

- Condicionante \hat{C} de la inversión y gestión social a nivel local y regional *IGS* con respecto a los nuevos ingresos municipales *NIM*.

$$\hat{C}_{IGS \leftarrow NIM} = 1 - \frac{IDF + IDI}{200}$$

Donde *IDF* es el índice de desempeño fiscal e *IDI* es el índice de desempeño integral.

- Condicionante \hat{C} de los conflictos sociales locales y regionales *CS* con respecto a la presión externa sobre el empleo local *PEE*.

$$\hat{C}_{CS \leftarrow PEE} = \frac{0.8 \cdot IPM}{100} + 0.2 \cdot AE$$

Donde *IPM* es el índice de pobreza multidimensional y *AE* marca la existencia de áreas limitadas al uso en relación con la construcción de ductos.

7. Fase de operación del transporte de hidrocarburos por carrotaques

- Condicionante \hat{C} de las emisiones atmosféricas contaminantes por combustión y material particulado *EAC* con respecto a la circulación de carrotaques *CCT*.

$$\hat{C}_{EAC \leftarrow CCT} = D_{VP}$$

Donde D_{VP} es la densidad de vías pavimentadas. A este índice se le ha asignado 0.4 cuando su sensibilidad es alta y 0.2 cuando su sensibilidad es media o baja.

- Condicionante \hat{C} del incremento de los riesgos sobre las comunidades circundantes *RCC* con respecto a la circulación de carrotaques *CCT*.

$$\hat{C}_{RCC \leftarrow CCT} = IICA$$

Donde *IICA* es el índice de incidencia del conflicto armado.

- Condicionante \hat{C} de afectación al recurso hídrico *ARH* con respecto al lavado y mantenimiento *LM*.

$$\hat{C}_{ARH \leftarrow LM} = \frac{IVH}{5}$$

Donde *IVH* es el índice de vulnerabilidad hídrica, calificado entre uno y cinco en el que cinco es el valor máximo de vulnerabilidad.

- Condicionante \hat{C} del cambio en la actividad económica de la región *AER* con respecto a la circulación de carrotaques *CCT*.

$$\hat{C}_{AER \leftarrow CCT} = 0.6 \cdot \left(1 - \frac{IEM}{7}\right)$$

Donde *IEM* es la importancia económica municipal.

- Condicionante \hat{C} de la salud pública *SP* con respecto al nivel de ruido *NR*.

$$\hat{C}_{SP \leftarrow NR} = \left(\frac{D_p}{D_{pmax}}\right) \cdot 0.4$$

Donde D_p es la densidad poblacional y D_{pmax} es la densidad poblacional máxima de la base de datos.

- Condicionante \hat{C} de la afectación a la fauna *AF* con respecto al nivel de ruido *NR*.

$$\hat{C}_{AF \leftarrow NR} = 0.2 \cdot AE$$

Donde *AE* marca la existencia de áreas limitadas al uso en relación con la circulación de carrotaques para el transporte de hidrocarburos.

- Condicionante \hat{C} del deterioro del suelo *DS* con respecto a la generación de RESPEL *GRP*.

$$\hat{C}_{DS \leftarrow GRP} = \begin{cases} 0,6 & \text{Si el suelo es agrícola} \\ 0,2 & \text{Si el suelo no es agrícola} \end{cases}$$

Nótese que en la formulación solo se ha considerado el suelo agrícola por estar asociado a la producción de alimentos para el consumo humano.

- Condicionante \hat{C} de los conflictos sociales locales y regionales CS con respecto a los cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional EMV .

$$\hat{C}_{CS \leftarrow EMV} = 0.8 \cdot \left(\frac{N_{LM}}{(N_{LM})_{max}} \right)$$

Donde NLM es el número de lesiones y muertes en accidentes de transporte por municipio.

2.8. Sensibilidad y Alerta Temprana

2.8.1. Sensibilidad territorial a las implicaciones directas e indirectas de actividades de transporte de hidrocarburos

Para facilitar la descripción de la sensibilidad territorial a las posibles implicaciones de las actividades de transporte de hidrocarburos, se tomó como base la división del país por regiones del Departamento Nacional de Planeación (DNP), las cuales se describen a continuación:

- a) Región Caribe, conformada por 196 municipios localizados en 8 departamentos Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena, San Andrés y Sucre.
- b) Región Centro Oriente y Bogotá, se compone de 366 municipios localizados en 4 departamentos Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y Santander.
- c) Región Centro Sur Amazonía, conformada por 115 municipios localizados en 5 departamentos Amazonas, Caquetá, Huila, Putumayo y Tolima.
- d) Región Eje Cafetero y Antioquia, conformada por 178 municipios localizados en 4 departamentos Antioquia, Caldas, Quindío y Risaralda.
- e) Región Llanos, conformada por 67 municipios localizados en 7 departamentos Arauca, Casanare, Guainía, Guaviare, Meta, Vaupés y Vichada.
- f) Región Pacífico, conformada por 178 municipios localizados en 4 departamentos Cauca, Chocó, Nariño y Valle del Cauca (DNP, 2017).

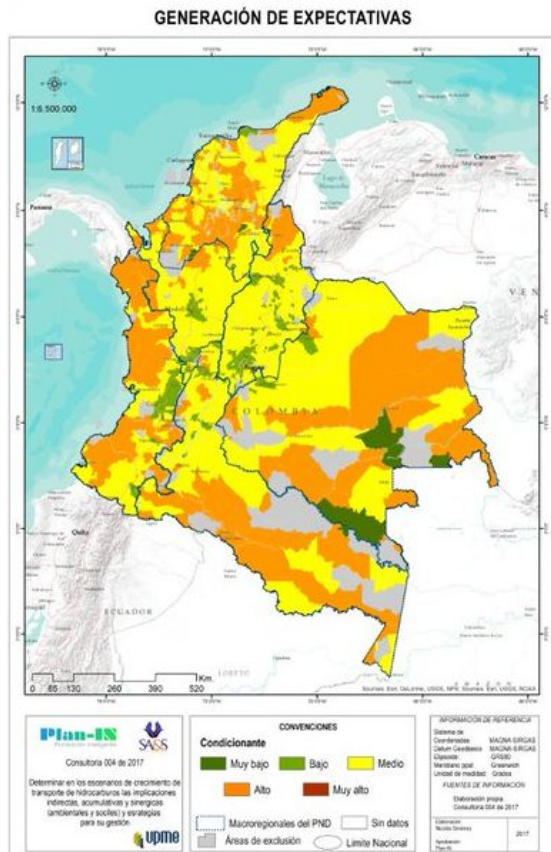
A continuación, se presenta la descripción de la sensibilidad territorial a cada una de las implicaciones de cada fase de las actividades de transporte de hidrocarburos por ductos y carrotanques.

2.8.1.1. Fase de preconstrucción ductos

Generación de expectativas

Una de las implicaciones importantes en la fase de preconstrucción de ductos, es la generación de expectativas. La sensibilidad a la generación de expectativas por la llegada de estos proyectos en el territorio se potencializa en altos niveles de pobreza y desatención del estado, lo anterior, fue analizado por medio del índice de pobreza multidimensional y las tasas de desempleo departamentales.

Ilustración 36. Mapa sensibilidad Generación de Expectativas



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

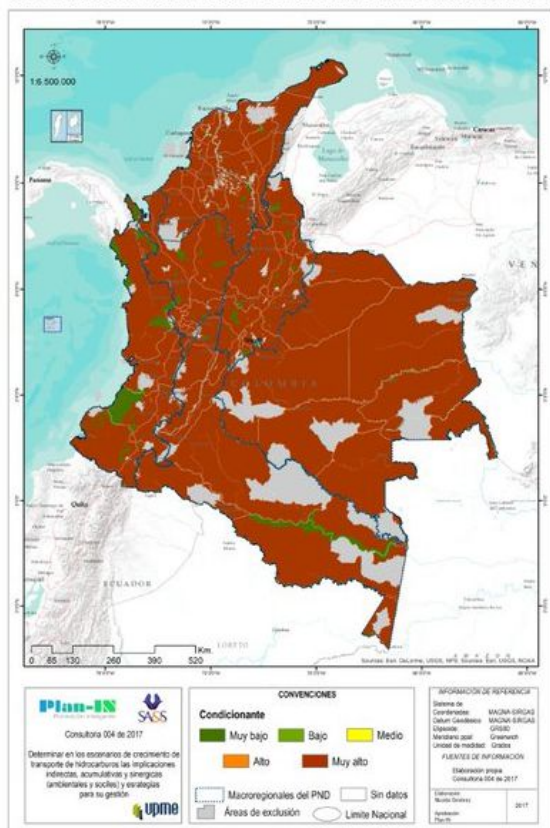
El mapa de sensibilidad a la generación de expectativas permite identificar grandes áreas en sensibilidades medias y altas como se observa en la Ilustración 36. La sensibilidad media predomina en el centro del país en las regiones Centro Oriente y Bogotá y Eje Cafetero y Antioquia, mientras que en las regiones Caribe, Centro Sur Amazonía, Llanos y Pacífico se presentan áreas importantes con sensibilidad alta.

Entre los municipios con mayores sensibilidades se encuentran: La Primavera, Cumaribo y Santa Rosalía en Vichada; El retorno (Guaviare) y Medio Atrato (Chocó).

Conflictos sociales locales y regionales. Preconstrucción

Ilustración 37. Mapa Sensibilidad Conflictos Sociales locales y regionales

CONFLICTOS SOCIALES LOCALES Y REGIONALES. PRECONSTRUCCIÓN



El mapa de sensibilidad a los conflictos sociales y regionales por proyectos de transporte de hidrocarburos (Ilustración 37), indica una alta sensibilidad del país en general, lo cual es concordante con lo manifestado por los operadores y las instituciones en los talleres regionales.

Esta territorialización se elaboró con base en tres condicionantes que hacen que el territorio sea más sensible a los conflictos: la presencia de zonas ambientalmente sensibles, la superposición con otros proyectos de interés regional o nacional y la existencia de solicitudes de restitución de tierras.

La única área significativa de baja sensibilidad hace parte de la región Pacífica y se localiza en la parte sur. Esta zona es una de las pocas en las que no se presenta ninguna de las condiciones señaladas arriba.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

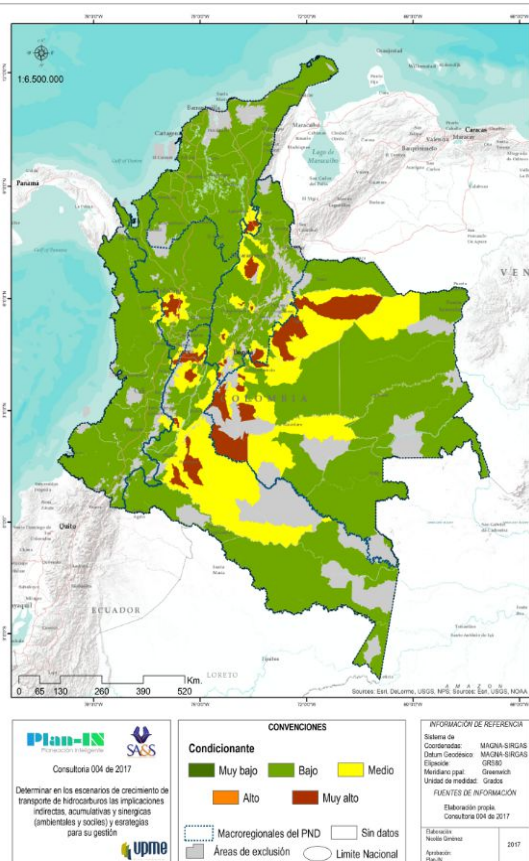
Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional

En este mapa (Ilustración 38), se representa la sensibilidad del territorio a la oposición al desarrollo de proyectos sectoriales, tomando como indicador los antecedentes municipales de acciones o iniciativas de consulta popular contra proyectos minero-energéticos.

Los municipios que muestran sensibilidades muy altas representan un 4% del territorio colombiano y corresponden a aquellos en los que han surgido iniciativas de Consulta Popular. Las áreas con sensibilidad media corresponden a los municipios que por su cercanía a los de sensibilidad alta, pueden verse influenciados fácilmente por dichas iniciativas de oposición. Como

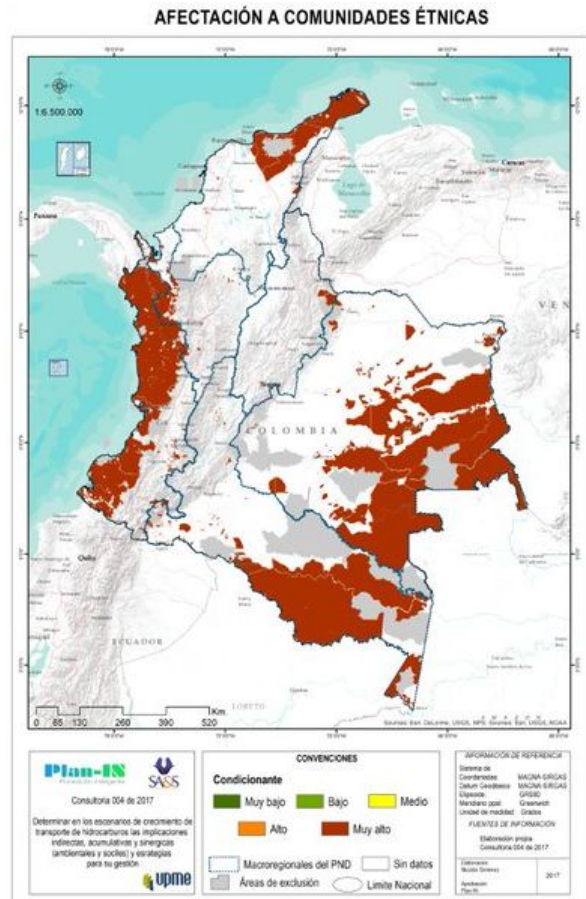
puede observarse, las sensibilidades alta y media se concentran hacia el pie de monte de la cordillera oriental y en algunos municipios en la zona andina.

Ilustración 38. Mapa Sensibilidad oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 39. Mapa Sensibilidad Afectación a comunidades étnicas



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Afectación a comunidades étnicas

En la Ilustración 39, se observan con una muy alta sensibilidad las áreas con presencia de comunidades étnicas, respondiendo a la importancia cultural de sus territorios.

Las zonas con mayor presencia de estas minorías son la región Caribe, Pacífico, Llanos y Centro Sur Amazonía.

2.8.1.2. Fase de Construcción ductos

Afectación de ecosistemas

En la fase de construcción de ductos, la presencia de ecosistemas de alta importancia, por ser parte del sistema nacional de áreas de protegidas, o por sus funciones ecosistémicas, generan una alta sensibilidad territorial a la construcción de proyectos de transporte de hidrocarburos. Así mismo, áreas con alta vulnerabilidad ambiental al cambio climático son más sensibles y vulnerables a intervenciones antrópicas. Las regiones Pacífica, Llanos y Centro Sur Amazonía, presentan importantes extensiones en alta sensibilidad, tal como se muestra en el Ilustración 40.

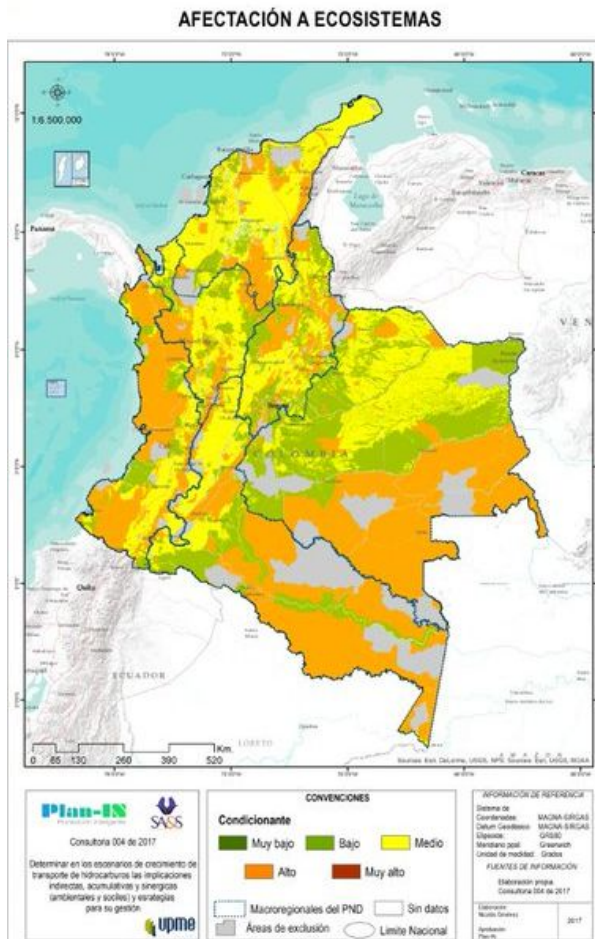
El 35% del territorio presenta una sensibilidad media, principalmente en las regiones de los Llanos, El Caribe, Centro Oriente y Bogotá y Eje Cafetero y Antioquia. El área restante observada posee una baja sensibilidad.

Cambios en la actividad económica de la población.

La sensibilidad a los cambios en las actividades económicas de la población que puede ser generada por la construcción de un ducto para transporte de hidrocarburos, se puede intensificar en función del uso del suelo y la inversión social relacionada con la ejecución de los proyectos. Los suelos con uso agrícola y plantaciones forestales, asociados a economías campesinas, y una baja importancia económica de los municipios, generan mayores sensibilidades a los territorios.

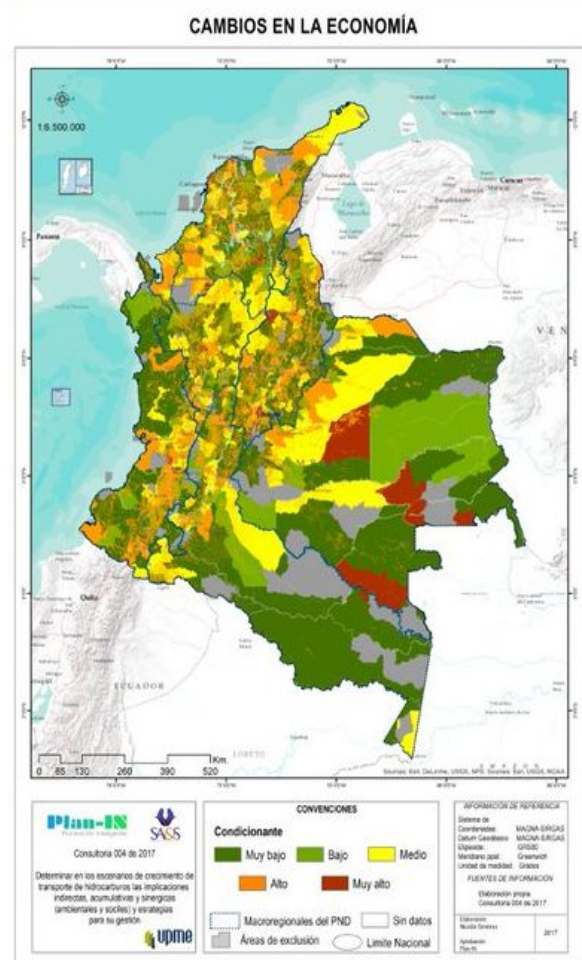
El mapa muestra un predominio de sensibilidades altas y medias en la zona central del país, mientras que en las regiones Llanos y Centro Sur Amazonía hay un predominio de sensibilidades bajas y muy bajas (Ilustración 41).

Ilustración 40. Mapa Sensibilidad Afectación de ecosistemas.



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 41. Mapa Sensibilidad Cambios en la actividad Económica de la población



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

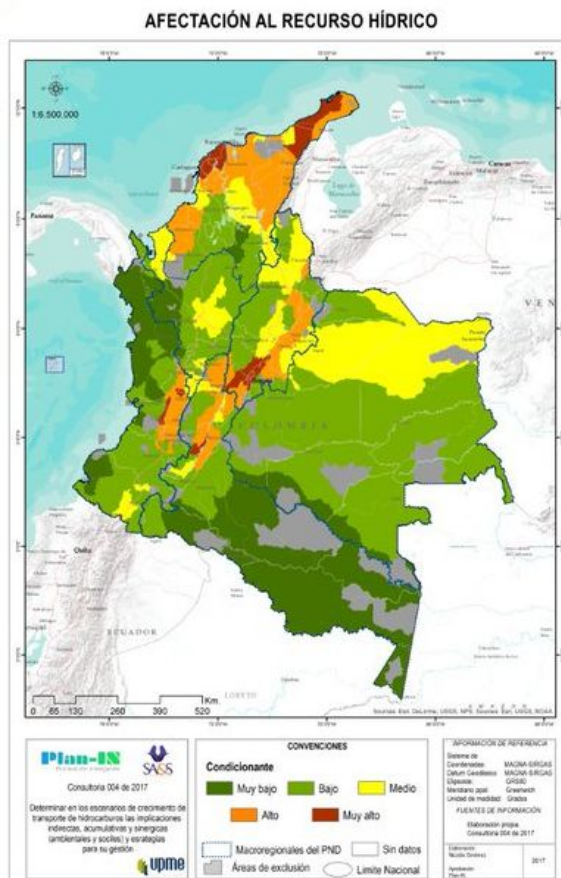
Afectación al recurso Hídrico

El condicionante territorial a esta implicación se determinó usando el índice de vulnerabilidad al desabastecimiento hídrico del IDEAM, este tiene en cuenta el uso del agua y la resiliencia de la subcuenca.

Como se puede observar en el mapa, la región Caribe y algunas áreas de la región andina, poseen sensibilidades alta y muy alta por la afectación al recurso hídrico, en departamentos como La Guajira, Bolívar, Atlántico, Cundinamarca, Huila, Tolima y Valle de Cauca (Ilustración 42). Las

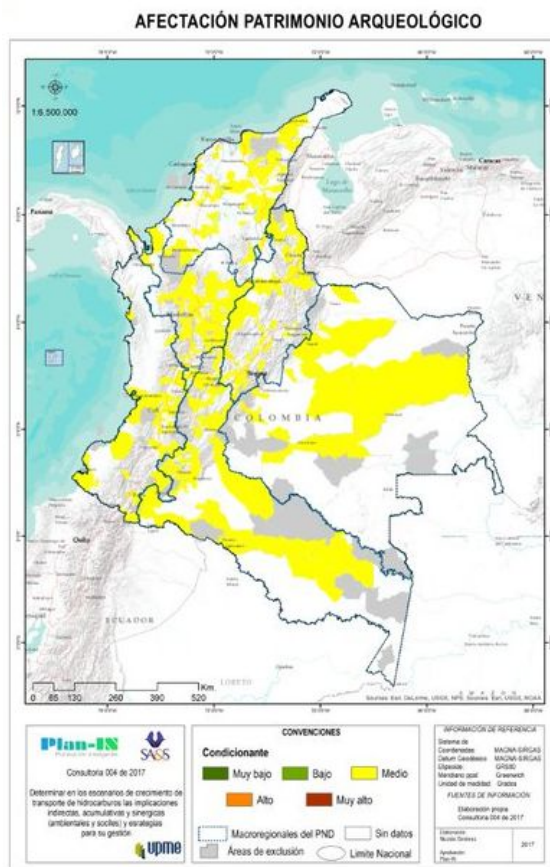
zonas con menores sensibilidades se encuentran en las regiones Pacífico y Centro Sur Amazonía.

Ilustración 42. Mapa Sensibilidad Afectación al Recurso Hídrico



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 43. Mapa Sensibilidad Afectación al patrimonio arqueológico



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Afectación al patrimonio arqueológico

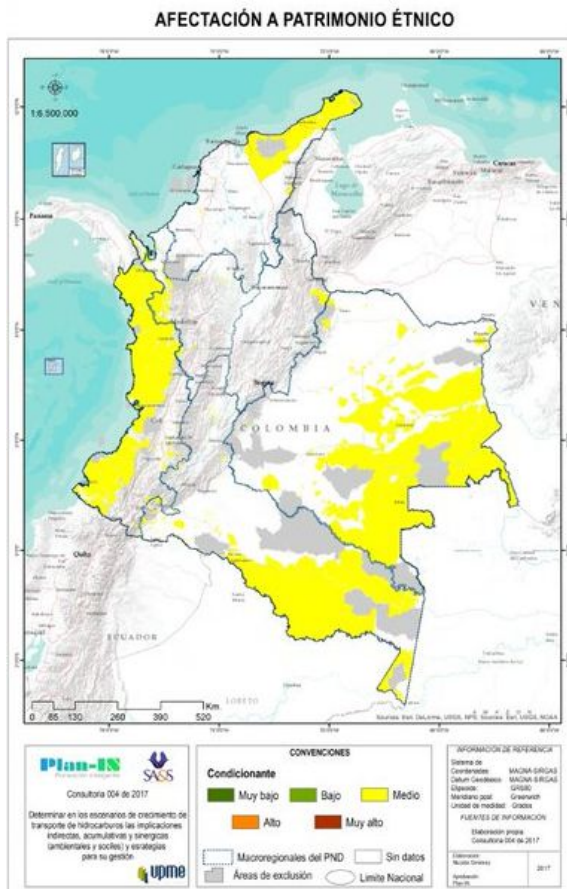
Tal como se observa en la Ilustración 43, una parte importante del territorio colombiano presenta una sensibilidad media a la potencial afectación al patrimonio arqueológico por la construcción de ductos para el transporte de hidrocarburos. Esta sensibilidad está asociada a las áreas que de acuerdo con el ICANH, presentan un alto potencial arqueológico. Las áreas que se presentan en blanco corresponden a áreas que no tienen sensibilidad a esta implicación.

Afectación al patrimonio étnico

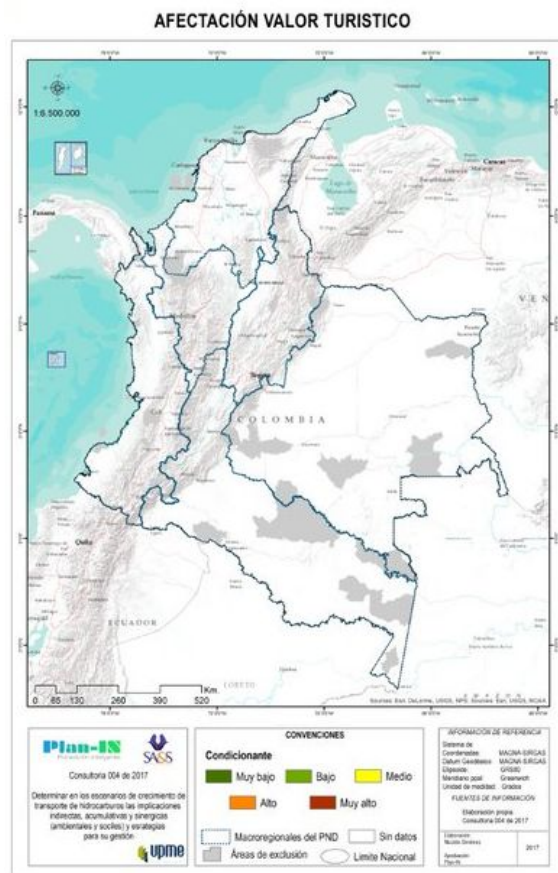
Los territorios étnicos tienen una mayor sensibilidad al desarrollo de ductos, ya que la constitución de servidumbres puede llegar a afectar su patrimonio. Las regiones en donde se concentran dichos territorios corresponden a la Caribe, Pacífico, Llanos y Centro a Sur Amazonía (Ilustración 44). Los departamentos más sensibles son La Guajira, César, Amazonas, Vichada, Vaupés, Valle del Cauca, Chocó, Cauca y Guaviare.

Ilustración 44. Mapa Sensibilidad Afectación Patrimonio étnico

Ilustración 45. Mapa Sensibilidad Afectación Valor Turístico



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional

Áreas con alto valor turístico y recreacional tienen una alta sensibilidad a la construcción de ductos por la posible afectación a este patrimonio derivada de la constitución de la servidumbre y construcción de la tubería. Son áreas pequeñas, por tal motivo no se ven reflejadas en el mapa

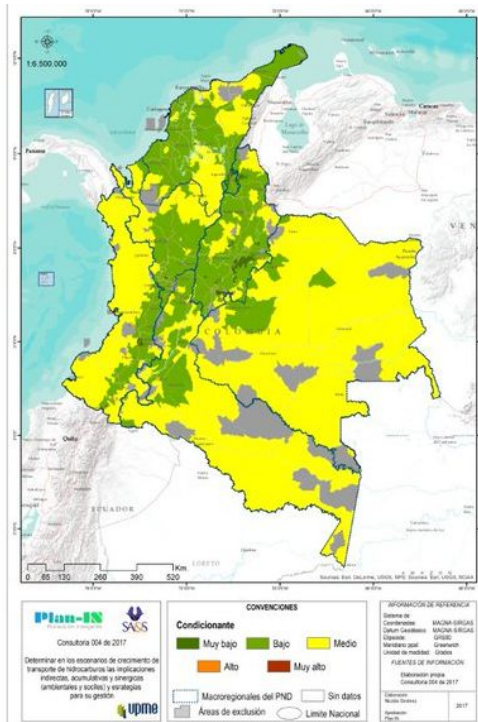
a la escala nacional, pero a escalas locales y regionales pueden llegar a ser representativas (Ilustración 45).

Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional

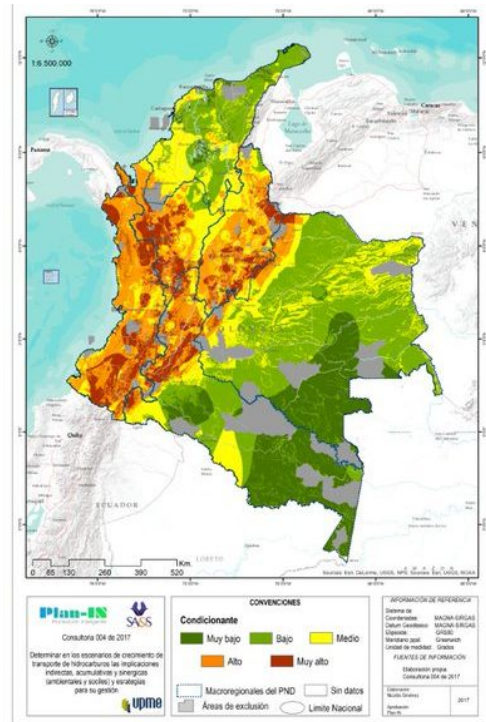
La sensibilidad al cambio en el estado y manejo de las vías locales que puede ser generada por la construcción de un ducto depende en gran medida del tipo de vías que predomine en la región. La circulación de los vehículos de este tipo de proyectos por municipios donde predominen vías terciarias, normalmente sin pavimentar, genera sensibilidad al desarrollo de los mismos, pues se potencia la posibilidad de deterioro de las mismas. En la Ilustración 46 se observa una sensibilidad media por los cambios en el estado y el manejo de las vías en las regiones del Pacífico, Llanos y Centro Sur Amazonía que corresponden a territorios con mayores deficiencias en desarrollo vial. Hacia la zona centro y parte de la región Caribe se tiene una sensibilidad baja. Esta implicación se determina con el uso del indicador de kms de vías pavimentadas por área municipal.

Ilustración 46. Mapa sensibilidad cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional

Ilustración 47. Mapa Sensibilidad incremento de riesgo a fenómenos de erosión y remoción en masa



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017



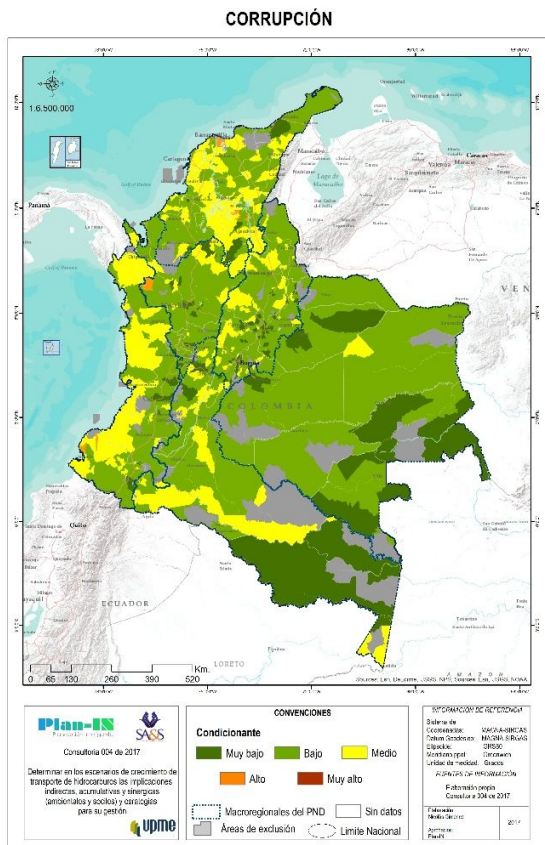
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Incremento de riesgo a fenómenos de erosión y remoción en masa

Se percibe una sensibilidad muy alta en las regiones Centro Oriente y Bogotá, Eje Cafetero y Antioquia y Pacífico (Ilustración 47). Las regiones Centro Sur Amazonía, Caribe y Llanos presentan baja y muy baja. La sensibilidad territorial a esta implicación está determinada por la susceptibilidad a los fenómenos de remoción en masa, así los suelos de mayor susceptibilidad, imprimen a mayor sensibilidad territorial a la construcción de ductos.

Sensibilidad a la corrupción

Ilustración 48. Mapa Sensibilidad Corrupción



La sensibilidad territorial a la corrupción se mide a través del índice de gobierno abierto. Las regiones con mayor área en sensibilidad media son las regiones Caribe y Pacífico, en municipios como Sitio Nuevo (Magdalena), esto indica que hay menos transparencia en el manejo de los asuntos públicos en estas regiones (Ilustración 48). Por el contrario, se puede observar un mayor dominio de sensibilidad baja y muy baja en las regiones Centro Sur Amazonía, Llanos y en una franja importante en la zona Andina.

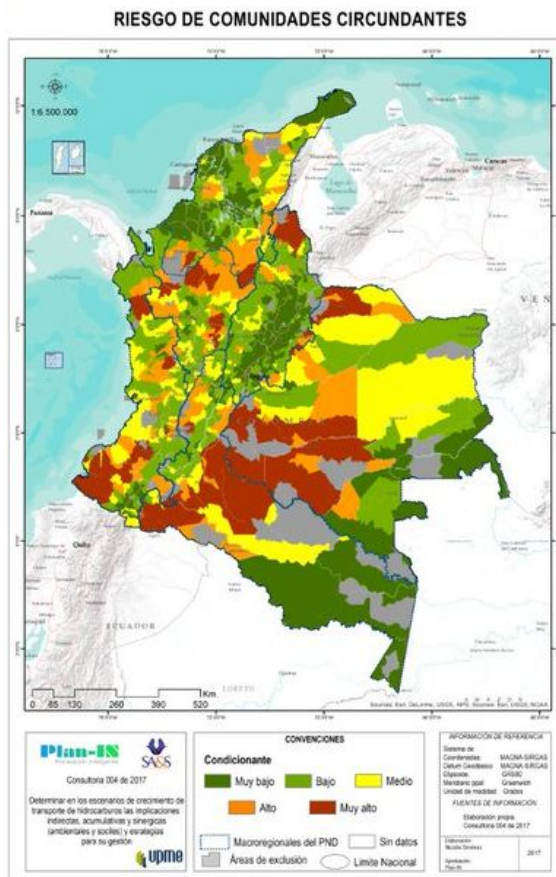
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.8.1.3. Fase de Operación ductos

Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes

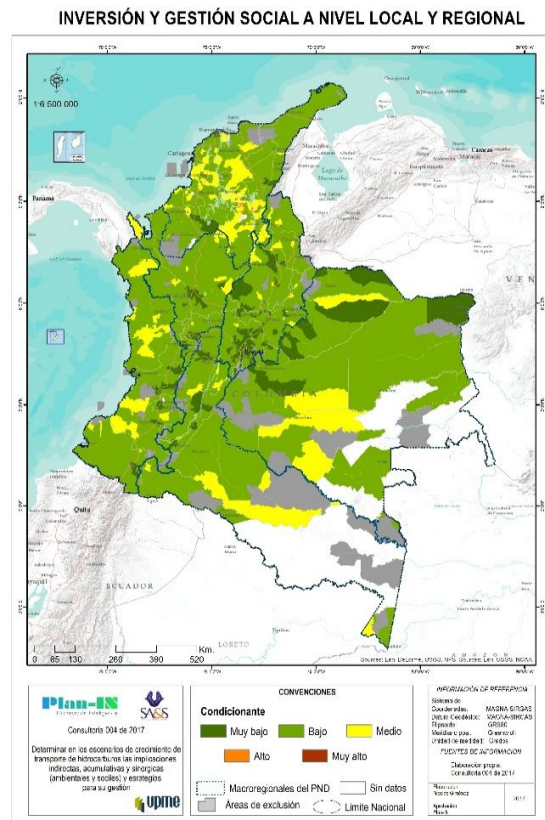
Las condiciones de orden público presentes en los territorios son un factor que incrementa los riesgos de las comunidades circundantes cuando se tiene la presencia de un ducto, sea de crudo, derivados líquidos o gas. Para evaluar la sensibilidad del territorio a esta implicación, se utilizó el índice de incidencia del conflicto armado. Las regiones con mayores áreas en sensibilidad muy alta son Llanos y Centro Sur Amazonía, sin embargo, existen otras zonas del país con esta misma sensibilidad en departamentos como Cauca, Chocó, Antioquía, Bolívar y Norte de Santander que son áreas donde se ha concentrado el conflicto armado (Ilustración 49). La región del país con menor sensibilidad es la Centro Oriente y Bogotá.

Ilustración 49. Mapa Sensibilidad Incremento de los riesgos de las comunidades circundantes



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 50. Mapa de Sensibilidad de inversión y gestión a nivel local y regional



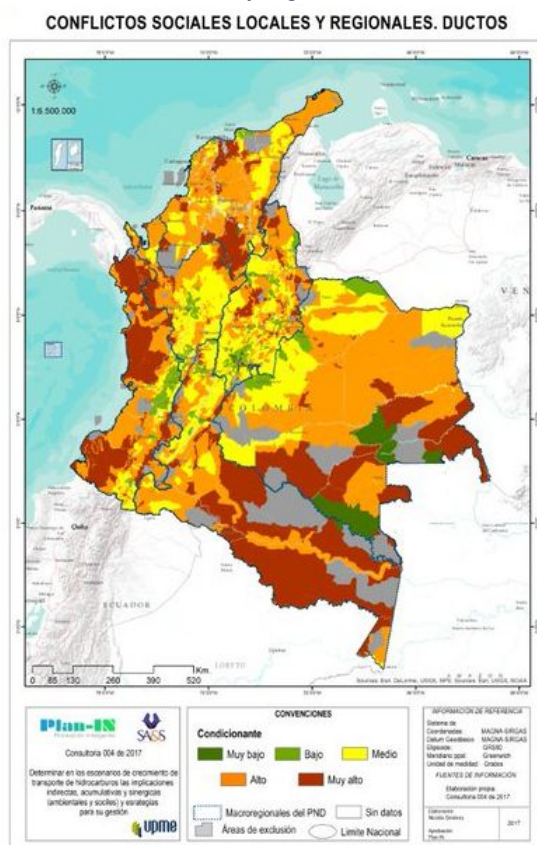
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Inversión y gestión social a nivel local y regional

Con la llegada de nuevos ingresos municipales se genera sensibilidad a cambios en la inversión social, los indicadores utilizados para este análisis fueron el índice de desempeño fiscal y el índice de desempeño integral. Estos indicadores reflejan la eficiencia del municipio en la inversión de sus recursos. La región Caribe es la zona con mayor superficie en sensibilidad media a los cambios de inversión social, las regiones Llanos y Centro Sur Amazonía, presentan un alto nivel de desinformación frente a los indicadores. Existen departamentos aislados con sensibilidades medias como Miraflores (Guaviare), Medio Baudó (Chocó), Tadó (Chocó), Medio San Juan (Chocó), entre otros. El resto de país presenta sensibilidad baja en su mayoría y muy baja sensibilidad para las áreas metropolitanas y urbanas (Ilustración 50).

Ilustración 51. Mapa Sensibilidad conflictos sociales locales y regionales

Conflictos sociales locales y regionales en operación de ductos



La sensibilidad territorial a la implicación de conflictos sociales locales y regionales en la fase de operación de ductos fue medida por medio del índice de pobreza multidimensional y zonas ambientalmente sensibles.

El panorama nacional muestra muy alta sensibilidad en las regiones Pacífico y Centro Sur Amazonia. Las regiones Caribe y Llanos presentan las áreas más representativas en alta sensibilidad con pequeñas áreas en media (Ilustración 51).

Las regiones Centro Oriente y Bogotá y Eje Cafetero y Antioquia, muestran principalmente una sensibilidad media, sin embargo, hay algunos municipios con alta y muy alta sensibilidad tales como Soracá y Chíquiza (Boyacá), Hacarí y El Tarra (Norte de Santander).

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

2.8.1.4. *Operación carrotanques*

La operación de carrotanques puede generar diversas implicaciones en territorio cuyos efectos están condicionados por características del territorio que los pueden exacerbar.

Una de las implicaciones de mayor importancia es el incremento de los riesgos de las comunidades circundantes por el transporte de sustancias peligrosas por las vías regionales y locales. Este incremento de riesgo a las comunidades está determinado por la presencia de grupos armados y delincuenciales, los cuales podrían llegar a desarrollar acciones contra la infraestructura poniendo en riesgo así a la población y ecosistemas del área por donde circulan los carrotanques (ver numeral 0).

Afectación al recurso hídrico

La posible afectación al recursos hídrico se deriva de los impactos residuales de manejo de respel generados en la operación del transporte por carrotanques sobre los cuerpos hídricos. La generación de esta implicación puede ser exacerbada cuando se afectan corrientes hídricas en regiones con alta presión de uso sobre el recurso hídrico. Un indicador que refleja esta condición es el índice de vulnerabilidad al desabastecimiento hídrico.

Las zonas con mayor vulnerabilidad al desabastecimiento hídrico se encuentran en la región Caribe y en un porcentaje menor en la Centro Oriente y Bogotá, por lo cual son las que mayor sensibilidad tienen a este tipo de implicaciones por la circulación de carrotanques. Departamentos con alta sensibilidad son: La Guajira, Bolívar, Atlántico, Cundinamarca, Huila, Tolima y Valle de Cauca. La Ilustración 42, de la sección 2.7.1.3, detalla esta implicación.

Cambio en la actividad económica de la región

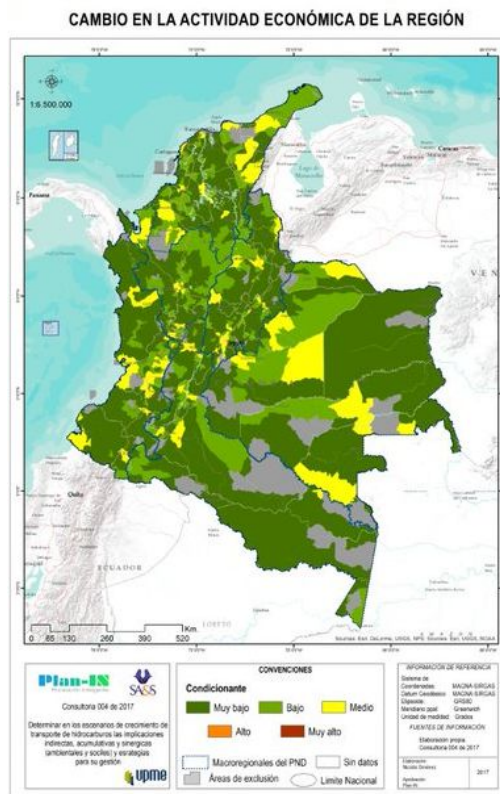
Una de las principales implicaciones de la circulación de vehículos de carga por carretera es la dinamización de actividades económicas de servicio al transporte, tales como servicios de reparación, estaciones de gasolina, hoteles, restaurantes, etc. Esta implicación puede llegar a ser más impactante cuando los índices de desarrollo económico municipal y departamental, son bajos, niveles que son medidos por el indicador de Importancia Económica Municipal.

En la Ilustración 52, se percibe un panorama nacional de sensibilidad muy baja, aunque existen algunas zonas en las regiones Caribe, Llanos y Pacífico con sensibilidad media en departamentos como Meta, Vaupés, Guainía, Magdalena, Guajira, Cesar, Chocó, Valle del Cauca y Cauca.

Salud Pública

La circulación de carrotanques puede generar emisiones atmosféricas perjudiciales para la salud, altas densidades de población en las rutas por donde se desplazan los vehículos, incrementan la sensibilidad de estos territorios a esta posible implicación. No obstante, es importante entender que este impacto tiende a ser relativamente bajo, especialmente si se tiene en cuenta que la mayoría de las vías por las que se desplazan este tipo de vehículos de carga es pavimentada. El indicador utilizado para medir las afectaciones a la salud pública es la densidad poblacional rural. La zona central del país, aunque es la que presenta mayores densidades, tiene una sensibilidad baja a este impacto; en el resto del país esta implicación es mínima a nivel municipal. (Ilustración 53).

Ilustración 52. Mapas Sensibilidad Cambio en la actividad económica de la región. Carro tanque



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 53. Mapa Sensibilidad Salud Pública

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

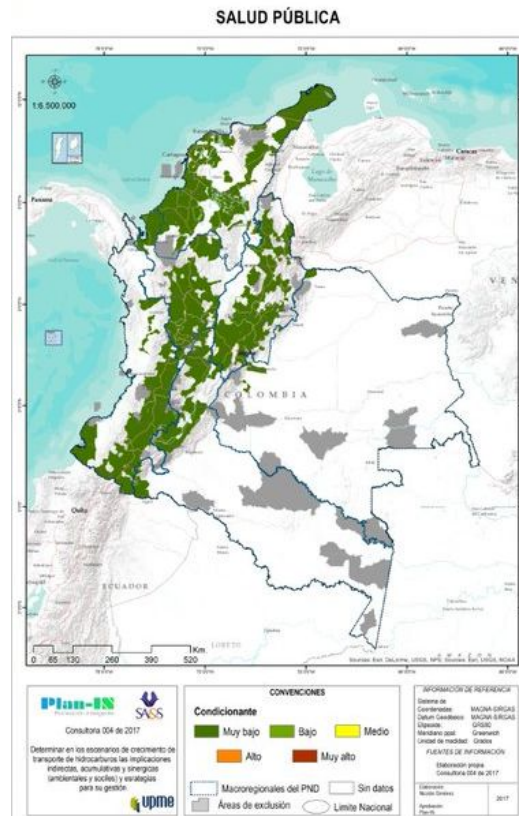
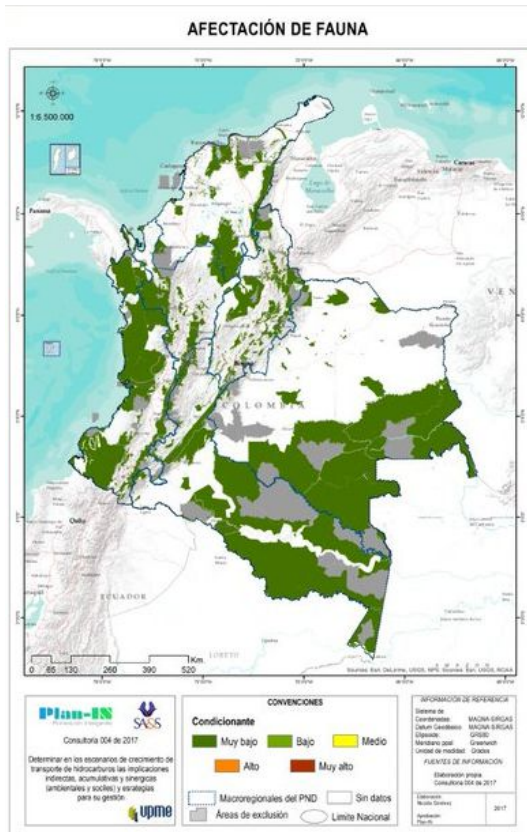
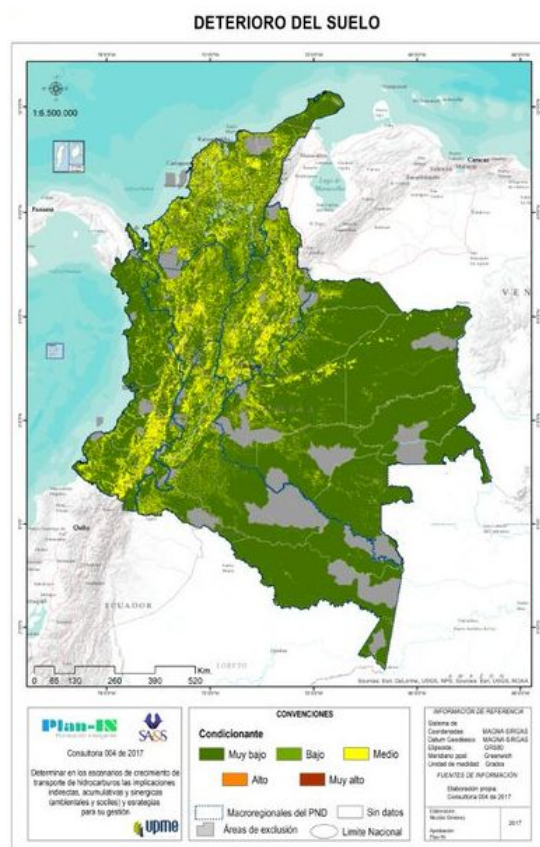


Ilustración 54. Mapa Sensibilidad Afectación de Fauna



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 55. Mapa Sensibilidad Deterioro del Suelo

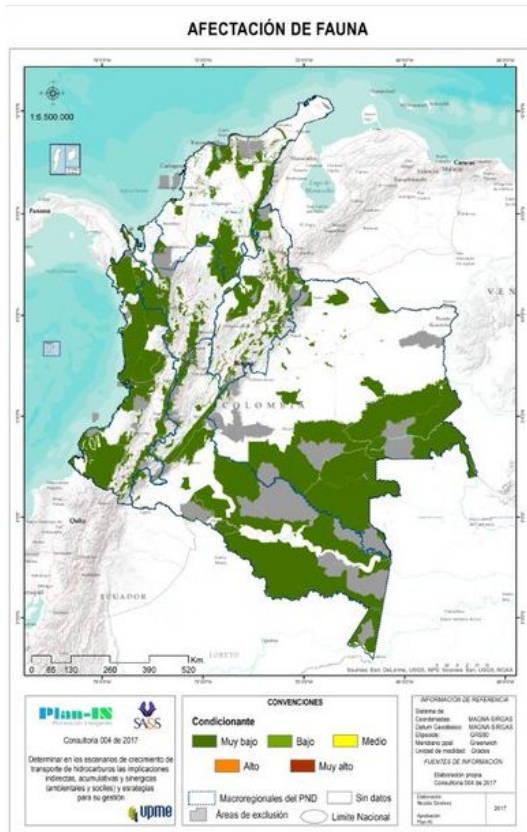


Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Afectación de fauna

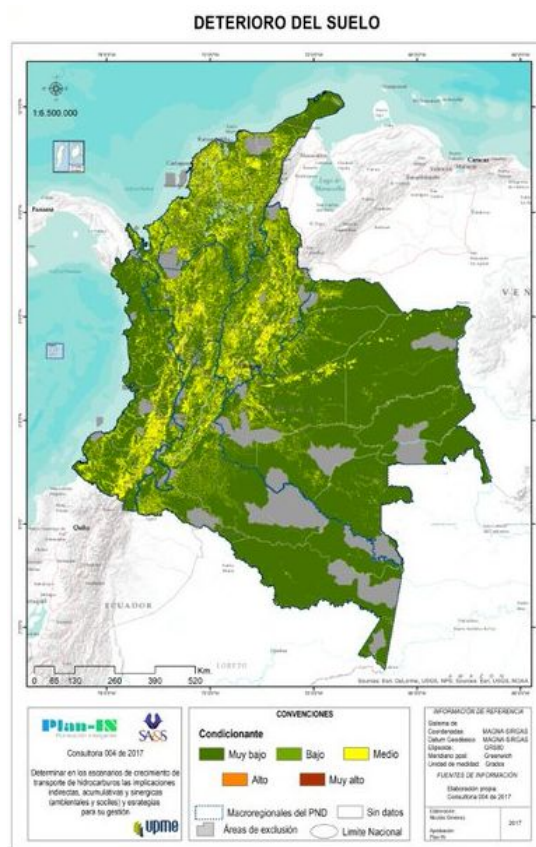
La circulación de carrotaques puede afectar la fauna por atropellamiento. Para analizar la sensibilidad a esta implicación por la afectación por carrotaques, se utilizó como indicador las zonas ambientalmente sensibles, a las áreas con presencia de esta condición se les asignó una susceptibilidad muy baja, ya que dicha afectación depende de la cercanía a las vías y las dinámicas de las mismas, en la

Ilustración 54. Mapa Sensibilidad Afectación de Fauna



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 55. Mapa Sensibilidad Deterioro del Suelo



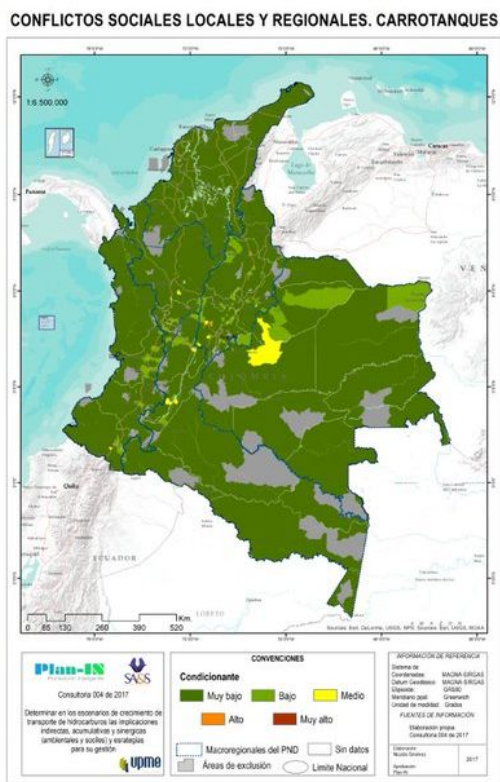
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

, se puede observar que las regiones Pacífico y Centro Sur Amazonia, principalmente son las que concentran áreas con sensibilidad a esta implicación por la circulación de carrotanques.

Deterioro del suelo

Cuando hay un volcamiento de un carrotanque puede verse afectado el suelo alrededor de donde ocurre el volcamiento. Suelos de uso agrícola, son de mayor sensibilidad a este tipo de implicaciones dado que afectan la productividad del mismo y a las familias que dependen se esta actividad. De esta manera, se puede observar que los suelos que tienen este uso, la mayoría de los cuales se localizan en la zona andina y valles interandinos, poseen una mayor sensibilidad a la ocurrencia de este tipo de implicaciones. (Ilustración 55).

Ilustración 56. Mapa Sensibilidad Conflictos sociales locales y regionales. Operación. Carro tanque



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Conflictos sociales locales y regionales. Operación. Carro tanque

Uno de los principales aspectos que generan conflictos en territorio por la circulación de vehículos pesados, es el incremento de accidentalidad. Así cuando en una región hay un índice de accidentalidad alto, la circulación de carro tanques en estas condiciones general una mayor sensibilidad. El indicador de accidentalidad municipal, y el índice de lesiones y muertes en accidentes de tránsito por municipio refleja esta sensibilidad en territorio. En el mapa se puede observar que el municipio de la Vega (Cundinamarca) presenta una sensibilidad alta, seguido por Ricaurte (Cundinamarca) con sensibilidad media, el resto del país presenta sensibilidad muy baja y baja (Ilustración 56).

2.8.2. Alertas tempranas en las diferentes fases

Las alertas tempranas son la identificación y evaluación oportuna del surgimiento de riesgos socioambientales que en el largo plazo pueden afectar negativamente la vulnerabilidad de las personas, de los ecosistemas y de los servicios que éstos proporcionan. De acuerdo con los análisis realizados, a continuación, se valúan los riesgos como la degradación ambiental, los conflictos socioambientales, que aumentan la vulnerabilidad de los ecosistemas y de las personas en torno al desarrollo de los escenarios de expansión de hidrocarburos.

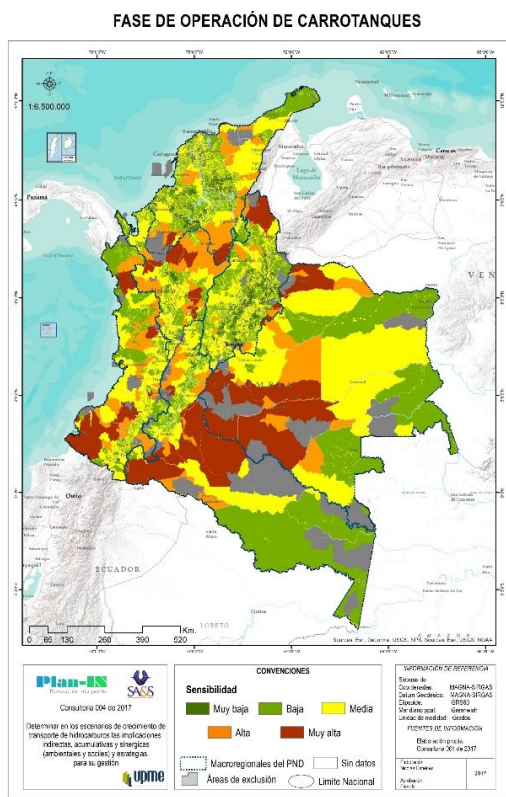
Cabe anotar que este ejercicio es un análisis con miras a identificar las acciones de manejo que se requieren para que el desarrollo de los escenarios se realice de manera sostenible. En este sentido, las dinámicas de sensibilidad de los condicionantes de los indicadores nos muestran las siguientes condiciones para el desarrollo del escenario de crecimiento:

Existe una alta sensibilidad al transporte por modo carretero asociado fundamentalmente a las dinámicas viales que generan gran importancia a nivel local y regional. Esto implica que debe trabajarse de manera muy clara en la definición de reglas de manejo de vías y en el establecimiento de responsabilidades en el deterioro de estos bienes comunitarios.

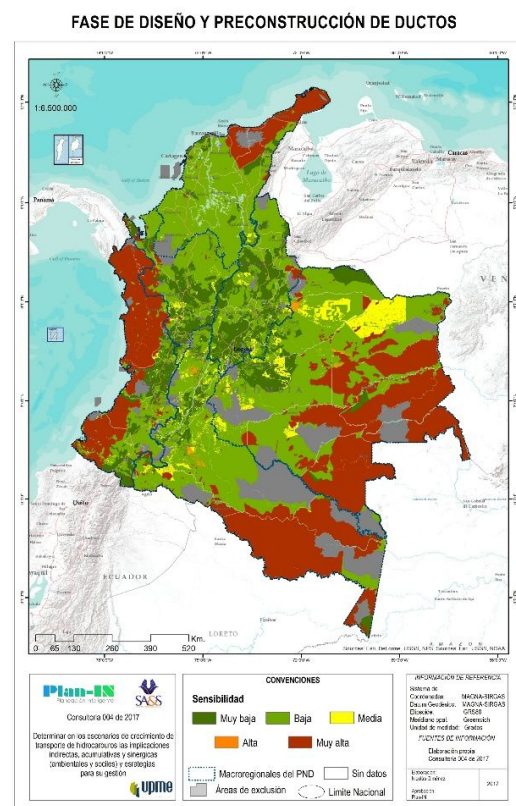
El tema del aumento de la contaminación deberá llevar a una mejora y modernización del parque automotor dadas las condiciones y los compromisos de sostenibilidad del país y especialmente el objetivo de la reducción de emisiones. Para el caso de transporte por ductos, los siguientes son los niveles de sensibilidad que contiene el escenario analizado:

Ilustración 57. Fase de Operaciones de Carrotaques

Ilustración 58. Fase de diseño y preconstrucción de ductos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

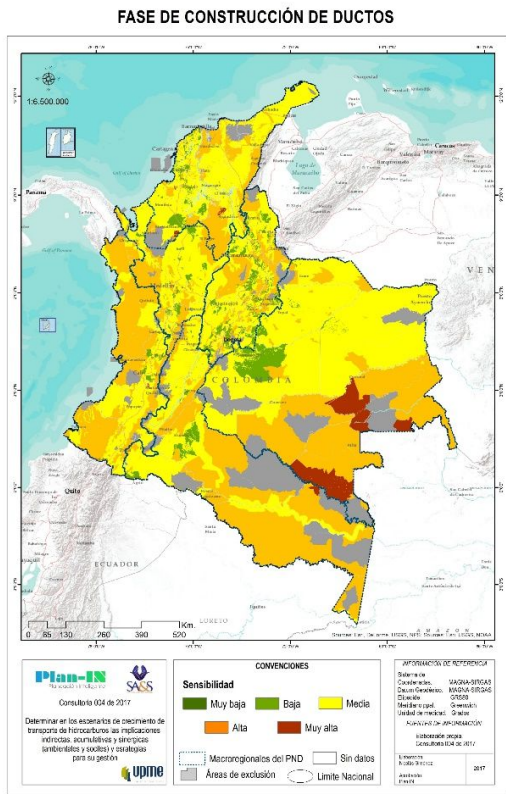


Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

La fase de preconstrucción muestra una sensibilidad muy especial al tema de territorios étnicos lo que se constituye en una verdadera restricción al desarrollo en estos sectores. Las consultas previas deberán ser un factor muy importante en las dinámicas empresas - comunidades étnicas, lo cual implica necesariamente una internalización de los tiempos y las dinámicas de trabajo que contiene el desarrollo de proyectos en este tipo de áreas y de poblaciones con fueros especiales.

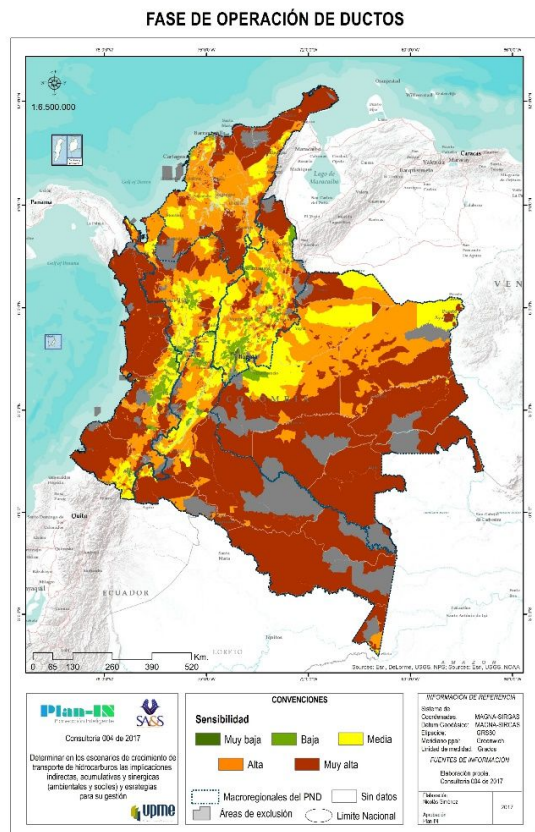
Igualmente, el tema de garantías frente a las dinámicas de la diversidad cultural serán un punto crítico para la viabilidad de los proyectos y los escenarios. Esto también se hace evidente en la construcción, donde las sensibilidades más altas se asocian principalmente con las áreas representativas de grupos étnicos.

Ilustración 59. Fase de Construcción de Ductos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 60. Fase de Operación de ductos

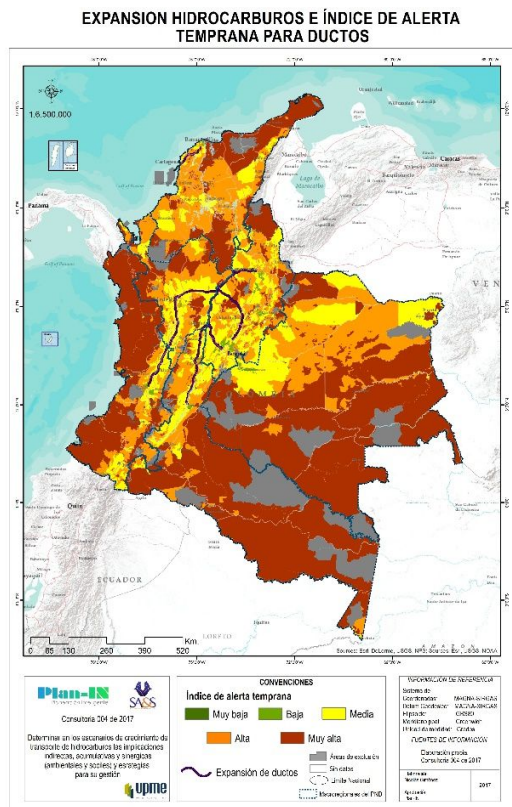


Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

De otro lado, en operación se amplía la dinámica de sensibilidades pues el tema de riesgos a comunidades, sumado al de los grupos étnicos, generan situaciones de manejo complejo para la operación.

La construcción de ductos implica por supuesto una coyuntura especial frente a los territorios, muchos de ellos periféricos, en los que se desarrollan la mayor parte de proyectos que denotan una sensibilidad ambiental y cultural muy importante, por lo que la ejecución de estos proyectos deberá contener los preceptos de cuidado y protección establecidos en la normatividad y en las políticas de desarrollo sostenible del país.

Ilustración 61: Sensibilidad de país para el desarrollo de proyectos de transporte por ductos



Las sensibilidades generales de país al desarrollo de actividades de transporte por ductos se observan en la Ilustración 61. Hay una sensibilidad general muy alta y alta en áreas extensas del país, especialmente aquellas zonas que por presencia de grupos étnicos y por dinámicas socioeconómicas presentan situaciones de manejo más complejas. El panorama en el país para la construcción de ductos se compagina con las dificultades a las que están asistiendo los proyectos minero-energéticos en la actualidad y ello deberá llevar a un ajuste y perfeccionamiento de las buenas prácticas en el sector.

1.1.1.1 El escenario de expansión de ductos para transporte de crudo

En relación con la expansión relacionada con el transporte de crudo a través de ductos se han dividido por tramos las áreas correspondientes al escenario. Lo que se observa en términos generales es una sensibilidad media para el desarrollo del escenario que deberá tener las consideraciones necesarias para el manejo adecuado de los impactos. Sin embargo, tramos como Lizama –

Chimitá, Galán – Lizama y Cartagena – Baranoa presentan sensibilidades muy altas en una proporción muy importante del tramo, lo que implica una gestión para un desarrollo exitoso que deberá contemplar las medidas de manejo más adecuadas para que el desarrollo sea sostenible.

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

A continuación, en la Tabla 40 se describen los departamentos y municipios sobre los cuales se presenta el desarrollo del escenario para transporte de crudo:

Tabla 43: Localización de los tramos de ductos del escenario de crecimiento de crudo

LOCALIZACIÓN DE LOS TRAMOS DE DUCTOS DEL ESCENARIO DE CRUDO					
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio
Cartagena - Baranoa	Atlántico	Galapa	Pereira - Cartago	Risaralda	Pereira
		Baranoa			Dosquebradas
		Usiacurí		Valle Del Cauca	Cartago

LOCALIZACIÓN DE LOS TRAMOS DE DUCTOS DEL ESCENARIO DE CRUDO						
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio	
	Bolívar	Sabanalarga	Salgar-Alban	Cundinam.	Puerto Salgar	
		Santa Catalina			Caparrapí	
		Luruaco			Guaduas	
		Cartagena			Utica	
		Clemencia			Quebradanegra	
		Santa Rosa			Villeta	
Cartago-Yumbo	Valle Del Cauca	Cartago	Salgar-Guaduoero	Cundinam.	Puerto Salgar	
		Obando			Caparrapí	
		La Victoria	Salgar-Gualanday	Cundinam.	Puerto Salgar	
		Zarzal			Guaduas	
		Bugalagrande		Caldas	Victoria	
		Andalucía			La Dorada	
		Tuluá		Tolima	Mariquita	
		San Pedro			Honda	
		Buga			Armero	
		Guacarí			Lérida	
El Cerrito	Venadillo					
Palmira	Alvarado					
Galán - Lizama	Santander	Barrancabermeja	Salgar-Mansilla	Cundinam.	Puerto Salgar	
Galán-Salgar	Antioquia	Yondó			Cundinam.	Caparrapí
		Puerto Berrio				Guaduas
	Santander	Barrancabermeja				Utica
		Puerto Parra				Quebradanegra
Boyacá	Puerto Boyacá	Villeta				
Cundinam.	Puerto Salgar	Sasaima				
Galán-Sebastopol	Santander	Yondó	Salgar-Mansilla	Cundinam.	Alban	
		Barrancabermeja			Facatativá	
		Puerto Parra			Puerto Salgar	
Gualanday - Neiva	Tolima	Cimitarra	Salgar-Vista Hermosa	Cundinam.	Caparrapí	
		Coello				
		Espinal				
		Guamo				

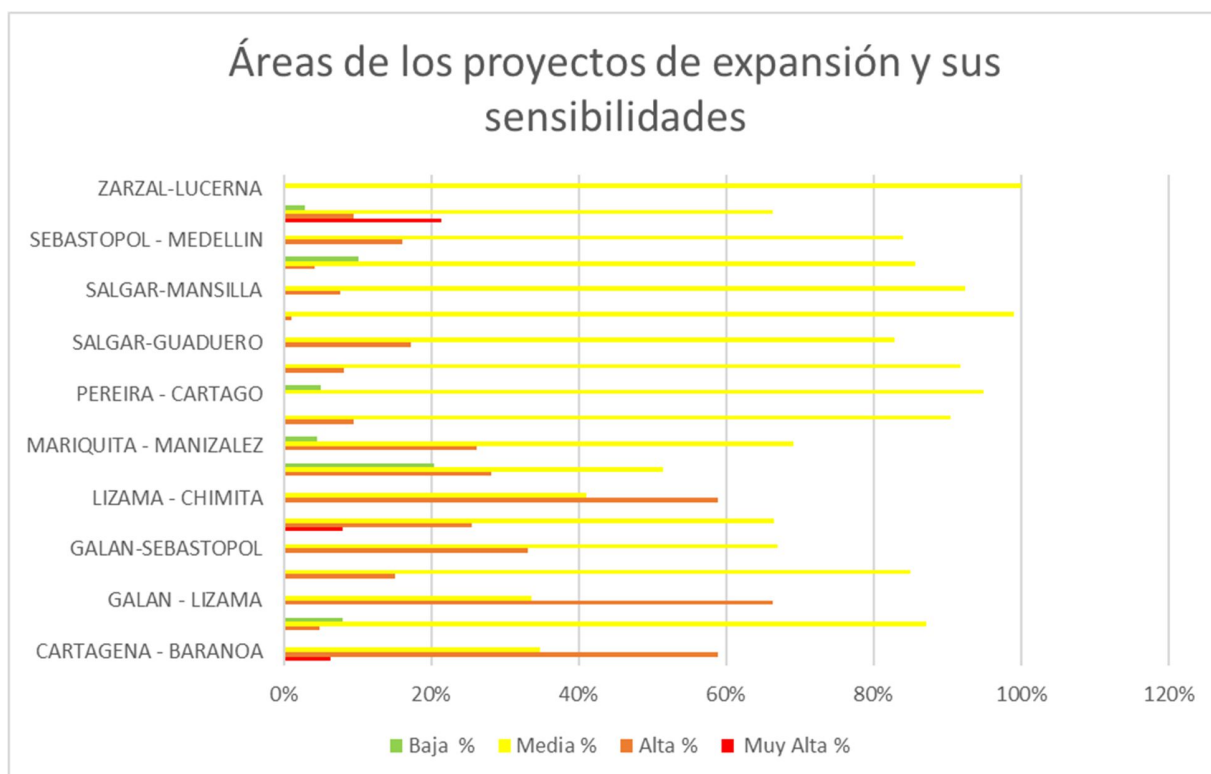
LOCALIZACIÓN DE LOS TRAMOS DE DUCTOS DEL ESCENARIO DE CRUDO						
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio	
		Saldaña			Guaduas	
		Coyaima			Utica	
		Natagaima			Quebradanegra	
	Huila	Villavieja			Villeta	
		Aipe			Sasaima	
		Neiva			Alban	
Lizama - Chimitá	Santander	Lebrija			Facatativá	
		Girón			Madrid	
		Bucaramanga			Funza	
		Barrancabermeja			Mosquera	
		San Vicente De Chucuri			Santander	Cimitarra
		Betulia			Antioquia	Puerto Berrio
Manizales - Pereira	Caldas	Manizales	Maceo			
	Villamaría	Santo Domingo				
Tolima	Herveo	San Roque				
Risaralda	Santa Rosa De Cabal	Barbosa				
	Dosquebradas	Girardota				
Mariquita - Manizales	Tolima	Mariquita	Copacabana			
		Fresno	Bello			
		Herveo	Medellín			
Medellín- Cartago	Antioquia	Bello		Santander	Cimitarra	
		Medellín			Vélez	
		La Estrella			Landázuri	
		Sabaneta			Bolivar	
		Caldas			Guavatá	
		Santa Barbara			Puente Nacional	
		Fredonia			Moniquirá	
		La Pintada			Gachantivá	
	Caldas	Aguadas	Villa De Leyva			
		Pacora	Sutamarchán			
		La Merced	Ráquira			
		Filadelfia	Cundinam.	Guachetá		
		Neira		Lenguazaque		
		Manizales		Cucunubá		
		Palestina		Suesca		

LOCALIZACIÓN DE LOS TRAMOS DE DUCTOS DEL ESCENARIO DE CRUDO					
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio
		Chinchiná			Nemocón
	Risaralda	Marsella			Gachancipá
		Pereira	Zarzal-Lucerna	Valle Del Cauca	Zarzal
	Valle Del Cauca	Cartago			

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

En la Ilustración 62 se observan las áreas de los tramos de los diferentes sistemas que atraviesan las categorías de sensibilidad.

Ilustración 62: Áreas de los tramos de ductos del escenario en categorías de sensibilidad



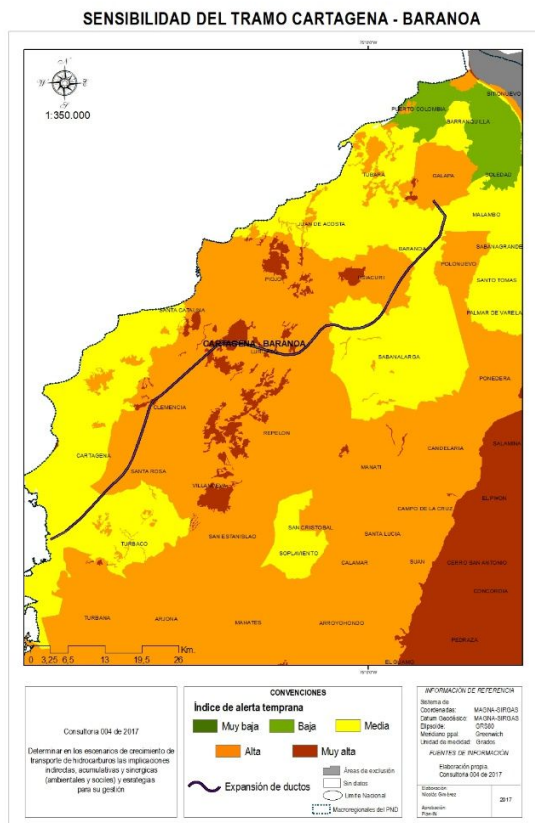
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Cartagena – Baranoa presenta una alta sensibilidad en su desarrollo, para este tramo se hará necesario un manejo social y ambiental que reduzca la conflictividad y que permita una dinámica para su ejecución que posibilite diálogos sociales y permita una mejor valoración social de los beneficios asociados.

Cartago-Yumbo presenta en general una dinámica media de sensibilidad, lo que significa que su gestión socio ambiental esté seguramente marcada por características de menor complejidad social y ambiental.

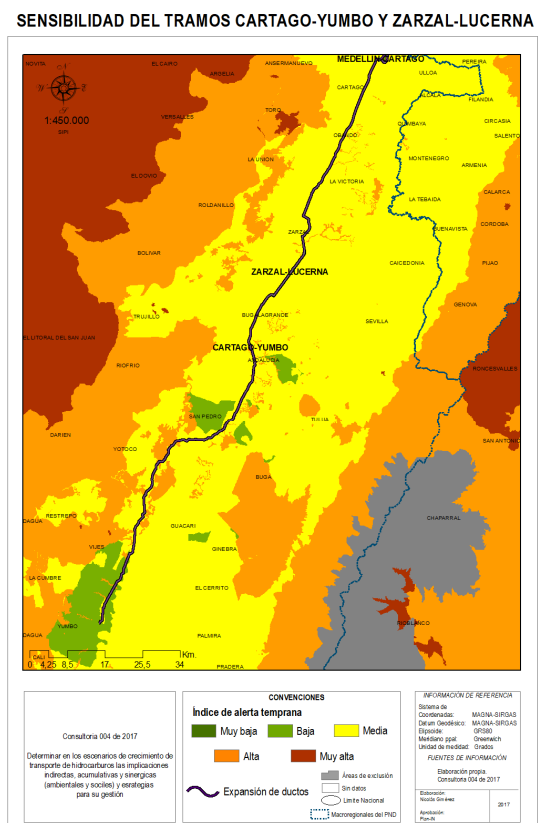
En las Ilustración 63 e Ilustración 64 se muestran las complejidades asociadas a estos dos tramos:

Ilustración 63: Sensibilidad tramo Cartagena - Baranoa



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 64: Sensibilidad tramo Cartago - Yumbo



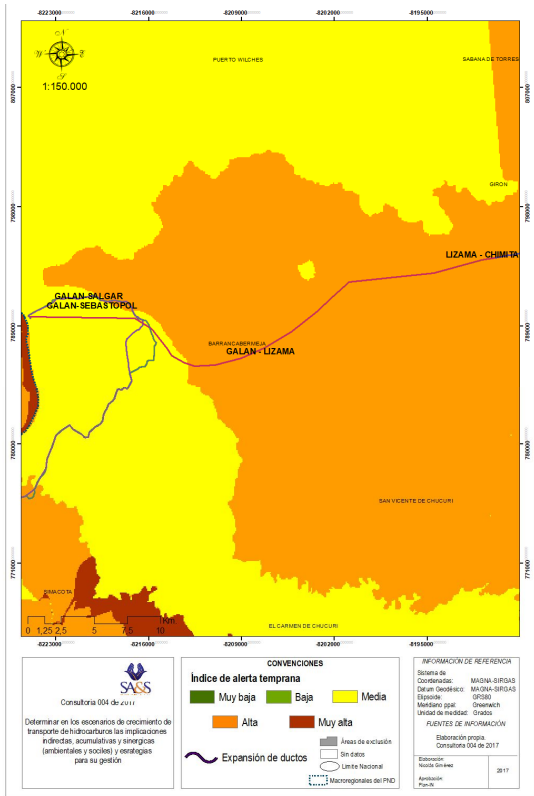
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Galán – Lizama presenta una sensibilidad alta en la mayor parte de su recorrido, lo que significa en términos generales la necesidad de una incidencia más fuerte en el manejo de los aspectos sociales que le dan su especificidad

Galán-Salgar presenta sensibilidades media y alta que requieren una gestión socioambiental exigente para cumplir con las disposiciones del desarrollo sostenible y lograr minimizar los efectos sobre los socioecosistemas.

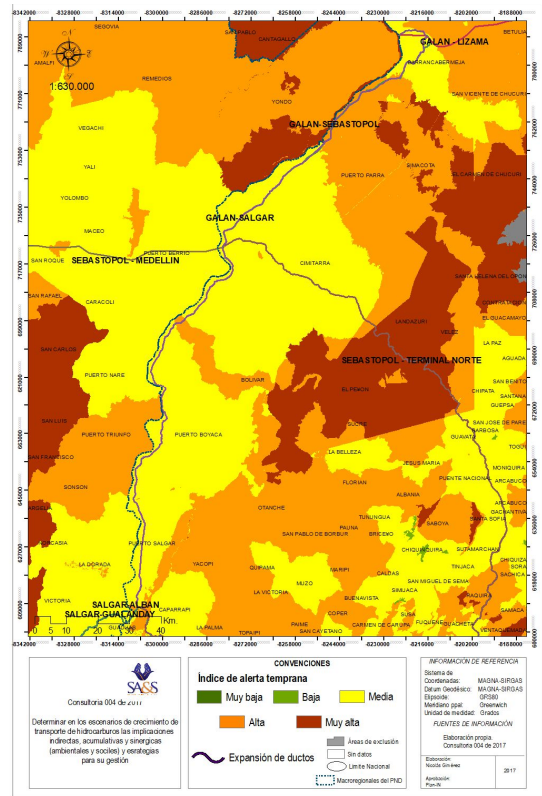
En las Ilustración 65 e Ilustración 66 se muestran los tramos Galán Lizama y Galán Salgar y las dinámicas socioecológicas de las áreas que atraviesan.

Ilustración 65: Sensibilidad del tramo Galán - Lizama



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 66: Sensibilidad del tramo Galán - Salgar



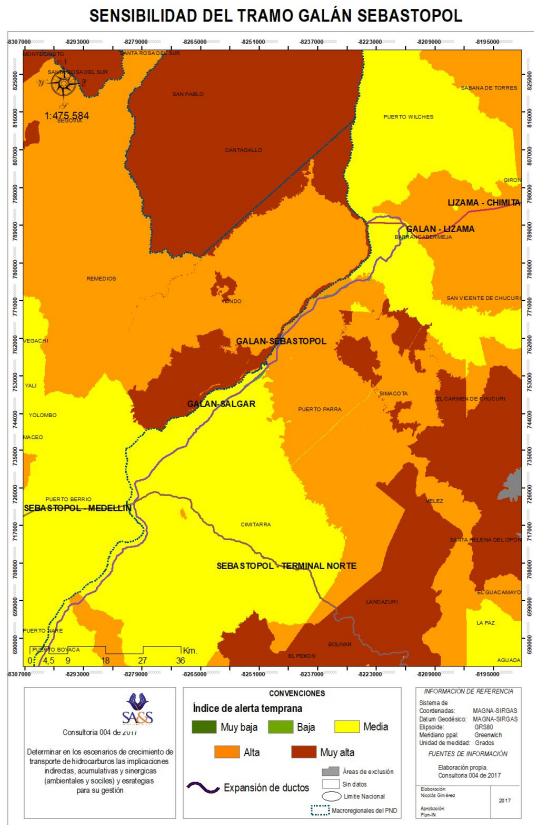
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Galán-Sebastopol presenta una sensibilidad alta y muy alta, especialmente por las condiciones sociales del área por la que atraviesa y las características del manejo que debe imponerse. Para generar un manejo adecuado deberá desarrollarse una planificación acorde con las complejidades del escenario.

Gualanday – Neiva presenta sensibilidades medias principalmente y algunos sectores altos. La continuidad de estos tramos, en relación con altas sensibilidades a lo largo del ducto, implicarán una noción de manejo integral que viabilice la totalidad del proyecto de expansión.

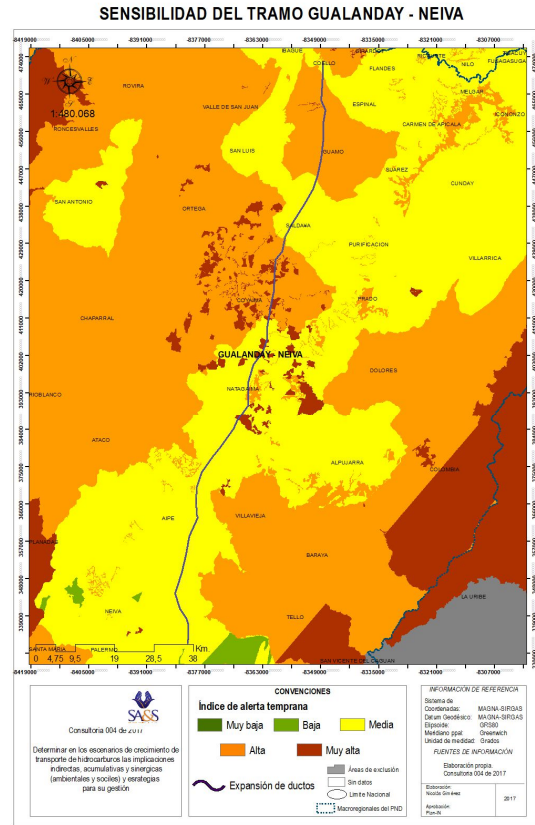
Las Ilustración 67 e Ilustración 68 muestran las sensibilidades asociadas a los tramos Galán Sebastopol y Gualanday – Neiva.

Ilustración 67: Sensibilidad del tramo Galán - Sebastopol



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 68: Sensibilidad del tramo Gualanday - Neiva



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

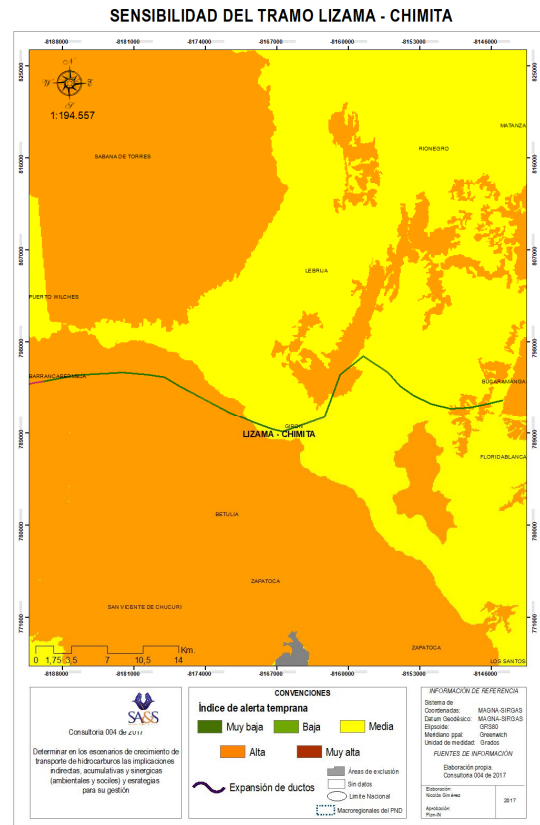
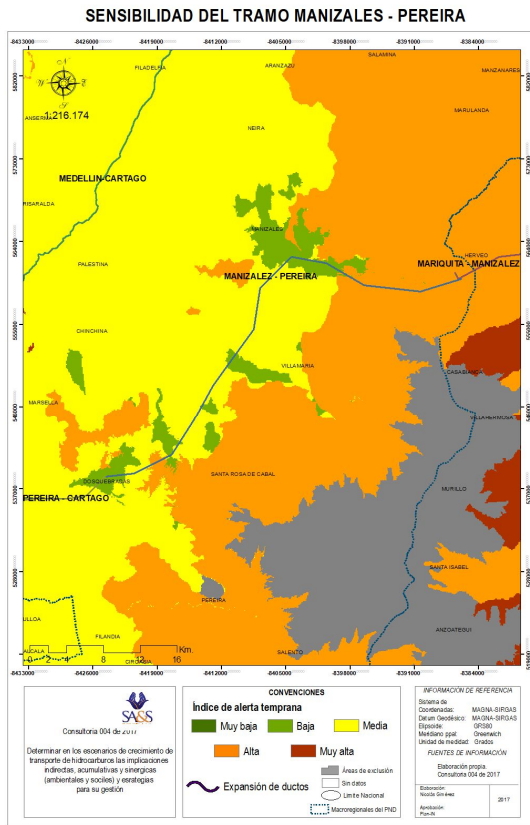
Lizama – Chimitá presenta sensibilidad altas y medias a lo largo del tramo, esto hace que en términos generales haya una necesidad de generar un manejo que atienda especificidades socioambientales importantes.

Manizales – Pereira presenta sensibilidades medias predominantemente y algunas bajas, esto significa en gran medida una dinámica del conflicto social y de la gestión ambiental hacia la sostenibilidad más viable.

A continuación, las Ilustración 69 e Ilustración 70 da cuenta de la sensibilidad de los tramos Lizama – Chimitá y Manizales – Pereira:

Ilustración 69: Sensibilidad del tramo Manizales - Pereira

Ilustración 70: Sensibilidad del tramo Lizama - Chimitá



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

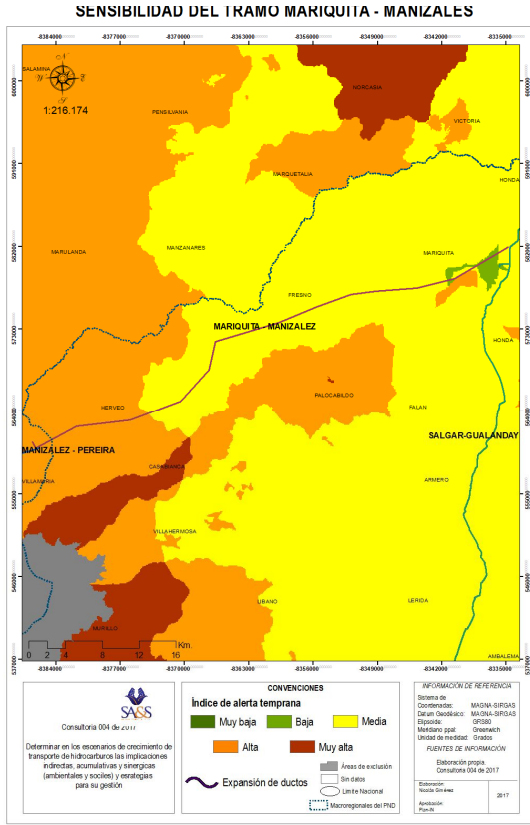
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Mariquita – Manizales presenta en su trayecto sensibilidades medias y en menor proporción altas, asociadas fundamentalmente a su paso por zonas de mayor densidad poblacional y los posibles impactos sociales que pudieran generarse. El manejo asociado a este tramo deberá contemplar las dinámicas sociales de la población que pueden incidir en la viabilidad del escenario.

Medellín-Cartago presenta sensibilidades medias y algunas altas relacionadas con las densidades poblacionales a su paso. Esto significa que el manejo hacia la sostenibilidad deberá contemplar de manera muy especial los problemas que puedan presentarse a la población en relación con la expansión del sistema.

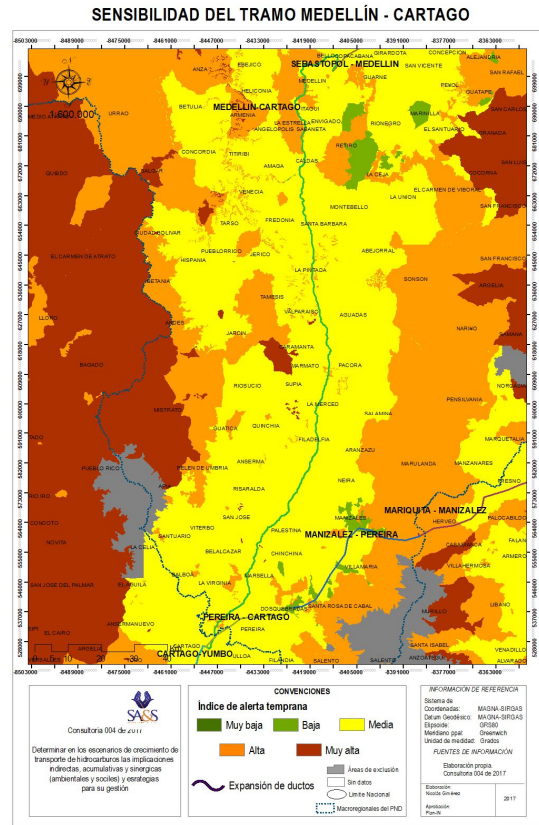
A continuación, se presentan las Ilustración 71 e Ilustración 72 que muestran las dinámicas de sensibilidad del tramo:

Ilustración 72: Sensibilidad en el tramo Mariquita - Manizales



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 71: Sensibilidad en el tramo Medellín - Cartago



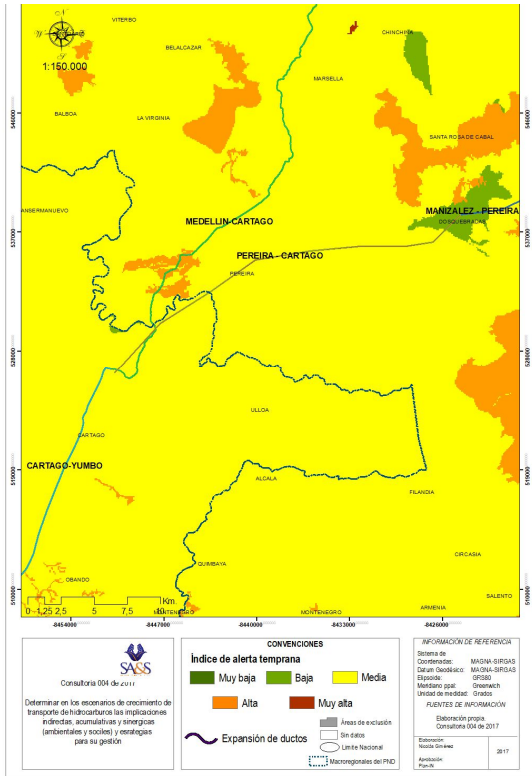
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Pereira – Cartago presenta en términos generales una sensibilidad media dada especialmente por condiciones socioecológicas que determinan condiciones asociadas al manejo de proyecto hacia su sostenibilidad.

Salgar - Albán presenta también una sensibilidad media lo que denota condiciones generales de manejo con favorabilidad hacia la sostenibilidad. Sobresale una sensibilidad alta hacia el municipio de Salgar, lo que implica un manejo social especial en la construcción de viabilidad.

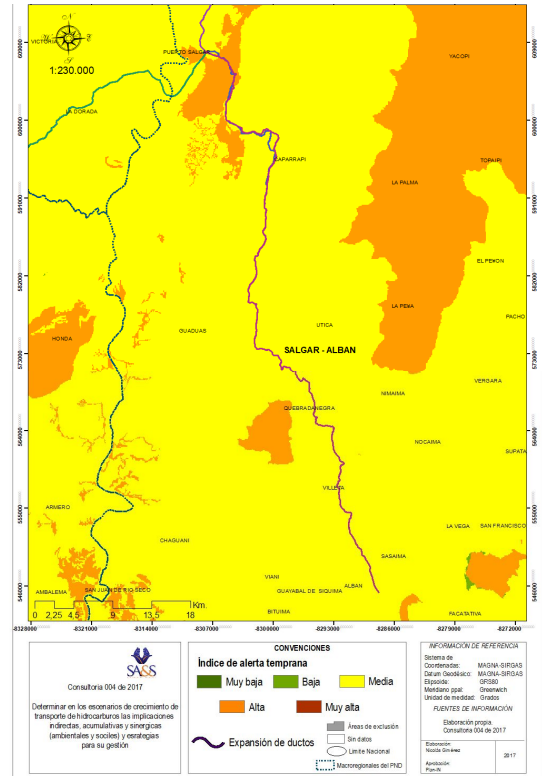
Los siguientes gráficos ilustran las condiciones de sensibilidad asociados al tramo Pereira – Cartago (Ilustración 74) y al tramo Salgar – Albán (Ilustración 73):

Ilustración 74: Sensibilidad en el tramo Pereira - Cartago



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 73: Sensibilidad en el tramo Salgar – Albán



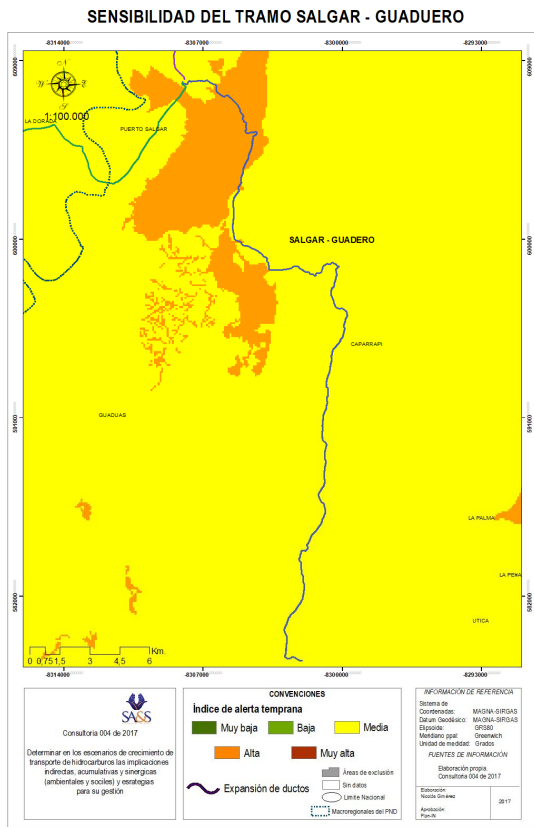
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Salgar-Guaduro presenta sensibilidades medias en casi todo el tramo de su recorrido. Hacia Puerto Salgar presenta una dinámica alta de sensibilidad asociada a las problemáticas sociales relacionadas con el área municipal. Una vez más, deberá estructurar un manejo que contemple estas especificidades y la alta sensibilidad de este sector.

Salgar-Gualanday presenta un panorama muy similar al tramo anterior, predominantemente una sensibilidad media y una mayor intensidad en el área de Puerto Salgar.

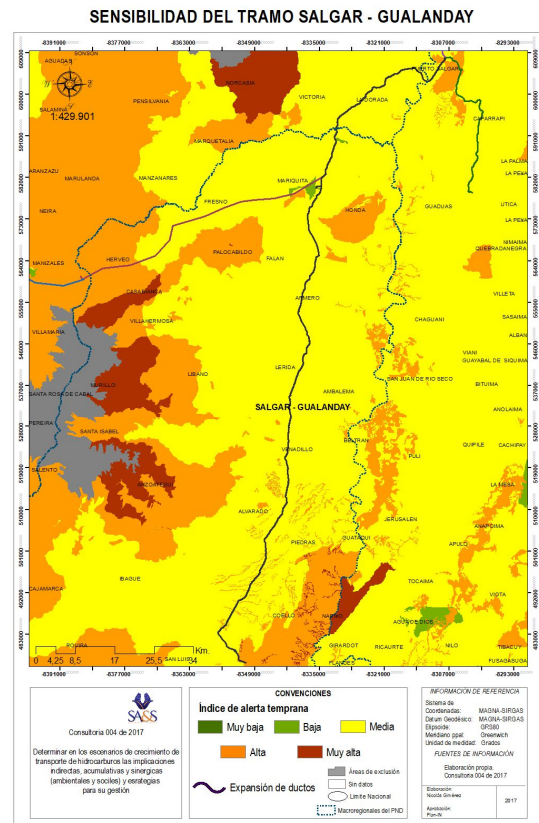
Las siguientes ilustraciones grafican las condiciones de la sensibilidad: en la Ilustración 75 el tramo Salgar – Guaduro y en la Ilustración 76 el tramo Salgar-Gualanday.

Ilustración 75: Sensibilidad en el tramo Salgar - Guaduro



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 76: Sensibilidad en el tramo Salgar - Gualanday



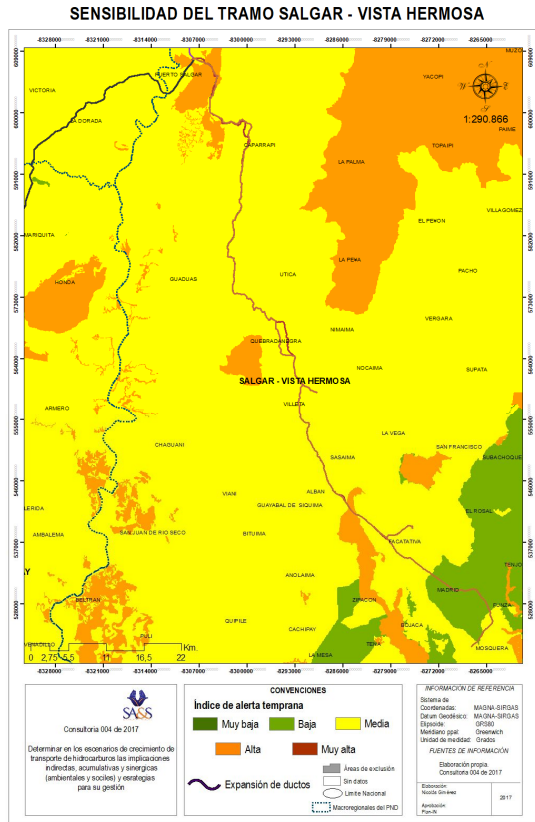
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Salgar-Mansilla presenta sensibilidades medias en casi todo el tramo de su recorrido. Hacia Puerto Salgar y Facatativá presenta una dinámica alta de sensibilidad asociada a las problemáticas sociales relacionadas las variables poblacionales. Una vez más, deberá estructurar un manejo que contemple estas especificidades y la alta sensibilidad de estos sectores.

Salgar-Vista Hermosa presenta un panorama muy similar al tramo anterior, predominantemente una sensibilidad media y una mayor intensidad en las áreas de Puerto Salgar y Facatativá.

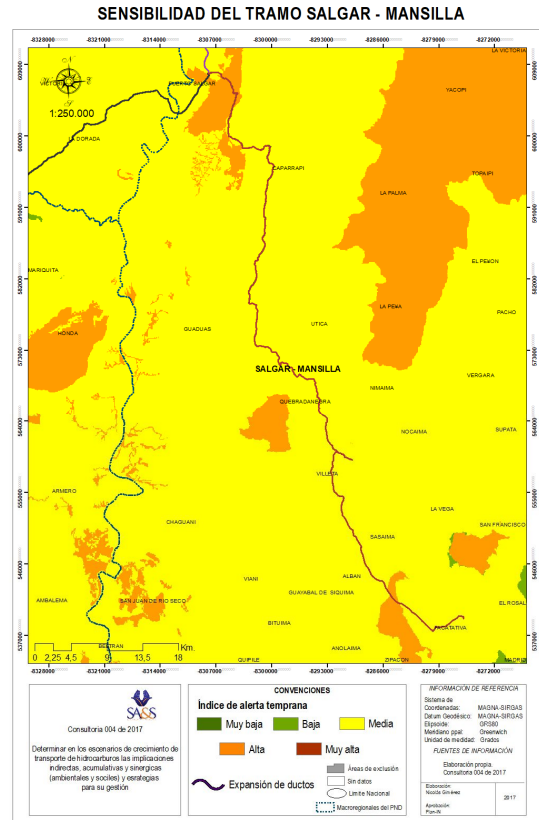
En la Ilustración 78 ilustración 77 Ilustración 76 se muestran los tramos Salgar – Vista Hermosa y Salgar - Mansilla y las dinámicas socioecológicas de las áreas que atraviesan.

Ilustración 78. Sensibilidad tramo Salgar – Vista Hermosa



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 77. Sensibilidad tramo Salgar - Mansilla



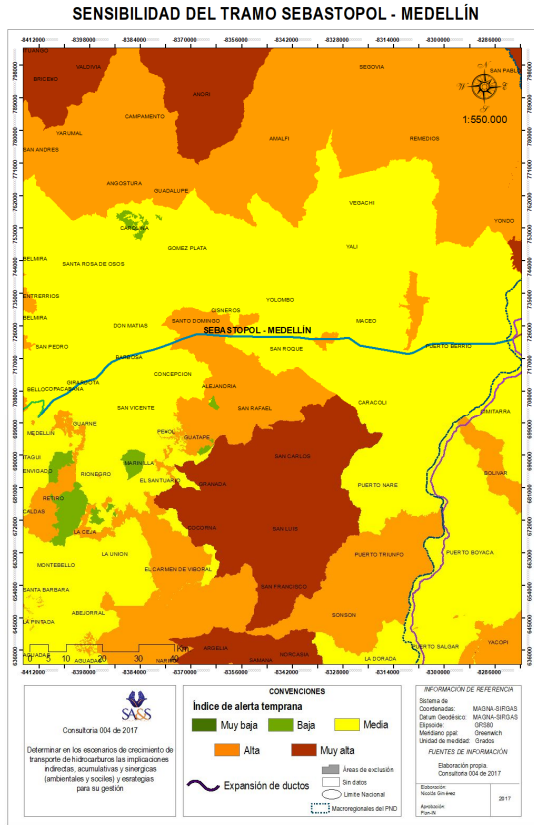
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Sebastopol – Medellín presenta una sensibilidad media en casi todos los tramos y solo presenta unas sensibilidades altas en dos puntos asociados a dinámicas sociales más complejas. Esto implica un manejo hacia la sostenibilidad menos complejo que otros tramos e implica bajo una mirada general del sistema un manejo integral de los diferentes tramos por donde atraviesa.

Sebastopol - Terminal Norte presenta unas sensibilidades muy altas, altas y medias en el entorno socio ecosistémico, esto significa que las perspectivas de manejo sostenible deberán contener altos estándares de gobierno de situaciones sociales que pueden hacer complejo el escenario.

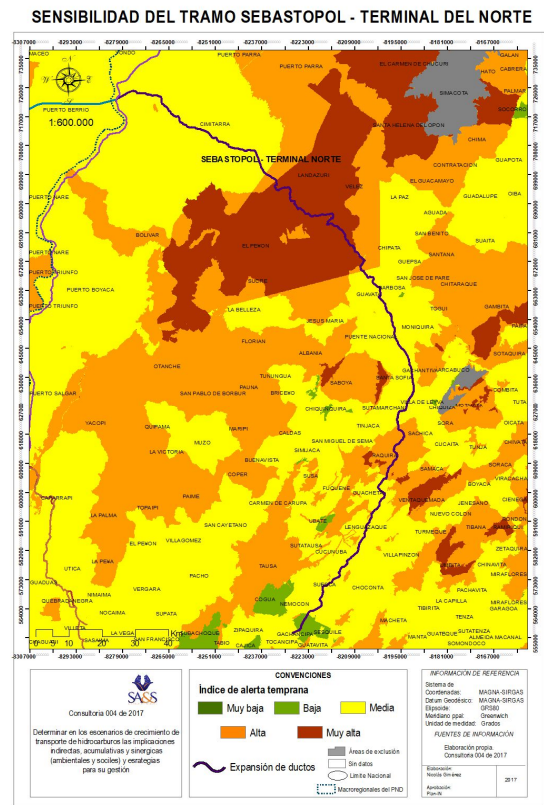
En la Ilustración 79 se puede observar la sensibilidad en el entorno del tramo Sebastopol – Medellín y en la Ilustración 80 dicha sensibilidad en el tramo Sebastopol – Terminal Norte.

Ilustración 79 Sensibilidad tramo Sebastopol - Medellín



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 80 Sensibilidad tramo Sebastopol – Terminal del Norte



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

1.1.1.2 El escenario de expansión de gasoductos

El escenario de expansión a través de gasoductos contempla una dinámica de intervención en los siguientes sistemas y áreas geográficas:

Tabla 44: Áreas por donde atraviesan los proyectos del escenario de gasoductos

ÁREAS POR DONDE ATRAVIESAN LOS PROYECTOS DEL ESCENARIO					
Nombre	Departamento	Municipio	Nombre	Departamento	Municipio
Gasoducto Ballena-Cartagena	La Guajira	Manaure	Loop Ballena – Barrancabermeja	La Guajira	Manaure
		Riohacha			Maicao
		Dibulla			Riohacha
	Magdalena	Santa Marta			Hatonuevo

ÁREAS POR DONDE ATRAVIESAN LOS PROYECTOS DEL ESCENARIO						
Nombre	Departamento	Municipio	Nombre	Departamento	Municipio	
		Ciénaga			Barrancas	
		Sitionuevo			Distracción	
		Puebloviejo			Fonseca	
	Atlántico	Tubará			San Juan Del Cesar	
		Galapa			Villanueva	
		Soledad			Urumita	
		Malambo			La Jagua Del Pilar	
		Juan De Acosta			Albania	
		Baranoa			La Paz	
		Piojo			San Diego	
		Luruaco			Agustín Codazzi	
	Bolívar	Santa Catalina			Becerril	
		Cartagena			La Jagua De Ibirico	
	Loop Mariquita – Ibagué.	Tolima		Mariquita	Cesar	Chiriguaná
				Honda		Chimichagua
				Armero		Curumaní
				Lérida		Pailitas
				Ambalema		Pelaya
				Venadillo		La Gloria
				Alvarado		Aguachica
Piedras			Gamarra			
Coello			Rio De Oro			
Espinal			San Martin			
Guamo			San Alberto			
Saldaña			Santander	Puerto Wilches		
Coyaima				Rionegro		
Natagaima		Sabana De Torres				
Huila		Villavieja	Barrancabermeja			
		Aipe	La Esperanza			
		Neiva				
		Palermo				
		Yaguara				
			Cúcuta	Cartagena	Bolívar	Cartagena
					Arjona	

ÁREAS POR DONDE ATRAVIESAN LOS PROYECTOS DEL ESCENARIO								
Nombre	Departamento	Municipio	Nombre	Departamento	Municipio			
Gasoducto Gibraltar A Cúcuta	Norte De Santander	San Cayetano	Gasoducto Jobo-Cartagena	Sucre	Turbana			
		Villa Del Rosario			Maria La Baja			
		Los Patios			San Onofre			
		Ragonvalia			Tolúviejo			
		Herrán			Morroa			
		Toledo			Sincelejo			
Gasoducto Buenaventura-Yumbo	Valle Del Cauca	Buenaventura	Córdoba	Córdoba	Corozal			
		Dagua			Sampué			
		La Cumbre			Chinú			
		Yumbo			Sahagún			
Gasoducto Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá	Córdoba	Sahagún	Córdoba	Córdoba	Pueblo Nuevo			
		Pueblo Nuevo			Planeta Rica			
		Planeta Rica			Buenavista			
		Buenavista			Montelíbano			
		Montelíbano			Antioquia	Taraza		
	Antioquia	Antioquia	Taraza	Loop Cusiana – Vasconia	Santander	Sucre	Tolú	
			Ituango			Santander	Bolivar	
			Yarumal				La Belleza	
			Briceno				Puente Nacional	
			Santa Rosa De Osos				Otanche	
			Belmira				Moniquirá	
			Entrerrios				Jesús Maria	
			San Pedro				Florián	
			Copacabana				Albania	
			Bello				Boyacá	Puerto Boyacá
			Guarne					Arcabuco
			Rionegro					Gachantivá
			El Carmen De Viboral					Combita
			La Ceja					Villa De Leyva
			La Unión					Motavita
			Sonsón					Chiquiza
			Argelia					Aquitania
	Nariño	Sora						
	Caldas	Caldas	Victoria	Tunja				
			Norcasia	Pesca				

ÁREAS POR DONDE ATRAVIESAN LOS PROYECTOS DEL ESCENARIO					
Nombre	Departamento	Municipio	Nombre	Departamento	Municipio
	Tolima	Samaná			Chivata
		Honda			Siachoque
		Mariquita			Viracacha
	Guaduas	Rondón			
	Villeta	Aguazul			
	Cundinamarca	La Vega		Casanare	Recetor
		Sasaima		Chameza	
		Tenjo		Boyacá	Zetaquirá
		Facatativá			San Eduardo
		Madrid			
		Cota			
		Bogota D.C		Bogota D.C.	

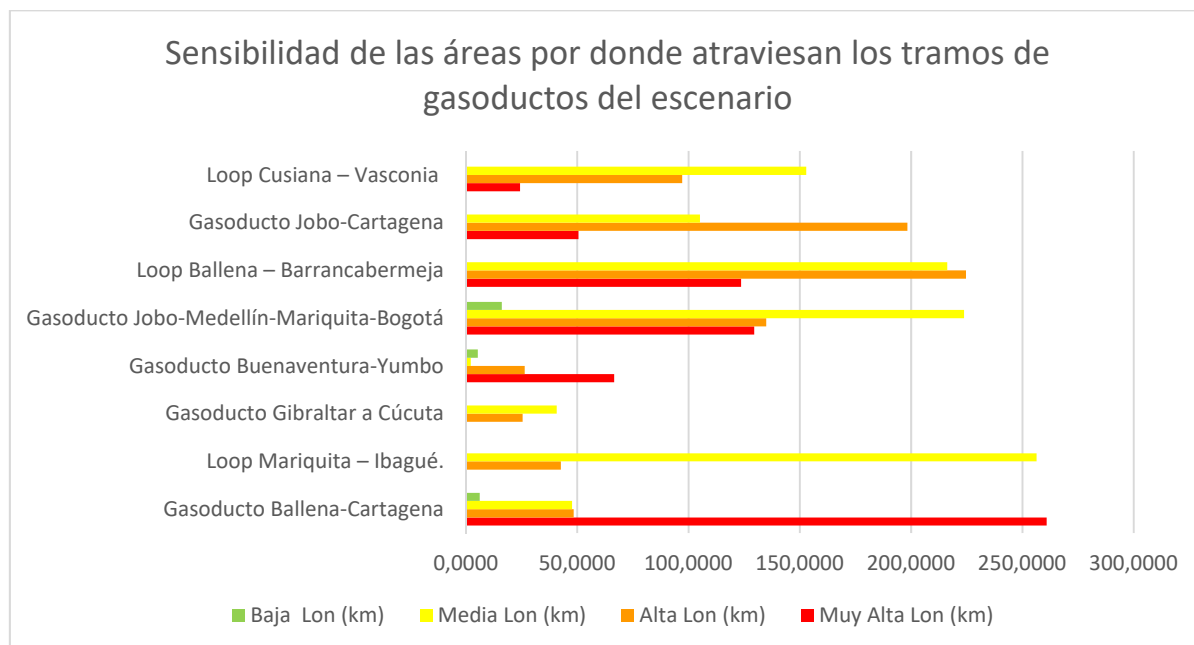
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Los trazados de los proyectos que conforman el escenario de expansión para el caso de gasoductos presentan sensibilidades medias, altas y muy altas principalmente. Esto significa que el desarrollo del escenario requerirá dinámicas de manejo cuyos esquemas metodológicos deben considerar los sitios de intervención puntual por las obras del proyecto y la sensibilidad socioambiental de la zona y sus diferentes áreas de intervención.

Sobresalen en las dinámicas del manejo sensible los tramos Ballena – Barrancabermeja y Ballena – Cartagena, donde predominan sensibilidades altas y muy altas para el manejo. Esto significa un trabajo detallado y minucioso para el logro de los preceptos de sostenibilidad, especialmente en las dinámicas sociales que presentan características importantes a ser tenidas en cuenta en el manejo.

En el caso de gasoductos, las sensibilidades medidas a través de los indicadores de los condicionantes se muestran en la Ilustración 81 .

Ilustración 81. Sensibilidad de las áreas por donde atraviesan los tramos de gasoducto del escenario de expansión



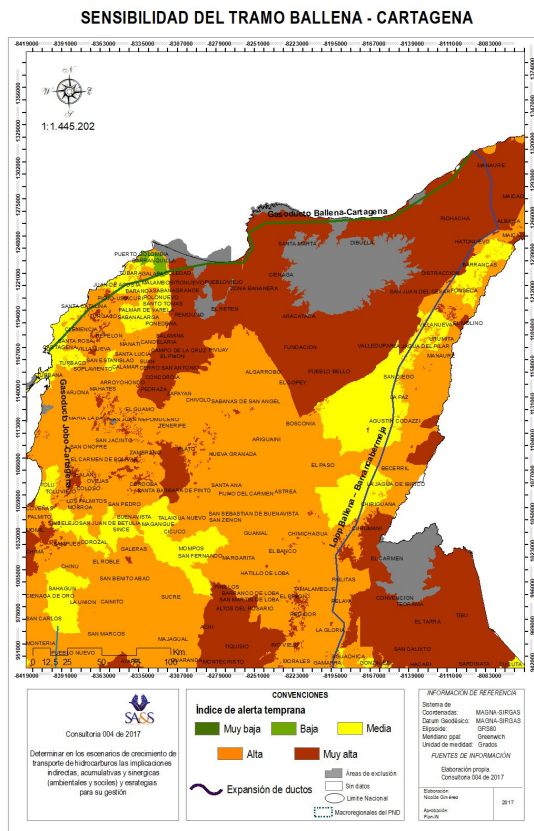
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El Gasoducto Ballena-Cartagena presenta una sensibilidad muy alta principalmente. Esto debido en su conjunto a las características ambientales y culturales del entorno que generan una dinámica de manejo exigente y acorde con la especificidad de los socioecosistemas. Para hacer viable este proyecto del escenario se requerirá un manejo que atienda las especificidades culturales de la zona de manera integral y respetuosa y además las condiciones ecológicas de las áreas por las que atraviesa.

El Loop Mariquita – Ibagué presenta sensibilidades medias y altas principalmente. Las principales complejidades del manejo están dadas por la alta sensibilidad social que acompaña el entorno de este proyecto del escenario. Ello significa una vez más que la clave para la sostenibilidad estará dada por un trabajo social detallado y minucioso que reduzca los riesgos sociales que parecen en el entorno.

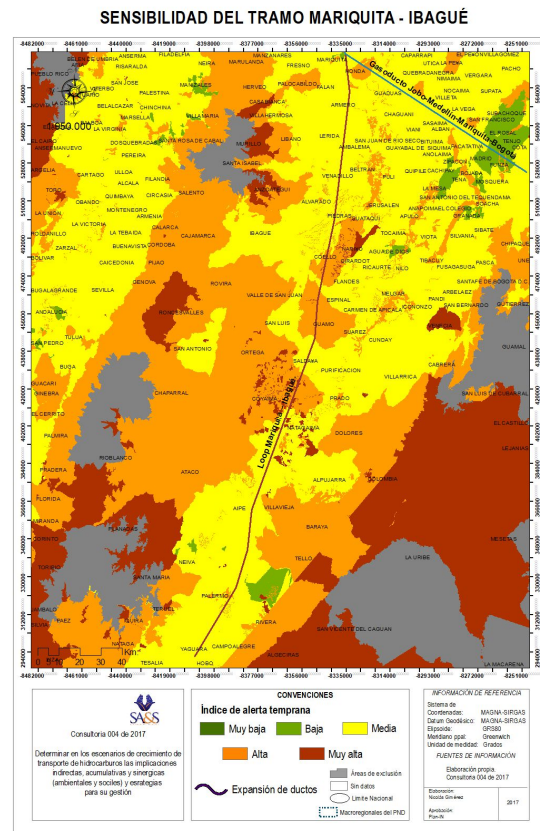
En la Ilustración 83 y Ilustración 82 se detallan las diferentes sensibilidades asociadas al entorno a través de los cuales realiza su recorrido el gasoducto Ballena – Cartagena y el Loop Mariquita - Ibagué.

Ilustración 83. Sensibilidad del tramo Ballena - Cartagena



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 82 Sensibilidad del tramo Mariquita - Ibagué



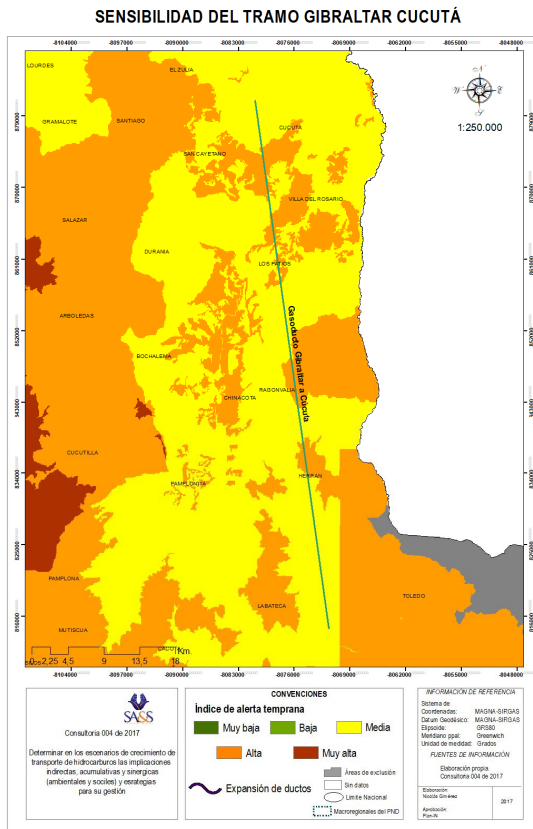
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El Gasoducto Gibraltar – Cúcuta presenta sensibilidades medias predominando a lo largo del tramo, En algunos sectores presenta algunas sensibilidades altas, relacionadas con dinámicas sociales lo que le imprime una perspectiva de manejo importante y una lógica de acciones importantes para el buen desarrollo del proyecto del escenario.

El Gasoducto Buenaventura-Yumbo presenta en casi todo su trazado sensibilidades muy altas y altas. Esto significa que el manejo social y cultural, además de las complejidades en el manejo ecosistémicos deberán primar en las decisiones hacia la sostenibilidad. Cabe recordar que le municipio de Buenaventura presenta en la actualidad una de las dinámicas socioecológicas más complejas del país.

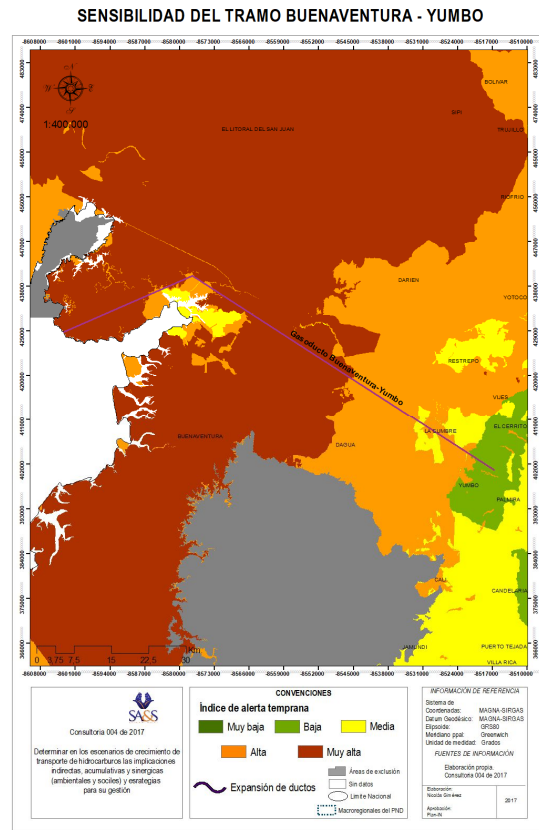
En la Ilustración 85 se muestra la sensibilidad asociada al tramo Gibraltar – Cúcuta y en la Ilustración 84 las dinámicas de sensibilidad del tramo Buenaventura – Yumbo.

Ilustración 85. Sensibilidad del tramo Gibraltar - Cúcuta



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 84. Sensibilidad del tramo Buenaventura - Yumbo



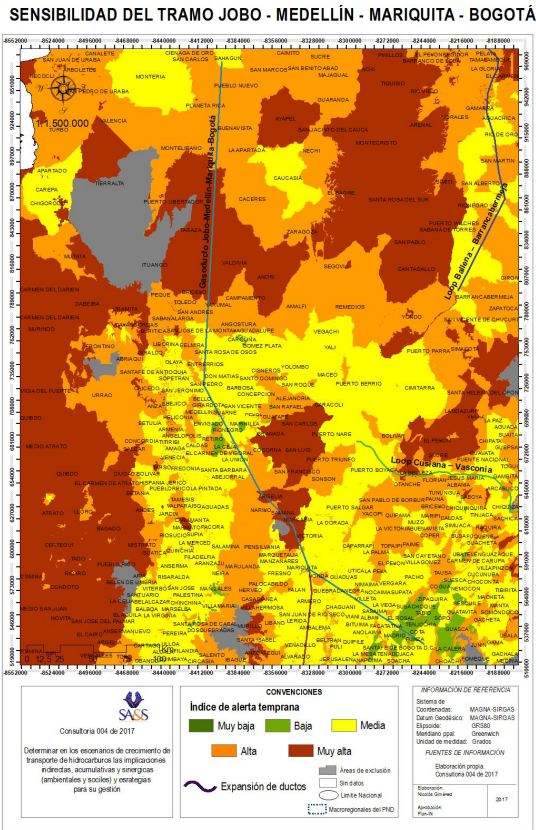
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El Gasoducto Jobo-Medellín - Mariquita-Bogotá presenta sensibilidades variadas a lo largo de su recorrido, predominando sensibilidades muy altas y altas, lo que hace de este proyecto del escenario una dinámica compleja para el manejo. Las sensibilidades están asociadas a factores que comprometen la viabilidad social y ambiental en tanto implicarán estándares de manejo importantes para el logro de la sostenibilidad.

El Loop Ballena – Barrancabermeja presenta sensibilidades menos marcadas que otros tramos, predominan sensibilidades medias y altas en algunos sectores, especialmente asociadas a dinámicas sociales que deberán ser atendidas en el manejo.

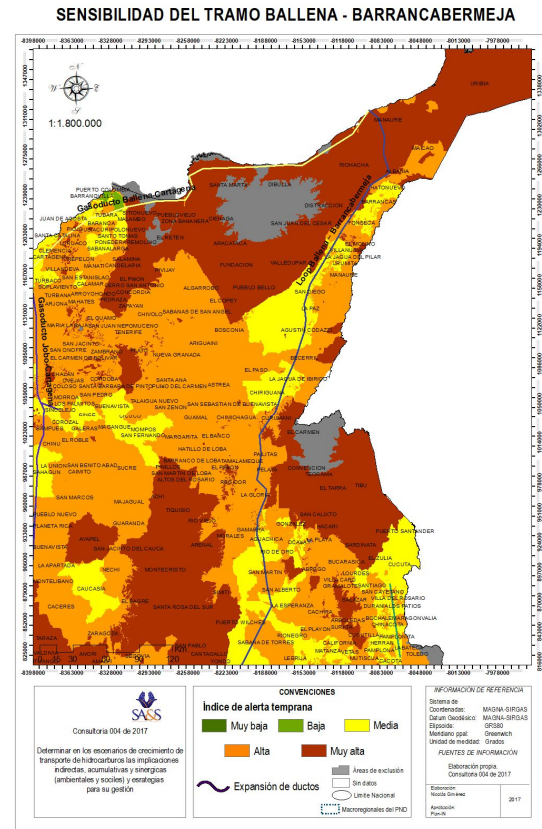
La Ilustración 87 e Ilustración 86 muestran las sensibilidades de los tramos Jobo-Medellín - Mariquita-Bogotá y Ballena – Barrancabermeja respectivamente.

Ilustración 87 Sensibilidad asociada al tramo Jobo-Medellín - Mariquita-Bogotá



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 86 Sensibilidad asociada al tramo Ballena – Barrancabermeja



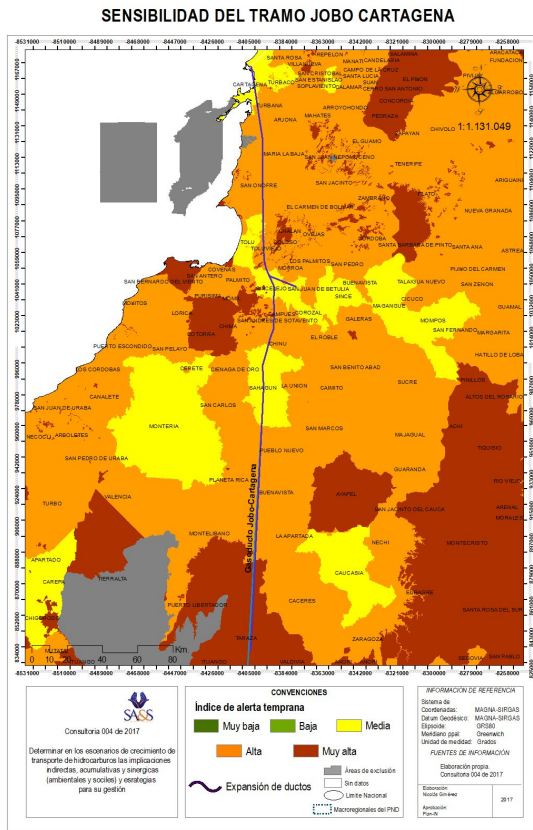
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El Gasoducto Jobo-Cartagena presenta un trazado donde predominan las sensibilidades muy altas y altas para el manejo. Las implicaciones para este tramo del escenario están dadas en el manejo detallado y atento de las condiciones socioecológicas muy particulares de este sector del país. La sostenibilidad aquí tendrá un factor muy importante en el manejo social que se genere al proyecto.

El Loop Cusiana – Vasconia presenta una dinámica de sensibilidades altas y muy altas a lo largo de la mayor parte del tramo. La complejidad del manejo estará dada por las dinámicas socioecológicas diversas que contiene el entorno y deberá generarse especialmente un manejo ambiental acorde con las sensibilidades expresadas.

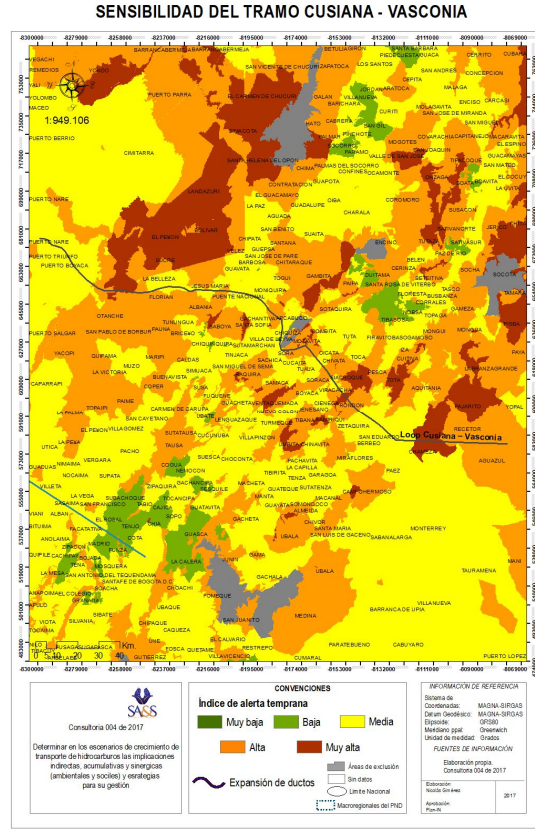
A continuación, en la Ilustración 89 e Ilustración 88 se describen las principales características de sensibilidad que tienen los tramos Jobo – Cartagena y Cusiana – Vasconia.

Ilustración 89. Sensibilidad del tramo Jobo - Cartagena



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 88. Sensibilidad del tramo Cusiana - Vasconia



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

1.1.1.3 El escenario de expansión a través de carrotranques

Los escenarios de crecimiento asociados al transporte de hidrocarburos presentan connotaciones muy específicas relacionados con los centros de oferta y demanda y las vías que los conectan. En este sentido las áreas que se verían afectadas por las actividades de transporte por modo carretero se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 45: Áreas de transporte de hidrocarburos por carrotranque en el escenario

ÁREAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR MODO CARRETERO					
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio
Bogota - Espinal	Bogota D.C	Bogota D.C.	Manizales - Pereira	Caldas	Manizales
	Cundinamarca	Soacha			Chinchiná
		Granada			Villamaría

ÁREAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR MODO CARRETERO						
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio	
		Silvania	Mansilla - Bogota	Risaralda	Santa Rosa De Cabal	
		Girardot			Dosquebradas	
		Fusagasugá		Cundinamarca	Facatativá	
		Ricaurte			Madrid	
		Nilo			Funza	
	Tolima	Flandes	Bogota D.C	Bogota D.C.		
		Melgar	Antioquia	Medellín		
		Icononzo		Itagüí		
		Espinal		Envigado		
	Bogota - Tocancipá	Cundinamarca		Chía	Sabaneta	
Bogota D.C		Bogota D.C.		Caldas		
Cartagena - Baranoa	Atlántico	Galapa		Santa Barbara		
		Sabanalarga		La Pintada		
		Luruaco		Aguadas		
	Bolívar	Santa Catalina		Caldas	Pacora	
		Baranoa			Riosucio	
		Cartagena	Marmato			
		Clemencia	Supía			
Cartago - Yumbo	Valle Del Cauca	Cartago	Anserma			
		Obando	Risaralda			
		La Victoria	San Jose			
		Zarzal	Belalcázar			
		Bugalagrande	Risaralda		Pereira	
		Andalucía			La Virginia	
		Tuluá		Quinchía		
		San Pedro	Valle Del Cauca	Cartago		
		Buga	Pereira - Cartago	Risaralda	Pereira	
		Guacarí		Dosquebradas		
		El Cerrito		Valle Del Cauca	Cartago	
		Espinal - Gualanday	Tolima	Palmira	Cundinamarca	Guaduas
				Coello		Chaguaní
Espinal - Neiva	Tolima	Espinal	San Juan De Rio Seco			
		Guamo	Beltrán			

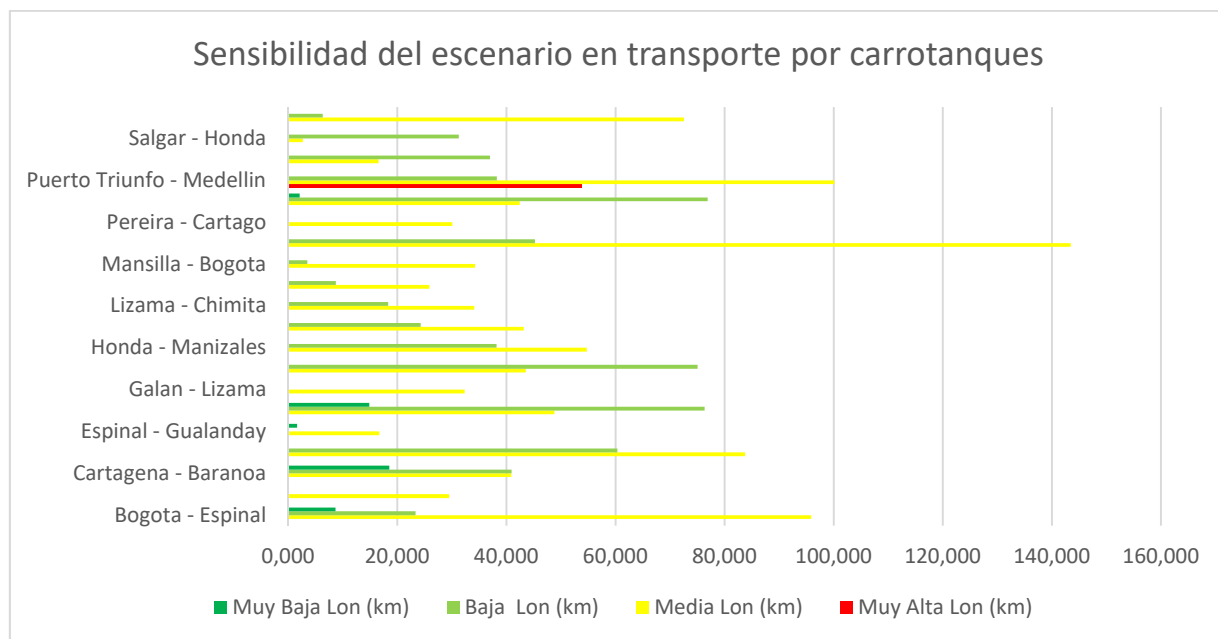
ÁREAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR MODO CARRETERO						
Tramo	Departamento	Municipio	Tramo	Departamento	Municipio	
		Saldaña		Cundinamarca	Guataquí	
		Coyaima		Tolima	Coello	
		Natagaima		Cundinamarca	Nariño	
	Huila	Villavieja		Cundinamarca	Girardot	
		Aipe		Tolima	Flandes	
		Neiva		Antioquia	Girardota	
		Tello			Copacabana	
	Medellín					
Galán - Lizama	Santander	Barrancabermeja	Puerto Triunfo - Medellín	Boyacá	Puerto Boyacá	
		Barrancabermeja		Antioquia	Marinilla	
		Simacota			Rionegro	
		El Carmen De Chucuri			Granada	
		Puerto Parra			El Santuario	
		Cimitarra			San Luis	
Honda - Manizales	Cundinamarca	Guaduas	Puerto Triunfo - Salgar		Antioquia	Cocorná
	Caldas	Marulanda		Puerto Triunfo		
		Manzanares		Boyacá		Puerto Boyacá
		Manizales		Cundinamarca		Puerto Salgar
	Tolima	Mariquita				Caparrapí
		Honda				Puerto Salgar
		Fresno				Guaduas
Honda - Mansilla	Cundinamarca	Guaduas	Salgar - Honda	Santander	La Dorada	
		Villeta			Cimitarra	
		Sasaima	Sebastopol - Puerto Triunfo		Bolivar	
		Facatativá				
Lizama - Chimita	Santander	Lebrija		Boyacá	Puerto Boyacá	
		Girón				
		Bucaramanga				
		Barrancabermeja				

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

La muestra la sensibilidad de los diferentes tramos a través de los cuales se daría el transporte por modo carretero en el escenario de expansión. Como puede observarse el escenario presenta una alta viabilidad a lo largo de los diferentes corredores que en su mayor parte presentan

sensibilidades medias y bajas. Sobresale el tramo Puerto Triunfo – Medellín que presenta una alta sensibilidad, dada especialmente por las condiciones sociales y el incremento de riesgo asociados a las vías.

Ilustración 90 Sensibilidad en los tramos del escenario de transporte por carrotaques



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

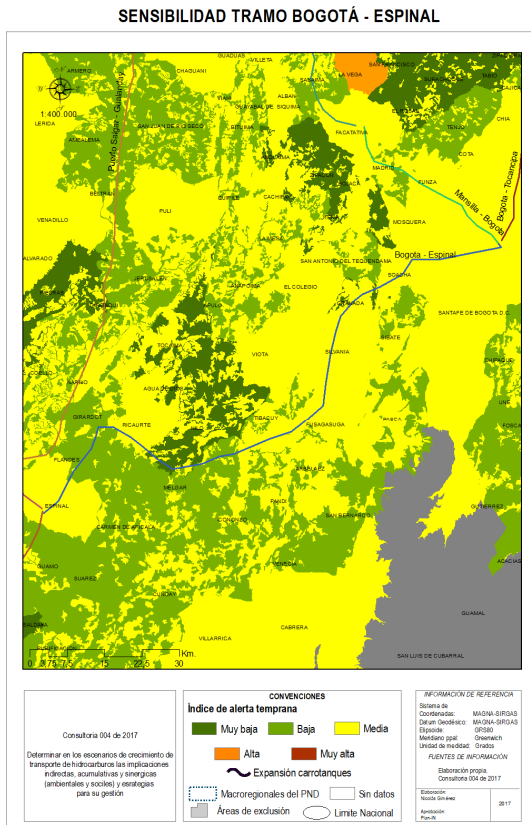
A continuación, se ilustran cada uno de los tramos que componen el escenario de expansión del transporte por modo carretero.

Bogota - Espinal es un tramo que presenta predominantemente una sensibilidad baja y media, esta última asociada principalmente con temas ambientales, como la fauna silvestre, lo que implica una intención de manejo orientada a subsanar las dinámicas del tránsito de vehículos pesados en zonas ambientalmente sensibles.

Bogota - Tocancipá presenta una sensibilidad media a lo largo de todo el tramo, representado principalmente en el incremento de riesgos y conflictos sociales en torno a los ejes viales y las dinámicas sociales. Las condiciones de manejo del incremento del transporte por carrotaques deben prever controles más precisos que aseguren reducción de incidentes.

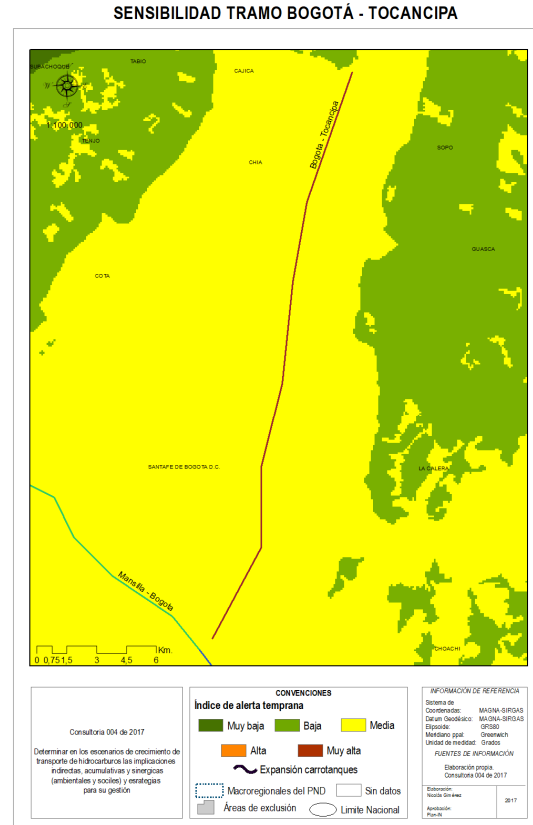
En la Ilustración 91 e Ilustración 92 se detallan las características del contexto en el que se desenvuelven los tramos Bogotá – Espinal y Bogotá – Tocancipá respectivamente.

Ilustración 91. Sensibilidad del tramo Bogotá - Espinal



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 92. : Sensibilidad del tramo Bogotá - Tocancipá



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

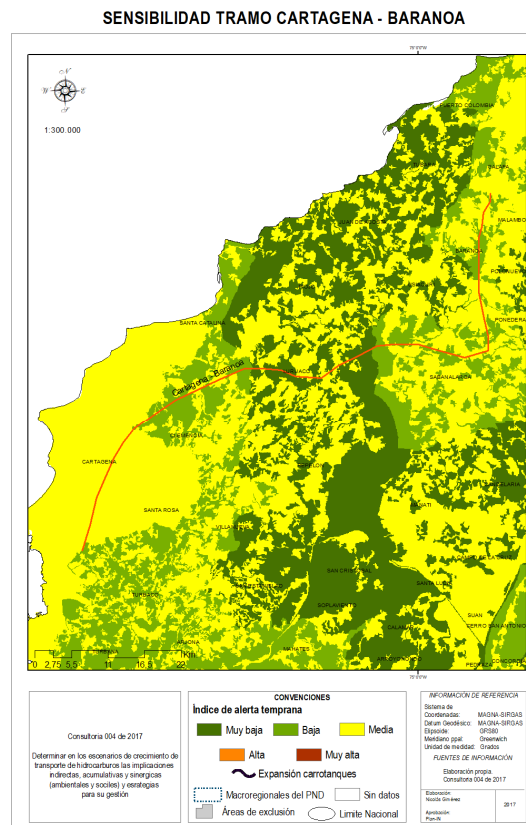
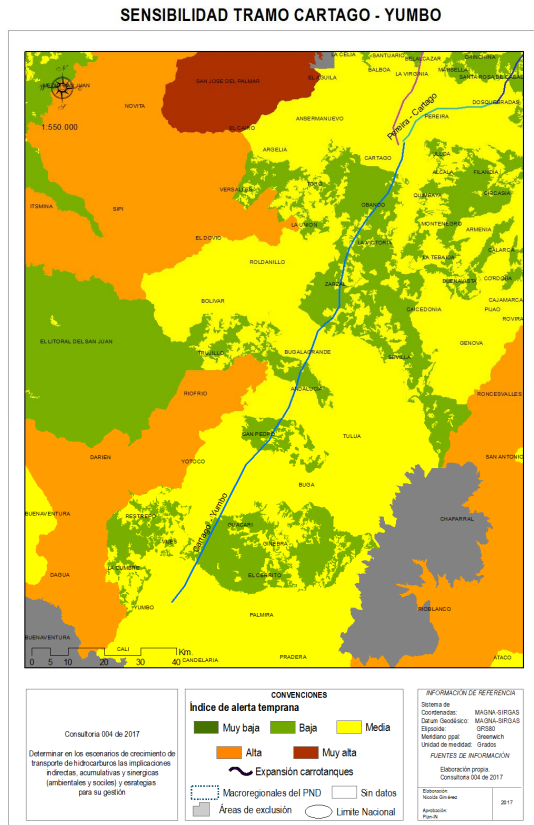
Cartagena - Baranoa presenta sensibilidades medias, bajas y muy bajas principalmente. Esto implica un tramo con alta favorabilidad para el transporte por carrotañques y unas dinámicas de manejo cuidadosas de los demás usuarios de las vías principalmente.

Cartago - Yumbo presenta sensibilidades medias y bajas a lo largo del trayecto. Esto genera una viabilidad mayor al transporte carretero por este sector. Las principales implicaciones de manejo deberán realizarse en tono a la seguridad y reducción de riesgo para otros usuarios.

La Ilustración 93 e Ilustración 94 dan cuenta de la sensibilidad de los tramos Cartagena – Baranoa y Cartago – Yumbo.

Ilustración 93. Sensibilidad del tramo Cartagena - Baranoa

Ilustración 94. Sensibilidad del tramo Cartagena - Baranoa



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

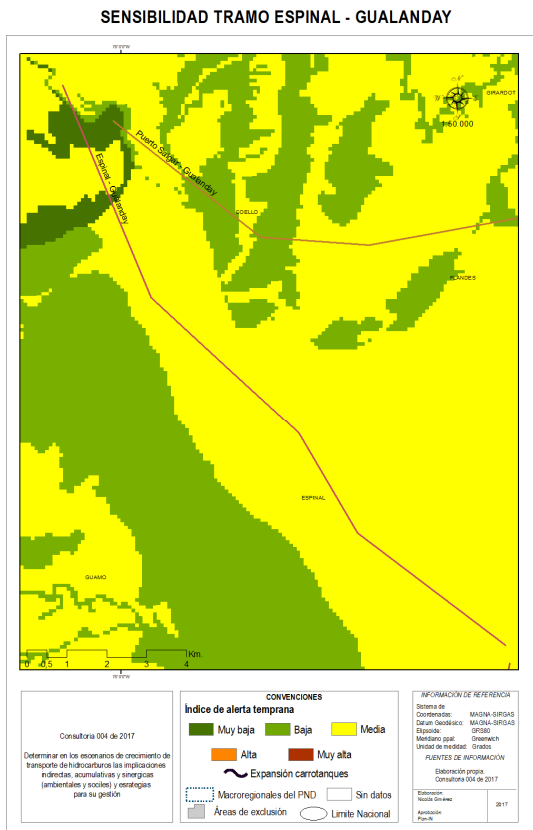
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Espinal - Gualanday presenta una dinámica de sensibilidades predominantemente media, lo que implica que deben asegurarse los procesos socioambientales que acompañan el manejo del escenario y así asegurar la reducción de conflictos ambientales y sociales a lo largo del tramo.

Espinal - Neiva presenta una sensibilidad baja a lo largo del tramo, esto significa unas condiciones de manejo para el transporte por carrotaques menos exigentes para el logro de los preceptos de sostenibilidad.

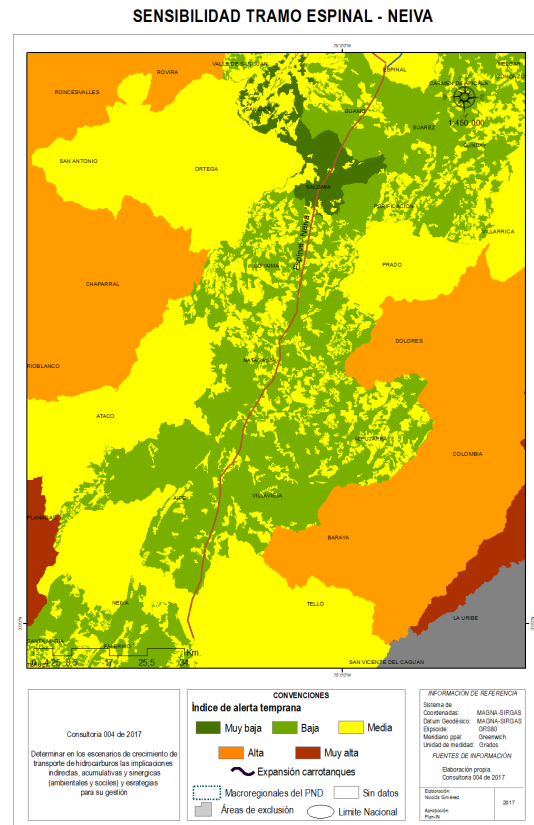
A continuación, la Ilustración 95 detalla las sensibilidades del entorno para el tramo Espinal - Gualanday. La Ilustración 96 grafica las sensibilidades asociadas al entorno del tramo Espinal - Neiva.

Ilustración 95 : Sensibilidad del tramo Espinal - Gualanday



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 96. Sensibilidad del tramo Espinal - Neiva



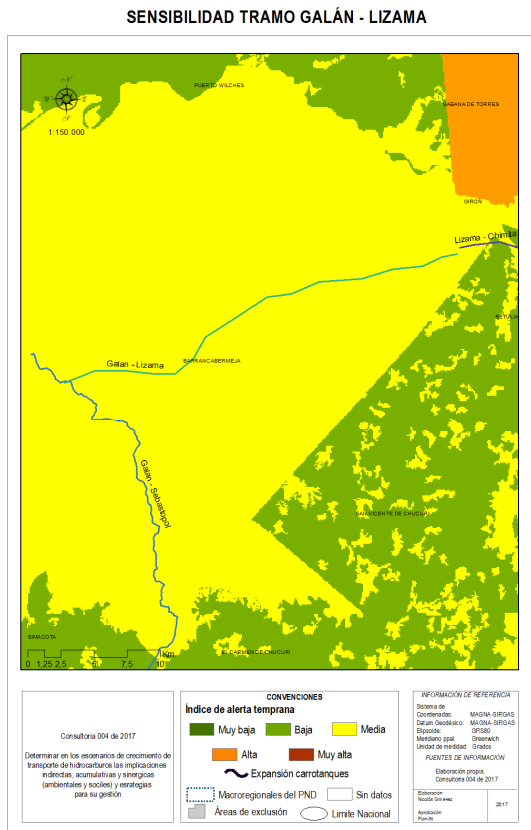
Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Galán - Lizama presenta una sensibilidad media a lo largo de todo el tramo. Esto significa que deberá trabajarse en una dinámica de coordinación con autoridades municipales con la finalidad de construir las características que reduzcan impactos a lo largo del eje vial.

Honda - Manizales presenta sensibilidades medias y bajas en la mayor parte de su recorrido lo que significa que su manejo debe recoger las dinámicas específicas del tramo, en lo que tiene que ver principalmente con las poblaciones a lo largo del tramo y los demás usuarios de las vías.

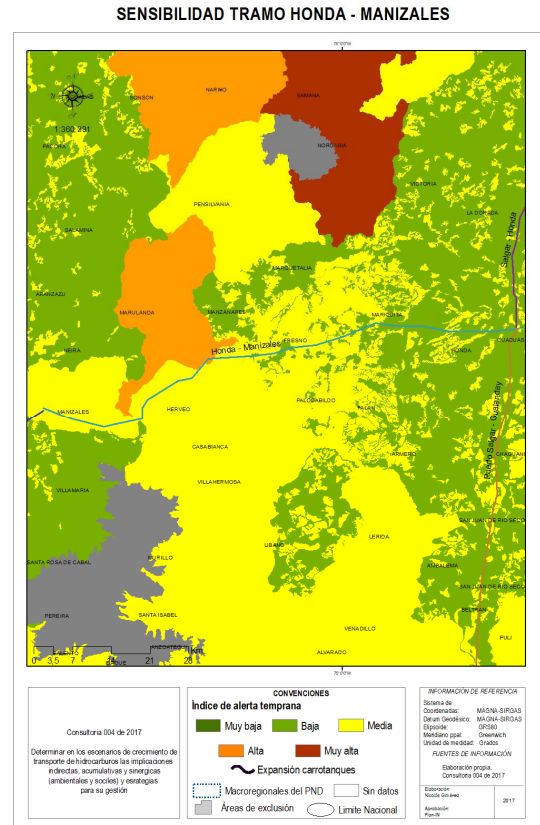
Las sensibilidades asociadas a estos tramos se describen en la Ilustración 98 e Ilustración 97, correspondientes respectivamente a los tramos Galán – Lizama y Honda – Manizales.

Ilustración 98. Sensibilidad del tramo Galán - Lizama



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 97. Sensibilidad del tramo Honda - Manizales



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

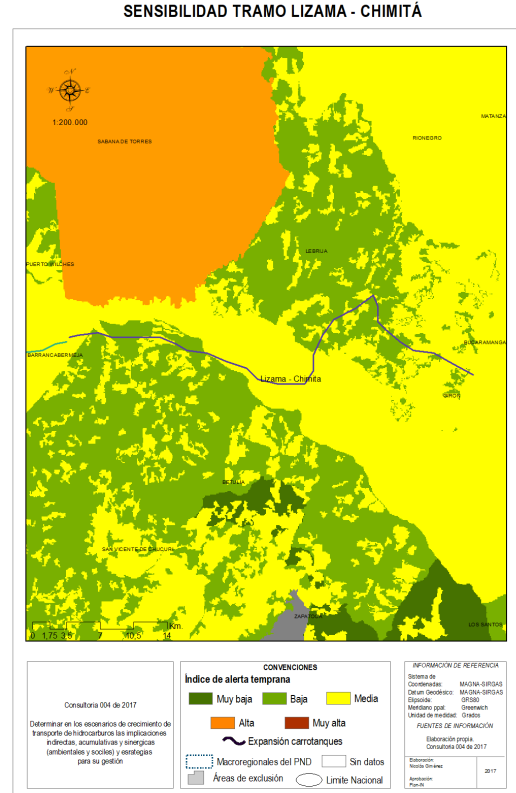
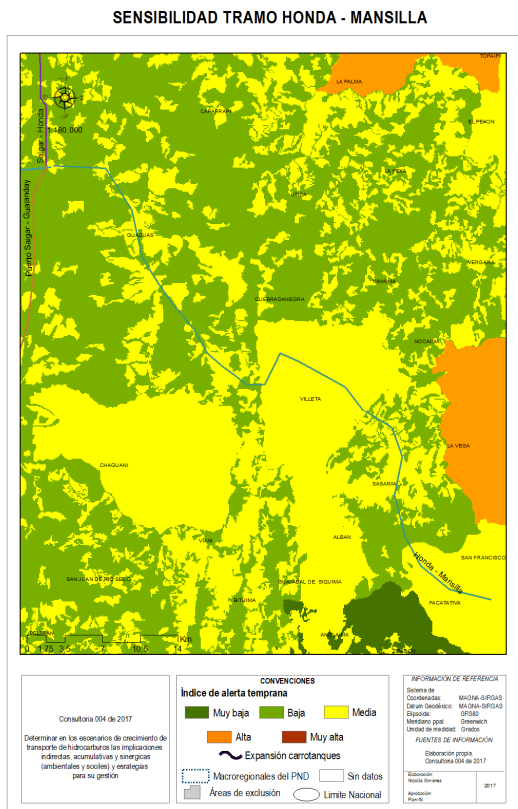
Honda - Mansilla presenta sensibilidades medias y bajas en la totalidad de su tramo. Las dinámicas de manejo deben enfocarse en construir niveles de seguridad y confianza a lo largo del eje vial, en relación con los demás usuarios de la vía.

Lizama - Chimita presenta sensibilidades bajas y medias principalmente. las acciones de manejo deberán procurar un trabajo que permita que las poblaciones a lo largo de las vías sean sujetos de manejo adecuado con miras a reducir los conflictos que presenta el transporte pesado.

La Ilustración 100 e Ilustración 99 muestran la sensibilidad de estos tramos:

Ilustración 100. Sensibilidad tramo Honda - Mansilla

Ilustración 99. Sensibilidad tramo Lizama - Chimitá



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

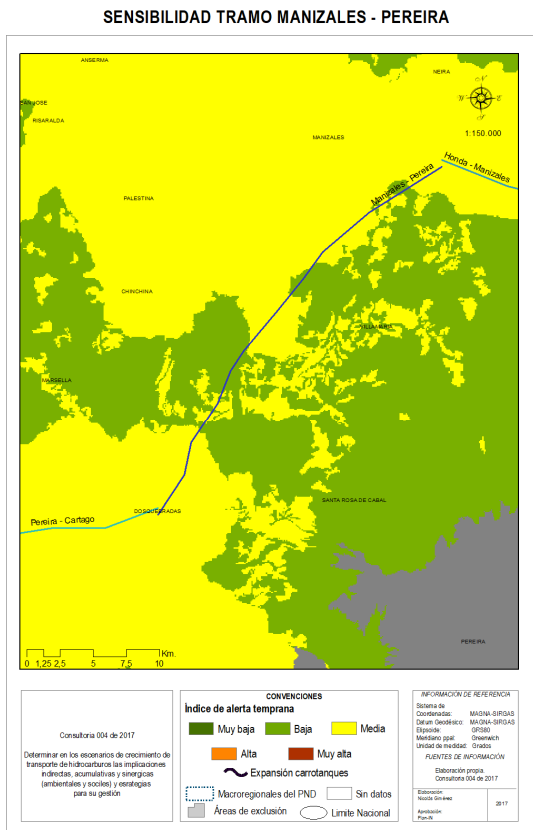
Manizales - Pereira presenta sensibilidades medias y bajas, la dinámica de población de este sector deberá enfocar el manejo en estas localidades que atraviesa.

Mansilla - Bogota presenta sensibilidades medias principalmente, esto asociado a la gran cantidad de población asentada a lo largo de los ejes viales que pueden sufrir implicaciones por la operación de carrotaqueros, las acciones de manejo deben contemplar estas situaciones.

Las siguientes ilustraciones explican la sensibilidad asociada a cada uno de estos tramos: en la Ilustración 101 el tramo Manizales – Pereira y en la Ilustración 102 el tramo Mansilla – Bogotá.

Ilustración 101. Sensibilidad del tramo Manizales - Pereira

Ilustración 102. Sensibilidad del tramo Mansilla - Bogotá



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

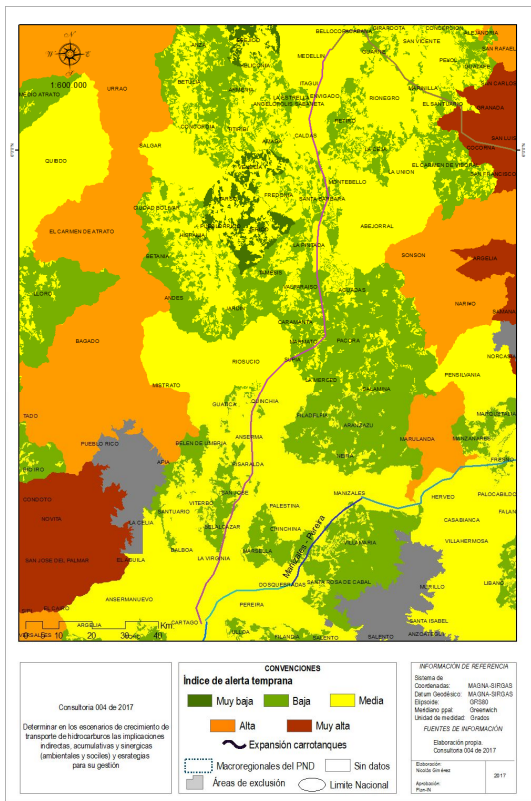
Medellín - Cartago presenta sensibilidades medias y bajas a lo largo de todo el trayecto. Esto significa que hay unas dinámicas de manejo asociadas a las poblaciones que componen la estructura del paisaje a lo largo del eje vial.

Pereira - Cartago presenta sensibilidades medias a lo largo de todo el tramo, esto implica una alta densidad de población a lo largo de la carretera cuyo manejo debe contener medidas que permitan reducir conflictos tanto con poblaciones circundantes, como con otros usuarios de la vía.

En la Ilustración 103 e Ilustración 104 se muestran las sensibilidades asociadas a estos tramos.

Ilustración 103. Sensibilidad tramo Medellín - Cartago

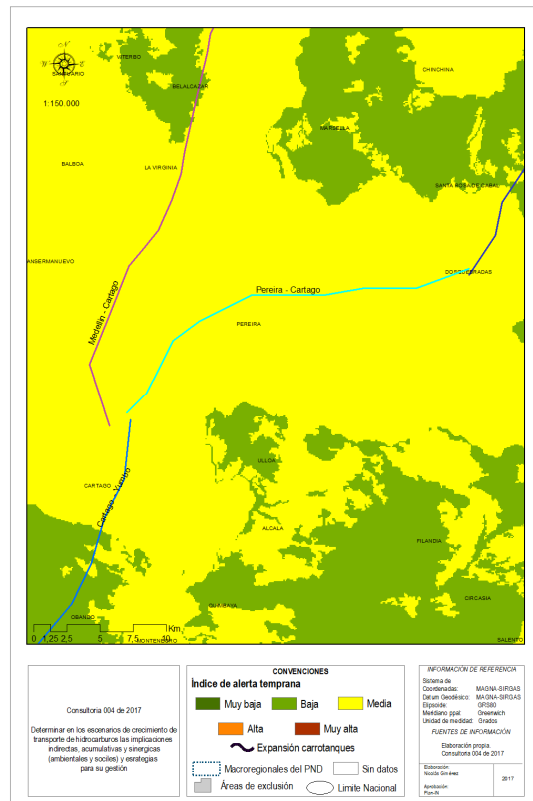
SENSIBILIDAD TRAMO MEDELLÍN - CARTAGO



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Ilustración 104. Sensibilidad tramo Pereira - Cartago

SENSIBILIDAD TRAMO PEREIRA - CARTAGO



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Puerto Salgar - Gualanday presenta sensibilidades bajas en la mayor parte de su tramo y algunos sectores de sensibilidad media. Esto significa una mayor favorabilidad para el tránsito de carrotanques al existir un factor de menor sensibilidad.

Puerto Triunfo - Medellín presenta sensibilidades altas y medias en la mayor parte de su tramo lo que implica una dinámica de manejo mucho más exigente en torno a las poblaciones por las que atraviesa principalmente.

En la Ilustración 105 e Ilustración 106 se muestran las sensibilidades asociadas a estos tramos.

Ilustración 105. Sensibilidad tramo Puerto Salgar - Gualanday

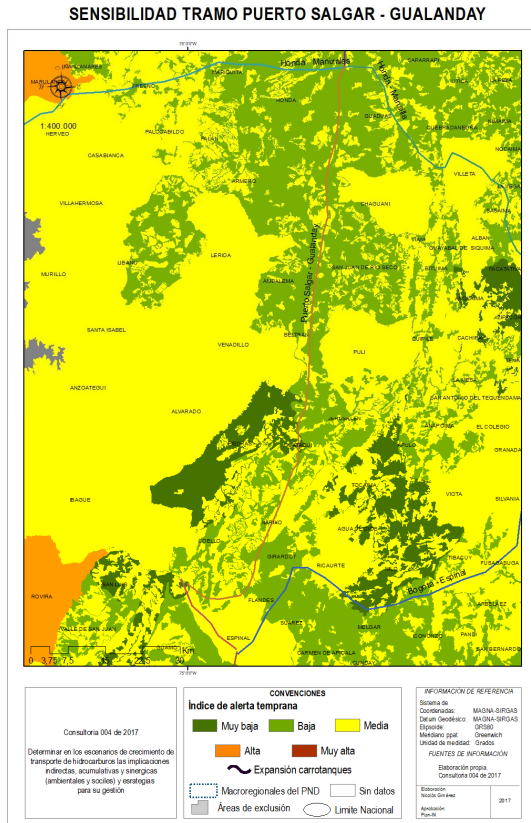
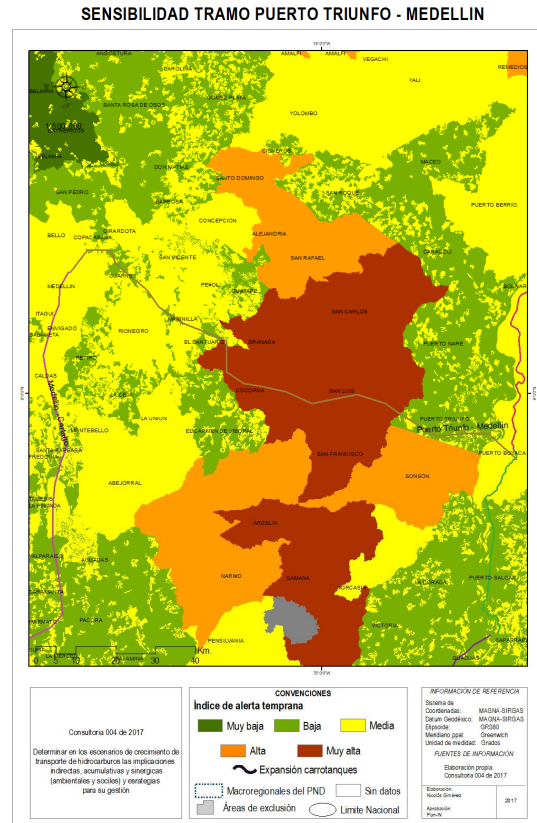


Ilustración 106. Sensibilidad tramo Puerto Triunfo - Medellín



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

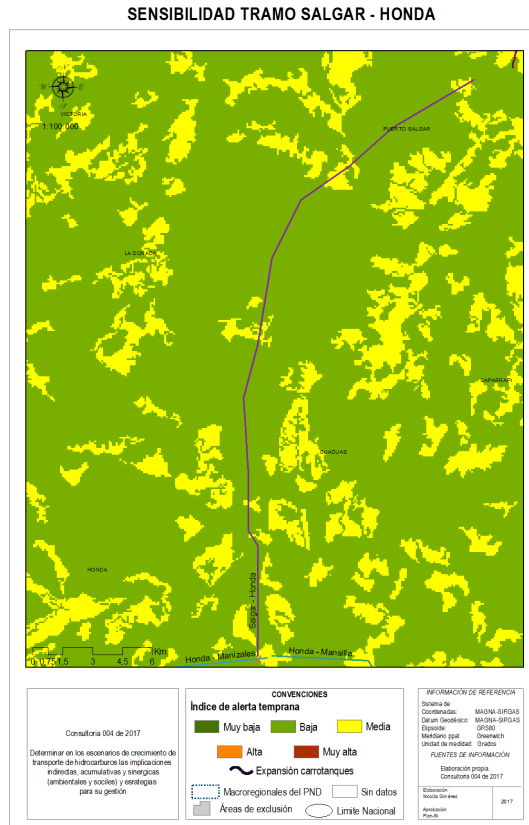
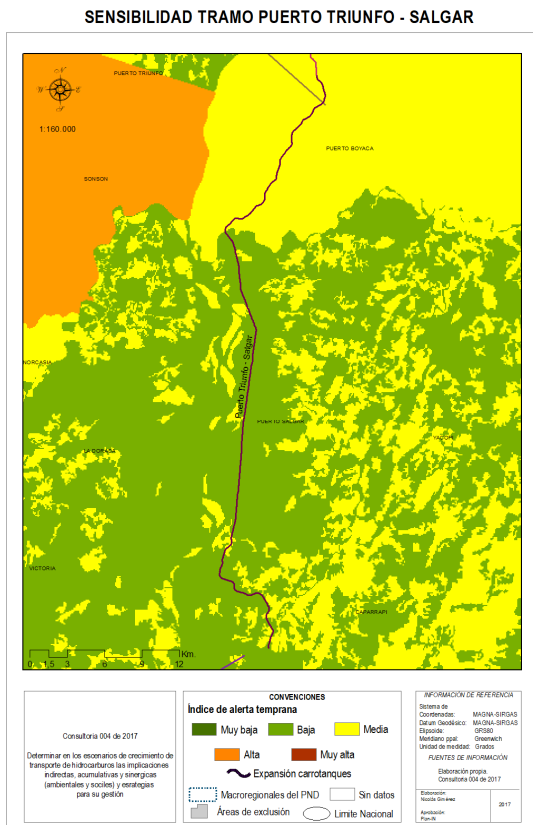
Puerto Triunfo - Salgar presenta sensibilidades bajas y medias lo que hace de este tramo un escenario menos complejo para el manejo del transporte por carrotaques.

Salgar – Honda presenta una dinámica de sensibilidad baja en la mayor parte de su tramo lo que implica que la sostenibilidad de su manejo tiene menos exigencias para los operadores.

Las siguientes ilustraciones explican la sensibilidad asociada a cada uno de estos tramos: en la Ilustración 108 el tramo Puerto Triunfo - Salgar y en la Ilustración 107 el tramo Salgar – Honda.

Ilustración 108. Sensibilidad del tramo Puerto Triunfo - Salgar

Ilustración 107. Sensibilidad del tramo Salgar - Honda

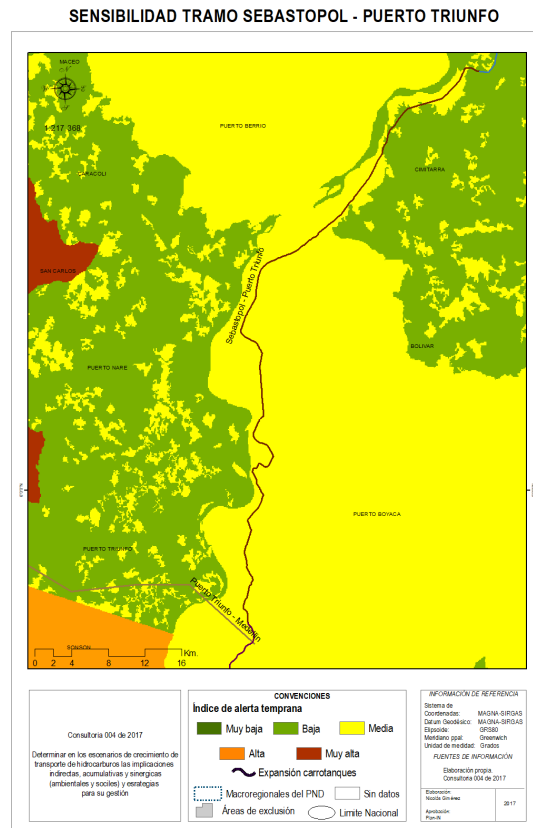


Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Sebastopol - Puerto Triunfo presenta una sensibilidad media a lo largo de todo el tramo. Las exigencias de manejo de este tramo pueden ser muy exigentes en tanto comporta un nivel de usuarios de vía muy fuerte y una lógica poblacional alta. La Ilustración 109 muestra la sensibilidad de este tramo.

Ilustración 109. Sensibilidad del tramo Sebastopol – Puerto Triunfo



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Bibliografía

- Cardenas, N., & Gutiérrez, L. (2014). *ELABORACIÓN DE UNA GUÍA AMBIENTAL PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR CARROTANQUES*. Bogotá.
- CEPAL, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Gobierno de España. (noviembre de 2009). *Guía de evaluación ambiental estratégica*. Obtenido de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3734/S2009742_es.pdf;jsessionid=1F3D4BD13EFA6F70A6C541190D2B540E?sequence=1
- DNP. (09 de Octubre de 2017). *Publicaciones. Panorámica Regional*. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/publicaciones.aspx>
- DNP. (09 de Octubre de 2017). *Publicaciones. Panorámica Regional*. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/publicaciones.aspx>
- Econometría Consultores - UPME. (2016). *Implicaciones socio-ambientales de los escenarios de crecimiento minero energético en Colombia*. Bogotá.
- Gas de Asturias S.A. (2000). *Estudio de impacto ambiental para la construcción de un gasoducto de suministro a las centrales de ciclo combinado de Hidrocantábrico e Iberdrola en Castejón*. Pamplona.
- IAvH. (2017). <http://www.humboldt.org.co>. Obtenido de <http://www.humboldt.org.co/es/investigacion/proyectos/en-desarrollo/item/158-bosques-secos-tropicales-en-colombia>
- Jiménez, D. (2006). *ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL GENERADO POR UN DERRAME DE*. Bogotá: Universidad de la Salle.
- OCP Ecuador S.A. (2001). *Oleoducto Crudos Pesados Estudios Ambientales*. Quito.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). Contrato 004. *Contrato 004*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- UPME. (2016). *Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural*. Bogotá, Colombia.



Costo de no implementar el escenario alternativo de transporte de hidrocarburos

Producto 2

Noviembre 2 de 2017

Equipo de Trabajo

UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética

Ricardo Ramírez	Director UPME
Héctor Herrera	Supervisor Subdirección de Hidrocarburos
Raúl Gil	Supervisor Subdirección de Energía
Marcela Bonilla	Asesora Dirección
Antonio Jiménez	Coordinador Grupo Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de Energía
Juliana Moreno	Prof. Especializada Subdirección de Energía
Beatriz Herrera	Prof. Especializada Subdirección de hidrocarburos
Juan Camilo Torres	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos
Jorge Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos

Unión Temporal PLAN-IN-Planeación Inteligente SAS y SA&S – Soluciones Ambientales y Sociales.

Arturo Sánchez	Director del proyecto
Viviana Guarín	Codirectora del proyecto
Aida Giraldo	Especialista Social
Adriana Ospina	Especialista Ambiental
Helman Bermúdez	Especialista Hidrocarburos
Andrei Romero	Especialista en Energía
Ignacio Gallo	Asesor Territorial
Johan Redondo	Especialista en sistemas complejos
Jaime Gallego	Especialista en valoración económica
Carlos Beltrán	Economista
Nicolás Giménez	Cartógrafo
Laura Quiceno	Investigadora junior
Jorge Ruiz	Investigador junior

Acrónimos

ARMA: Auto-regresivo de Media Móvil

BAU: Business as usual

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística

UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética

PIAPC: Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustible

Tabla de Contenido

Índice de Tablas.....	5
Presentación.....	6
Capítulo 1. Costo de no implementar el escenario alternativo.....	8
1.1 Síntesis escenarios tendencial y alterno	8
1.2 Enfoque metodológico	11
1.2.1 Costo de oportunidad.....	11
1.2.2 Impactos ambientales.....	12
1.2.3 Efectos sociales de la operación.....	12
1.3 Estimación del Costo de no implementación del escenario alternativo.....	12
1.3.1 Implicaciones Económicas.....	13
1.3.2 Impactos Ambientales.....	23
1.3.3 Implicaciones Sociales.....	24
1.4 Análisis del Costo de Oportunidad de la no implementación del escenario alterno	27
1.4.1 Análisis de las implicaciones económicas, ambientales y sociales en función de los escenarios.....	27
1.4.2 Calculo del Costo de Oportunidad al País por la no implementación del escenario alterno del transporte de derivados líquidos.....	33
Bibliografía.....	35

Índice de Tablas

Tabla 1. Síntesis de los escenarios tendencial y alterno de hidrocarburos.....	8
Tabla 2. Supuestos básicos para el ejercicio de estimación de costos.....	13
Tabla 3 Atributos de las variables	16
Tabla 4 Salida de datos Modelo Exponencial.....	17
Tabla 5.Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de las variables exógenas	19
Tabla 6 Atributos de las variables	21
Tabla 7 Salida de datos Modelo Exponencial.....	21
Tabla 8.Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de la variable número de tracto camiones	22
Tabla 9. Resultados del Modelo de Emisiones.....	23
Tabla 10. Muertes por accidentes de transporte agrupado según medio de desplazamiento,...	24
Tabla 11. Lesiones por accidentes de transporte según medio de desplazamiento, Colombia,	25
Tabla 12. Proporción de muertes y lesiones anuales por accidentes de tránsito atribuidas a vehículos de transporte pesado	26
Tabla 13. Valores de Costo de Salud por Accidentes de Tránsito por persona	27
Tabla 14. Estructura de transporte de derivados líquidos en ambos escenarios	28
Tabla 15. Costo de oportunidad para Valor agregado bruto (transporte por ductos)	29
Tabla 16. Costo de oportunidad para Valor Agregado Bruto	30
Tabla 17. Costos ambientales por la no implementación del escenario alterno.....	31
Tabla 18. Costos sociales, asociados a la accidentalidad en las vías nacionales por la no implementación del escenario alterno	32
Tabla 18. Beneficios sociales, asociados a generación de empleo por la no implementación del escenario alterno	33
Tabla 19. Síntesis resultados costos de oportunidad	34

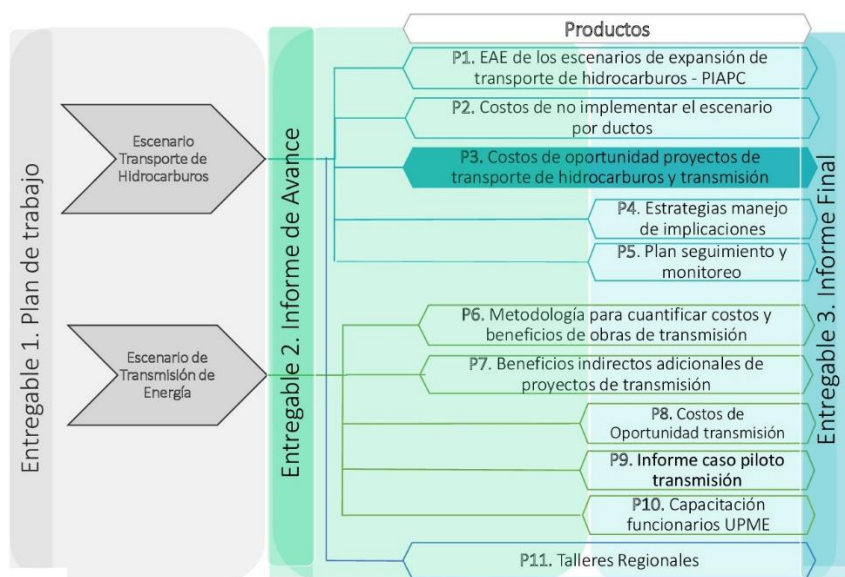
Presentación

El presente documento corresponde al producto 2 de la Consultoría 004 de 2017, correspondiente a “la valoración del costo de no implementar las medidas del escenario alternativo de transporte por ductos para la expansión prevista en Colombia para la actividad de TRANSPORTE de crudo, derivados, bases disolventes y gas” (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2017).

Este producto hace parte del componente de hidrocarburos de la consultoría; su construcción de parte de la evaluación ambiental estratégica realizada a los escenarios de crecimiento de hidrocarburos de acuerdo con lo establecido en los documentos técnicos integrantes del PIAPC, elaborados por la UPME.

La siguiente ilustración muestra la posición del producto respecto a los demás productos de la consultoría.

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017, 2017

El producto 2 tiene como objetivo identificar y calcular los costos en los que tendría que incurrir el país si no se llegara a implementar el escenario alternativo de hidrocarburos. Como se detalla más adelante, de los hidrocarburos que se transportan, sólo se está planteando un escenario alterno de expansión de transporte por ductos para derivados líquidos. Por lo anterior, el análisis aquí presentado se concentra en dichos hidrocarburos.

El documento está estructurado en tres partes: la síntesis de los escenarios tendencial y alterno de hidrocarburos, el enfoque metodológico para el desarrollo del producto y el cálculo del costo de no implementar el escenario alternativo.

Capítulo 1. Costo de no implementar el escenario alternativo

1.1 Síntesis escenarios tendencial y alterno

A continuación, se presenta la síntesis de los escenarios tendencial y alterno de crecimiento de transporte de hidrocarburos, información derivada de los documentos preliminares del Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC de la UPME. Esta síntesis se presenta con el fin de facilitar al lector el entendimiento del enfoque metodológico propuesto para el cálculo de los costos de oportunidad que tiene para el país el retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos.

Tabla 1. Síntesis de los escenarios tendencial y alterno de hidrocarburos

Escenarios	Tendencial	Alterno
<p>Crudo</p> <p>La infraestructura no crece La producción del país disminuye de acuerdo con el escenario bajo que fue el seleccionado.</p>	<p>Transporte desde nodos de producción a puertos y refinerías 100% ductos. La infraestructura no crece</p>	<p>No hay escenario alterno</p>
<p>Derivados líquidos</p> <p>La infraestructura crece con el incremento de la demanda de derivados líquidos de los diferentes centros de consumo.</p>	<p>Transporte de derivados líquidos desde las refinerías y puertos hasta los sitios de consumo, se realiza mediante ductos y carrotaques. El transporte por carrotaque crece con el incremento de la demanda.</p>	<p>Transporte de derivados líquidos desde las refinerías y puertos hasta los sitios de consumo, se realiza mediante ductos. La infraestructura de ductos crece con el incremento de la demanda de derivados líquidos de los diferentes centros de consumo¹.</p>
<p>Diluyentes</p> <p>No hay crecimiento de demanda de diluyentes. La producción de crudo en el país disminuye. No crece la infraestructura.</p>	<p>Transporte de diluyentes desde puerto hasta nodos de consumo se realiza parcialmente por ductos y parcialmente por carrotaque.</p>	<p>Transporte de diluyentes desde puerto hasta nodos de consumo por ducto.</p>
<p>Gas</p> <p>Hay crecimiento de la infraestructura para transportar el incremento de la demanda de gas.</p>	<p>Transporte de gas por gasoductos</p>	<p>No hay escenario alterno</p>

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017, con base en PIAPC UPME

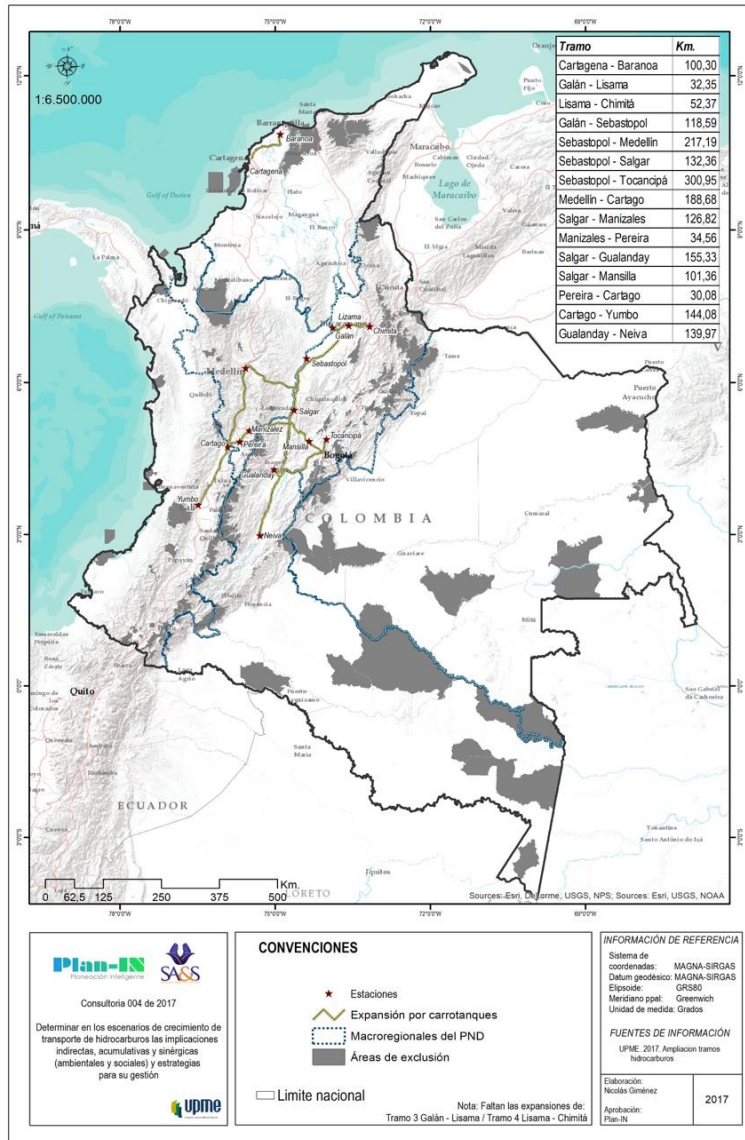
Nota: la descripción detallada de los escenarios se presenta en el producto 1.

¹ El detalle de los requerimientos de expansión de infraestructura se incluye en el producto 1.

Como puede concluirse del cuadro anterior, el hidrocarburo para el que existe un escenario tendencial y uno alterno es derivados líquidos.

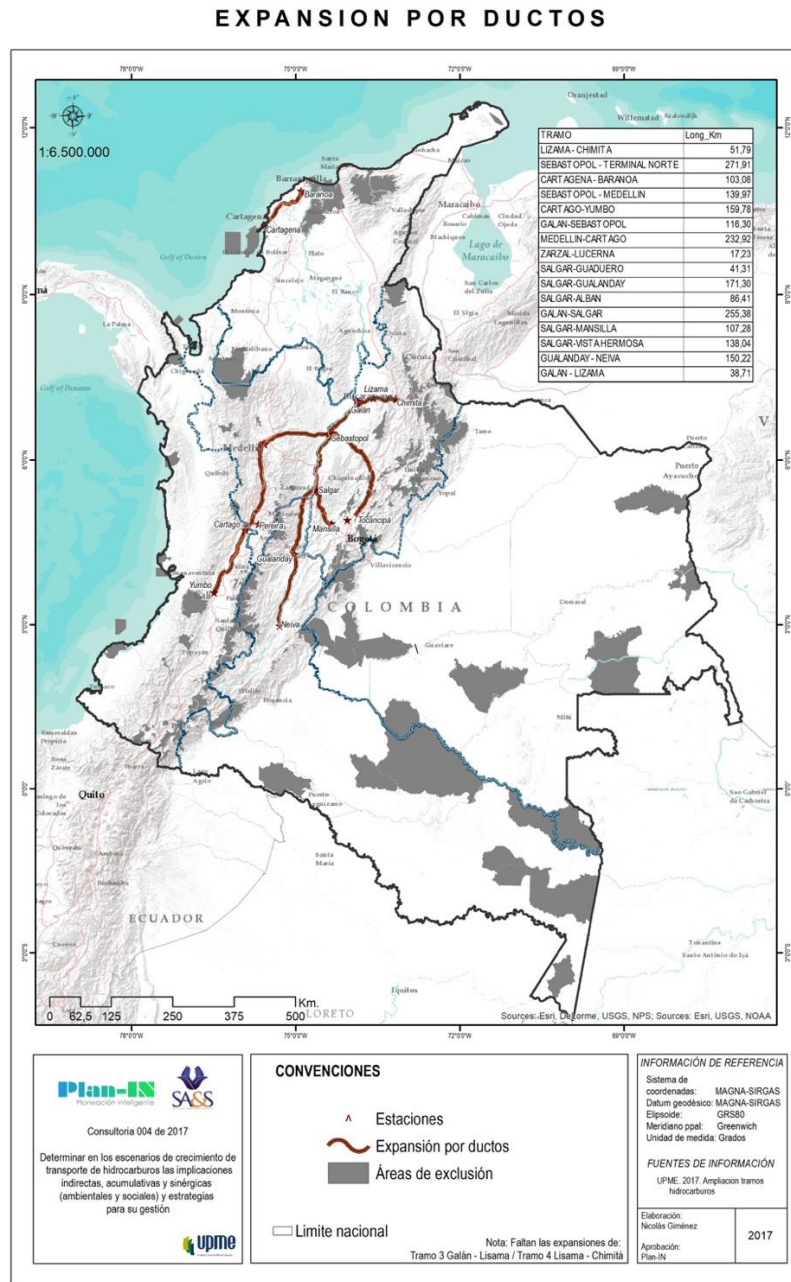
En las siguientes ilustraciones se muestran los escenarios tendencial y alterno para derivados líquidos.

Ilustración 2. Escenario tendencial de Derivados Líquidos
EXPANSION HIDROCARBUROS POR CARROTANQUES



Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017, 2017 con base en (UPME, 2017)

Ilustración 3. Escenario Alterno Derivados Líquidos



Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017, 2017 con base en (UPME, 2017)

1.2 Enfoque metodológico

La metodología para calcular el costo de no implementar el escenario alternativo de crecimiento de transporte de hidrocarburos por ductos parte de la comparación de los efectos positivos y negativos asociados a cada escenario. En este sentido al no expandir la infraestructura de ductos requerida para transportar la demanda esperada al año 2030, traerá asociado un excedente de hidrocarburos que no alcanzará a ser transportado por los ductos existentes; este excedente necesariamente debe ser transportado por carrotanques.

Cada una de estas alternativas tiene unas implicaciones asociadas, para un tiempo específico, cuya comparación en valor absoluto dará como resultado el costo de no implementar las infraestructuras del escenario alternativo de crecimiento de transporte. Este es equivalente a la diferencia entre aquellos costos en los que incurre el país cuando transporta el hidrocarburo por carrotanques vs aquellos costos en los que incurre el país cuando ese mismo transporte de hidrocarburos lo hace por ductos.

El aspecto fundamental de la comparación se basa en la identificación de las variables a considerar en el cálculo. retirando aquellas que en la comparación resulten neutras; es decir aquellas que en un escenario y otro muestren el mismo valor y por lo tanto no son tenidas en cuenta. Después del análisis al interior del grupo consultor, se tienen las siguientes variables a considerar:

1.2.1 Costo de oportunidad

Por el tiempo adicional que tarda el hidrocarburo en llegar desde los sitios de producción al sitio de demanda. Siendo esta una variable que presenta una diferencia significativa en las ventajas competitivas de los dos escenarios.

1.2.1.1 Costos de oportunidad en el transporte de derivados del petróleo

En la cadena de producción del sector de hidrocarburos, se observa que los derivados del petróleo son transportados tradicionalmente por ductos. No obstante, cuando se presentan demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte, se utilizan los carrotanques como el bien sustituto para realizar el transporte de este tipo de hidrocarburos, continuando con la evacuación de la producción.

A partir de lo anterior, el cálculo del costo de oportunidad por demoras en el transporte de crudo o de derivados del petróleo es equivalente a:

$$CO = VPNEXP(VA_j) - VPNBAU(VA_i)$$

Donde:

- CO : es el costo de oportunidad en que incurre el país en el escenario de expansión BAU de transporte del derivado j
- $VPNBAU(VA_j)$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de expansión BAU de transporte del derivado j .
- $VPNEXP(VA_{i,j})$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de expansión BAU de transporte del derivado j .

Por su parte, el valor agregado del transporte de los derivados del petróleo es igual a:

$$VA_j = VBT_j - CI_j$$

Donde:

- VA_j : es el valor agregado que genera el transporte del derivado j .
- VBT_j : es el valor bruto del transporte del derivado j .
- CI_j : corresponde al valor de los consumos intermedios necesarios para el transporte del derivado j .

1.2.2 Impactos ambientales

En términos de la valoración económica de la presión sobre el medio ambiente y/o el riesgo asociado a la contaminación. Los cuales definitivamente se comportan de manera diferente y permiten establecer un factor de comparación.

1.2.3 Efectos sociales de la operación

En términos de indicadores tales como la generación de empleo, adquisición de bienes o adquisición de servicios que se comportan de manera diferente en cada caso permitiendo establecer un factor de comparación.

1.3 Estimación del Costo de no implementación del escenario alternativo

Para la estimación del costo de oportunidad que le representa al país la no adecuación de la infraestructura para el transporte de derivados líquidos por ductos, se utilizaron los siguientes supuestos conceptuales (soportados desde la teoría económica), y se clasifican de acuerdo a las dimensiones del análisis descritas en el apartado anterior.

Tabla 2. Supuestos básicos para el ejercicio de estimación de costos

Dimensión	Descripción
General (aplica para las otras dimensiones)	Se usaran los precios de mercado como enfoque de valoración, ya que para los atributos que se pretenden valorar existe un mercado transable de bienes y servicios
	Los resultados de las estimaciones, consideran análisis de impactos unitarios
Costos de oportunidad en el transporte de derivados del petróleo	Los principales dato macroeconómico que sirve como referente para medir los impactos económicos del transporte de hidrocarburos por ductos, es el valor del PIB en el sector Transporte, almacenamiento y comunicaciones
	Se tendrá en cuenta el diferencial entre el Valor Agregado Bruto al PIB de la cuenta nacional de “Transporte de Tuberías” y “Transporte Terrestre” para el escenario de expansión, y el escenario base.
Implicaciones Ambientales	El principal impacto ambiental asociado al transporte de hidrocarburos por carro tanques, es la generación de emisiones de CO2
Implicaciones Sociales	El posible aumento de la flota de carro tanques para el transporte de hidrocarburos en el escenario base, tiene efectos negativos sobre la seguridad vial, en lo que tiene que ver con riesgo de accidente en carreteas.

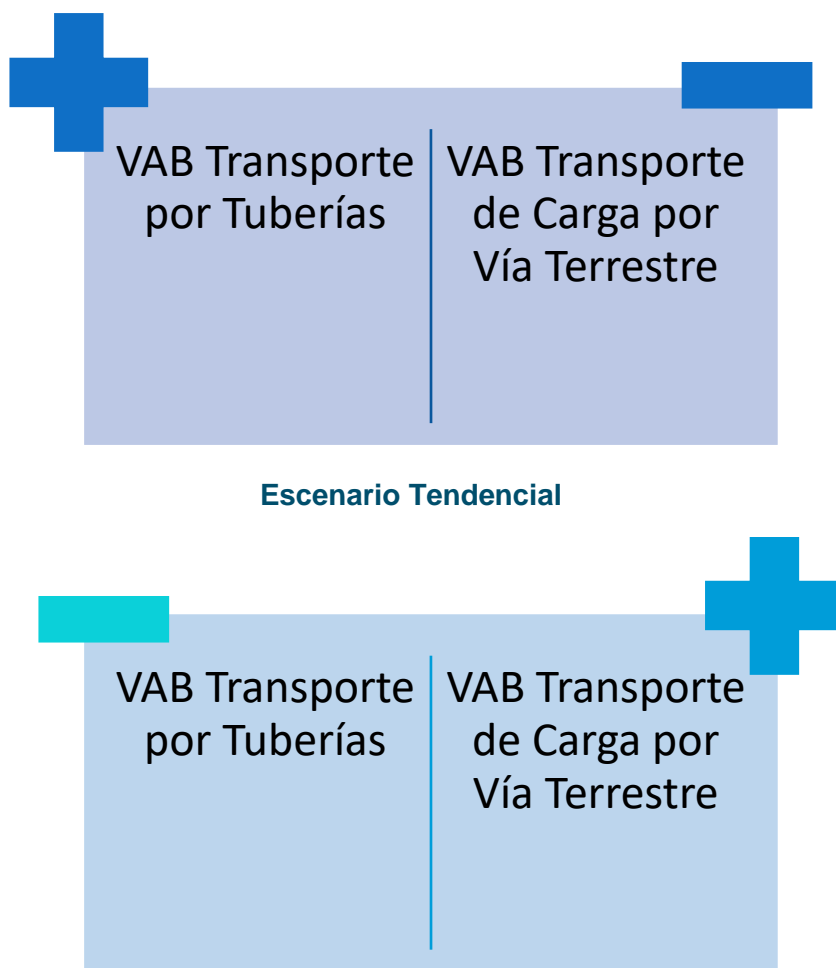
Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

Así las cosas, en los siguientes apartados se presenta el detalle para la estimación de los costos de oportunidad para las variables en mención:

1.3.1 Implicaciones Económicas

El transporte de hidrocarburos es una actividad que le reporta una serie de tributos financieros al país adicionales a los que tienen que ver por concepto de regalías indirectas, y cuyo valor económico se refleja como una rama específica del PIB del sector “Transporte Almacenamiento y Comunicación”; para el caso del transporte por ductos el valor económico de esta actividad se refleja en la cuenta nacional “Transporte por Tuberías”, mientras que para el transporte terrestre (carrotanques de 220 galones, según decreto 4299 de 2005), se relaciona con la cuenta nacional de “Transporte de Carga por Vía Terrestre” (DANE, 2016). En tal sentido, el análisis de las implicaciones económicas determina el grado de influencia que genera la no implementación del escenario alternativo de transporte de hidrocarburos sobre el Valor Agregado Bruto VAB de estas dos ramas económicas (Ver Ilustración 4), en virtud de que en ambos escenarios se incentiva y desincentiva maneras diferenciales para el transporte de hidrocarburos.

Ilustración 4. Contexto de las implicaciones económicas de la no implementación del escenario alternativo de transporte de hidrocarburos



Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

Ahora bien, la cuestión a resolver es: ¿Cuál de los dos escenarios de transporte le reportan, los mayores beneficios económicos al país?; para tal efecto se formula un modelo que simule el impacto marginal que tiene sobre la economía del país, la implementación del escenario alternativo o la continuidad del escenario tendencial, y que analizados en conjunto con las proyecciones de demanda de transporte de hidrocarburos (derivados líquidos), permitan obtener estimaciones globales sobre la ganancia o pérdida reportada en ambos escenarios

Para tal efecto, la formulación del modelo tuvo en cuenta lineamientos conceptuales que van desde el diseño teórico del modelo; hasta la recopilación de datos y aplicación de métodos econométricos con el objetivo de determinar los impactos marginales. (Ver *Ilustración 5*). Así las cosas se propone la elaboración de dos modelos de estimación que refleje las implicaciones económicas de cada alternativa de transporte de derivados líquidos de hidrocarburos (Ductos y Transporte terrestre), respecto a los VAB de Transporte por tuberías y Transporte de Carga por vía terrestre.

Ilustración 5. Alcance del análisis de impactos marginales en los modelos



Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.3.1.1 Análisis VAB Transporte por Tuberías

Con la formulación de este modelo se pretende validar la hipótesis de que el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte de derivados líquidos, es influenciado por los volúmenes transportados de Petróleo, Gas y Derivados Líquidos; de tal forma que es posible establecer una relación proporcional entre volúmenes transportados y Valor Agregado Bruto. No obstante es necesario tener presente las siguientes consideraciones acerca del modelo:

- El Volumen transportado no solo corresponde a la producción nacional, sino que también incluye los derivados de petróleo y gas que son importados.
- Hay una limitación del modelo, asociada a la no inclusión de otras variables como por ejemplo costos de transporte por tipo de hidrocarburo, estado de la infraestructura de los ductos, y volúmenes transportados de otro tipo de hidrocarburos que pueden llegar a tener relevancia, pero que para efectos del presente ejercicio no se incorporan en el modelo, pues no se dispone de la información suficiente que permita realizar estimaciones coherentes.

Así las cosas, el modelo queda definido por las siguientes variables:

$$VAB = VTRPETR + VTRDEV + VTRG$$

Donde:

VAB = Valor Agregado Bruto

VTRPETR = Volumen Transportado Petróleo

VTRDEV = Volumen Transportado Derivados Líquidos

VTRG = Volumen Transportado Derivados Gas

Respecto a la construcción de las bases de datos para las variables, se consultaron portales de información tales como el Sistema de Información de Petróleo y Gas –SIPG² y Cuentas Nacionales del DANE³, con el objetivo de conseguir datos históricos para el mayor número de periodos posibles. (Ver anexo 2.1). Así las cosas, las variables del modelo presentan los siguientes atributos:

Tabla 3 Atributos de las variables

Variable	Unidades	Periodo
Valor Agregado Bruto (transporte por tuberías)	Miles de Millones de Pesos	2005 - 2016
Volumen Transporte petróleo	KBP (miles de barriles anuales)	1989 - 2011
Volumen Transporte Derivados Líquidos	KBP (miles de barriles)	1989 - 2011
Volumen Transporte Gas	MPCD (miles de pies cúbicos por día calendario)	2005 - 2016

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

² <http://www.sipg.gov.co/>

³ <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales>

Nótese que, para las variables exógenas del modelo asociadas a Volumen de Transporte de Petróleo y Volumen de Transporte de Derivados Líquidos, existe un rango de datos establecido entre los periodo 1989 – 2011, por lo cual se procede a proyectar los datos faltantes para los periodos entre 2012 y 2016, mediante un proceso Auto-regresivo de Media Móvil o ARMA.

El periodo de análisis seleccionado para la estimación del modelo corresponde a 2005 y 2016.

En la práctica se usaron modelos del tipo Logit Multinomial, Probit y Logit ordenados binomial negativo, logarítmico, recíproco y exponencial⁴, no obstante, los resultados obtenidos con este último fueron los más acertados, pues presentaba mejor bondad de ajuste, lo que indica que mediante esta forma funcional es posible establecer una relación directa entre el Valor Agregado Bruto, en función de las variables exógenas del modelo.

En la siguiente tabla se presenta la salida de datos del modelo, mediante el uso del paquete estadístico Eviews.

Tabla 4 Salida de datos Modelo Exponencial

Dependent Variable: LOG(VA)
 Method: Least Squares
 Date: 11/06/17 Time: 03:54
 Sample: 1 11
 Included observations: 11

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	13.15068	0.247829	53.06361	0.0000
TRCRUDO	9.07E-07	2.66E-07	3.414355	0.0112
TRDEV	1.34E-06	9.39E-07	1.431518	0.0195
TRGAS	1.01E-06	4.01E-05	3.209118	0.0149
R-squared	0.990021	Mean dependent var		14.74042
Adjusted R-squared	0.985744	S.D. dependent var		0.675627
S.E. of regression	0.080669	Akaike info criterion		-1.921635
Sum squared resid	0.045553	Schwarz criterion		-1.776946
Log likelihood	14.56899	Hannan-Quinn criter.		-2.012841
F-statistic	231.4851	Durbin-Watson stat		2.158885
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

⁴ El modelo exponencial tiene la siguiente estructura matemática: $Y_i = \ln\beta_0\beta_1^{X_i}e^{e_i}$ con $\beta_0 > 0$ y $\beta_1 > 0$. Este se puede linealizar tomando logaritmo natural en ambos lados de la igualdad tal como:

$$\ln Y_i = \ln\beta_0 + X_i \ln\beta_1 + e_i$$

De la salida de datos anterior, se resalta la representatividad de los parámetros estimados, pues los valores del estadístico *prob* son menores a 0,05 (lo que indica que los parámetros en el modelo son significativamente distintos de cero al 95%); así mismo los valores coeficiente de determinación *R - squared* y *Adjusted R- squared* son 0,99 y 0,98 para ambos estadísticos (lo que indica que el modelo tiene una capacidad explicativa fuerte, en virtud de que las variaciones en el Valor Agregado Bruto, pueden ser explicadas a través de las variaciones en los volúmenes de transporte de Petróleo, Gas y Derivados Líquidos), por otra parte el valor del *F – statistisc* es menor que 0,05 (un valor cercano a cero para este estadístico en modelos logarítmicos indica que el mismo tiene una muy buena bondad de ajuste) . Lo anterior permite concluir que a pesar de las restricciones en términos de variables, el modelo es estadísticamente significativo,

Finalmente, la forma funcional del modelo sobre Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por tuberías, adopta la siguiente estructura:

$$\ln(VA) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(TRCRUDO) + \beta_2 \ln(TRDEV) + \beta_3 \ln(TRGAS) + e$$

Donde:

$\ln(VA)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural del Valor Agregado Bruto

$\beta_1 \ln(TRCRUDO)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Petróleo por ductos

$\beta_2 \ln(TRDEV)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Derivados Líquidos por ductos

$\beta_3 \ln(TRGAS)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Gas por Ductos

e = Perturbación aleatoria del modelo

El siguiente paso consiste en estimar los impactos marginales de las variables exógenas de interés, que para efectos de este análisis corresponden a los Volúmenes de Transporte de Derivados Líquidos y Gas por ductos. La forma funcional para calcular los impactos marginales está dada por la siguiente ecuación para modelos logarítmicos:

$$Y' = \beta \bar{Y}$$

Donde

β = Valor del parámetro estimado

\bar{Y} = Promedio del Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos

A continuación (Tabla 5) se presentan los resultados de las estimaciones del impacto marginal para las variables Volumen de Transporte de Derivados Líquidos, y Volumen de Transporte de Gas

Tabla 5. Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de las variables exógenas

Aspecto	VA	TRGAS	TRDEV
Promedio	\$ 3.171 (miles de millones)	\$1.458.907 (MPCD)	\$494.735 (KBP)
Parámetro β		1 E-06	1,34E-06
Impacto Marginal (miles de millones)		0,0042485	0,0040900
Impacto Marginal (millones)		4,24	4,09

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

Teniendo presente que el impacto marginal mide la proporción (por unidad) en la que las variables exógenas influyen en la variable dependiente del modelo, es común que el mismo se analice en función de las unidades en las que se expresa la variable dependiente, que para este caso es el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ducto.

Así las cosas, la interpretación del impacto marginal para las variables de Volúmenes Transportados de Gas y Derivados Líquido por ductos se presenta a continuación:

Por el aumento de cada mil barriles en el volumen transporte por ductos de derivados líquidos, se espera el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos aumenten en 4,29 millones de pesos; mientras que por el aumento en cada mil pies cúbicos por día calendario en el volumen transportado por ductos de gas, se espera que el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos aumenten en 4.09 millones de pesos.

1.3.1.2 Análisis VAB, Transporte de Carga por Vía Terrestre

El diseño de este modelo pretende identificar los impactos sobre el Valor Agregado Bruto de los servicios de carga por vía transporte terrestre, por la no implementación del escenario alternativo para el transporte de derivados líquidos; para lo cual se establece el siguiente supuesto:

- La no implementación del escenario alternativo, implica un aumento en la demanda de carrotaques, para transportar los excedentes de derivados líquidos en cada uno de los nodos de producción.

Así las cosas, el objetivo que se persigue con la formulación este modelo es la determinación del impacto marginal sobre el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte terrestre por el

aumento de la flota de carrotaques. En efecto, el modelo incorpora información asociada a las estadísticas del número de vehículos destinados para el transporte de cargas terrestres en el país, que según el estudio de “Caracterización del Transporte Terrestre Automotor de Carga en Colombia” (Ministerio de Transporte, 2012), se pueden diferenciar tres tipos de vehículos o medios de transporte principales para cargas pesadas: camiones, tracto camiones y volquetas.

Es importante considerar que dentro de la categoría de tracto camiones se incluyen todos aquellos vehículos de transporte pesado mayores a 3 ejes, tales como los remolques o carrotaques de transporte líquidos y algunos camiones de carga con más de 3 ejes entre otros. En términos generales estos vehículos tiene el mismo impacto económico sobre el VAB de servicios de carga por vía transporte terrestre, en virtud de la principal actividades que suma al VAB está asociada el consumo de bienes y servicios para garantizar la operación de los vehículos, (combustible, refacciones, mantenimiento), más que en la espacialización misma de la producción; es decir que independiente del tipo de carga que transporte un tracto camión va a generar el mismo impacto marginal sobre la economía del país, pues el VAB no depende del tipo de carga de transporte, si no del encadenamiento de la operación misma de transporte.

Así las cosas, el modelo queda definido con la siguiente estructura:

$$VABTR = NCAM + NTRACCAM + NVOL$$

Donde:

VABTR = Valor Agregado Bruto de servicios de carga por vía transporte terrestre

NCAM = Estimado de número de camiones en las vías nacionales

NTRACCAM = Estimado de número de tracto camiones en las vías nacionales

NVOL = Estimado de número de volquetas en las vías nacionales

La construcción de las bases de datos con la información de cada una de la variable endógena implicó la consulta de datos sobre el PIB de transporte en Colombia durante los años 2000 y 2011, específicamente en la cuenta nacional “Transporte de carga por vía terrestre” (DANE, 2016); mientras que para las variables exógenas se consideró la consulta de los diferentes informes de caracterización del transporte de carga elaborados por el Ministerio de Transporte durante el periodo 2000 y 2015,

El periodo de análisis seleccionado corresponde a los años 2000 y 2015, para lo cual se completaron los datos faltantes para la variable endógena del modelo, mediante la realización de un ejercicio de proyección basado en un modelo auto-regresivo integrado de promedio móvil o ARIMA. En la siguiente tabla se presenta los atributos de los datos:

Tabla 6 Atributos de las variables

Variable	Unidades	Periodo
Valor Agregado Bruto (Transporte de carga por vía terrestre)	Miles de Millones de Pesos	2000 - 20011
Vehículos de transporte: Camiones	Número de Camiones	2000 - 2015
Vehículos de transporte: Tracto Camiones	Número de Tracto Camiones	2000 - 2015
Vehículos de transporte: Volquetas	Número de Volquetas	2000 - 2015

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

Al igual que en el modelo de transporte de derivados líquidos, se usaron formas funcionales de modelos del tipo Logit Multinomial, Probit y Logit ordenados binomial negativo, logarítmico, recíproco y exponencial, nuevamente siendo este último el que mejores niveles de representatividad estadística refleja:

En la tabla 7, se presenta la salida de datos del modelo mediante el uso del paquete Eviews.

Tabla 7 Salida de datos Modelo Exponencial

Dependent Variable: LOG(VATRTER)

Method: Least Squares

Date: 11/06/17 Time: 05:07

Sample: 1 16

Included observations: 16

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.022988	0.139217	50.44652	0.0000
TRCAM	2.51E-05	4.05E-06	6.198826	0.0000
TRTRCAM	4.65E-08	2.22E-05	2.095364	0.0580
TRVOL	-0.000212	7.06E-05	-2.998677	0.0111
R-squared	0.967858	Mean dependent var		8.964522
Adjusted R-squared	0.959822	S.D. dependent var		0.425006
S.E. of regression	0.085190	Akaike info criterion		-1.875550
Sum squared resid	0.087088	Schwarz criterion		-1.682403
Log likelihood	19.00440	Hannan-Quinn criter.		-1.865659
F-statistic	120.4468	Durbin-Watson stat		1.127037
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

La forma funcional del modelo sobre Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por tuberías, adopta la siguiente estructura:

$$\ln(VA) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(NCAM) + \beta_2 \ln(NTRTRCAM) + \beta_3 \ln(NVOL) + e$$

Donde:

$\ln(VA)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural del Valor Agregado Bruto

$\beta_1 \ln(NCAM)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Número de Camiones

$\beta_2 \ln(NTRTRCAM)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Número de Tracto Camiones

$\beta_3 \ln(NVOL)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Numero de Volquetas

La estimación del impacto marginal de la variable Numero de tracto camiones está dada por la siguiente forma funcional

$$Y' = \beta \bar{Y}$$

Donde

β = Valor del parámetro estimado

\bar{Y} = Promedio del Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por carga terrestres

A continuación (Tabla 8) se presentan los resultados de la estimación del impacto marginal, para la variable Número de Tracto camiones

Tabla 8. Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de la variable número de tracto camiones

Aspecto	VA	NTRTRCAM
Promedio	\$ 8.452 (miles de millones)	40.550 Unidades de vehículos
Parámetro β		4,65E-08
Impacto Marginal (miles de millones)		3,93E-04
Impacto Marginal (pesos)		\$393.002

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

La interpretación del impacto marginal indica, que por la puesta en circulación de una unidad adicional de tracto camiones, se espera un aumento en el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte de carga por vía terrestre, en aproximadamente \$393.002 COP.

1.3.2 Impactos Ambientales.

El principal impacto ambiental asociado a la no implementación del escenario alternativo, es el aumento de emisiones de CO₂, por el uso de tracto camiones para transportar los derivados líquidos por carreteras nacionales; así las cosas la valoración de este impacto considera dos aspectos:

- I. La cantidad de emisiones de CO₂ generada por el funcionamiento de cada carro tanque, en términos de g/km recorrido
- II. El precio promedio en los mercados de carbono, para una tonelada de CO₂ capturada es de \$9.000 COP Ton CO₂ (equivalentes US\$ 3 Ton CO₂). (World Bank Group, 2017)

Mediante la consulta de información secundaria se identificó el estudio desarrollado para los municipios de la jurisdicción de la CAR, denominado “*Estimación De Emisiones De Contaminantes Provenientes de Fuentes Móviles En La Jurisdicción CR*” (Universidad Nacional, 2015), que presenta los niveles de emisiones generados por los diferentes tipos de transporte por kilómetro recorrido discriminados en carros particulares, transporte público (buses y taxis), vehículos motorizados y camiones de transporte pesado; particularmente para este último, a. No obstante para efectos del presente análisis, se asume que los carrotanques de transporte de derivados líquidos, están incluidos dentro de la categoría de camiones de transporte pesado A continuación se presentan los principales resultados del estudio:

Tabla 9. Resultados del Modelo de Emisiones

Tipo de vehículo	Promedio de emisiones de CO ₂ por Gasolina (g/km)
Camión	61,26
Buses	37,4
Vehículo Particular	19,44
Taxi	15,47
Moto	19,19

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017 a partir de Universidad Nacional 2015

Cabe resaltar que las estimaciones tienen en cuenta factores como la diferencia en los niveles de congestión vehicular tanto en la ciudad como en carretera, en virtud de que en la primera se generan muchas más emisiones (por conceptos de frenado y arranque constante asociados a situaciones de alto tráfico vehicular). En síntesis los resultados presentados anteriormente incorporan un modelo de desplazamiento a nivel de carreteras.

Teniendo presente que en promedio cada camión genera 61,26 de CO₂ g/km recorrido, es necesario estimar cual es la cantidad anual de las emisiones generadas por estos vehículos; par

tal efecto se recurre al estudio “Modelo Emisiones para la ciudad de Bogotá” (Universidad de los Andes, 2007), en la cual se presenta una hipótesis de que el promedio de kilómetros recorridos por camiones de transporte pesado en las carreteras del país, es de 32.850 kilómetros al año. Es decir que en promedio genera 2,01 toneladas de emisiones de CO₂ al año.

Por otra parte, el precio de captura de CO₂ está estimado en 9.000 COP por tonelada (World Bank Group, 2017), lo que multiplicado por las cantidades de emisiones generadas en el año da como resultado el posible valor económico del impacto asociado a la generación de emisiones, cuyo costo ambiental es de aproximadamente 27.000 COP por vehículo.

1.3.3 Implicaciones Sociales

1.3.3.1 Accidentalidad en vías

El aspecto de las implicaciones sociales está ligado directamente al incremento de la flota de carrotaques para transportar los excedentes de derivados líquidos, según se especifica en el escenario tendencial (BAU); cuyos principales efectos se pueden medir a través de un incremento directo en los índices de accidentalidad vial.

La valoración de este potencial efecto negativo considera el supuesto de que el aumento en la flota de carrotaques de transporte de derivados líquidos, supone un incremento en los índices de accidentalidad en las vías y carreteras del país, cuyos efectos sociales pueden valorarse a través del costo de salud que le representan a las personas afectadas por estos eventos.

Así las cosas, el procedimiento para la valoración de esta implicación inicia con la revisión de información secundaria, sobre la cual se pudiera establecer un diagnóstico sobre los niveles de accidentalidad en la vías nacionales y cuáles de esos eventos se pueden asociar directamente con el transporte de carga pesada (incluidos los carrotaques de transporte de hidrocarburos). En ese sentido se identificó el estudio realizado por el Instituto de Medicina Legal y Ciencias Forenses, denominado “*Comportamiento de muertes y lesiones por accidentes de transporte. Colombia, 2015*” cuyos principales resultados muestran estadísticas sobre las lesiones y muertes generadas en accidentes de tráfico según el tipo de desplazamiento, tal y como se presenta en las siguientes tablas:

Tabla 10. Muertes por accidentes de transporte agrupado según medio de desplazamiento,

Medio de Transporte	Conductor		Pasajero		Peatón		Sin información		TOTAL	
	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%
Motocicleta	2668	78,3%	592	49,8%					3260	47,4%
Peatón		0,0%		0,0%	1829	100%			1829	26,6%
Bicicleta	376	11,0%	5	0,4%					381	5,5%

Medio de Transporte	Conductor		Pasajero		Peatón		Sin información		TOTAL	
	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%
Automóvil - campero - camioneta	238	7,0%	357	30,1%					595	8,6%
Bus - buseta	7	0,2%	132	11,1%					139	2,0%
Tracto-camión-furgón	83	2,4%	54	4,5%					137	2,0%
Otros vehículos terrestres	20	0,6%	7	0,6%					27	0,4%
Vehículos acuáticos	4	0,1%	14	1,2%					18	0,3%
Vehículos aéreos	8	0,2%	23	1,9%					31	0,5%
Sin información	2	0,1%	4	0,3%			461	100%	467	6,8%
TOTAL	3406	100%	1188	100%	1829	100%	461	100	6884	100%

Fuente. Instituto de Medicina Legal y Ciencias Forenses, 2015

Tabla 11. Lesiones por accidentes de transporte según medio de desplazamiento, Colombia,

Medio de Transporte	Conductor		Pasajero		Peatón		Sin información		TOTAL	
	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%	Casos	%
Motocicleta	19038	79,7%	6120	49,7%					25158	54,9%
Peatón		0,0%		0,0%	9588	100%			9588	20,9%
Bicicleta	2488	10,4%	143	1,2%					2631	5,7%
Automóvil - campero - camioneta	1399	5,9%	2507	20,4%					3906	8,5%
Bus – buseta	95	0,4%	3192	25,9%					3287	7,2%
Tracto-camión-furgón	123	0,5%	123	1,0%					246	0,5%
Otros vehículos terrestres	84	0,4%	35	0,3%					119	0,3%
Vehículos acuáticos	5	0,0%	21	0,2%					26	0,1%
Vehículos aéreos	0	0,0%	1	0,0%					1	0,0%
Vehículo Férreo			2	0,0%						
Sin información	647	2,7%	173	1,4%			22	100%	842	1,8%
TOTAL	23879	100%	12317	100%	9588	100%	22	100	45804	100%

Fuente. Instituto de Medicina Legal y Ciencias Forenses, 2015

Tal y como lo indican los datos durante el año 2015 se relacionados directamente con el transporte pesado (camiones, furgones y tracto camiones). Cabe resaltar que durante ese año el número de vehículos de transporte pesado que en promedio transitaban diario en las principales vías del país se estimaron en aproximadamente 10.000 presentaron 83 y 123 casos de accidentalidad vial asociados a muertes y lesiones respectivamente, (Ministerio de Transporte, 2015), es decir, que durante el año 2015 transitaban aproximadamente unos 3.650.000 vehículos de transporte pesado.

Con base en los datos anteriores es posible estimar una proporción marginal de muertes y lesiones en accidentes de tránsito, respecto a la presencia de vehículos de transporte pesado en las vías, cuya relación está dada por los siguientes valores:

Tabla 12. Proporción de muertes y lesiones anuales por accidentes de tránsito atribuidas a vehículos de transporte pesado

Tipo de Evento	Número de vehículos de transporte pesado asociado a cada evento
Lesiones	14.837
Muertes	29.675

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

No obstante, se resalta que los datos anteriores corresponden a estadísticas generales del sector transporte, mas no implican una relación de causalidad determinista.

Por último, se estima el costo social generado por este tipo de eventos, que para el caso de las potenciales lesiones se tiene en cuenta el costo promedio de recuperación de los individuos accidentados más el costo de oportunidad en términos de tiempo destinado a la recuperación. Para tal efecto se consultó el estudio “Costos directos de atención médica de accidentes de tránsito en Bogotá” (Gomez Restrepo, 2016), el cual presenta estimaciones de los diferentes costos en salud derivados de los tratamientos médicos para la recuperación de pacientes afectados por accidentes de tránsito, cuyo costo promedio es de \$2.333.700 COP⁵. El siguiente componente del costo está asociado al lucro cesante, cuya metodología de estimación se basa en los costos de oportunidad en términos de tiempo asociado al periodo de recuperación de los pacientes, y que refleja una pérdida de productividad laboral estimada en días laborados; en ese sentido se consultaron portales de búsqueda que presentan datos reales sobre los salarios en el país dependiendo del tipo de ocupación⁶, y se encontró que en promedio los empleados del sector transporte (Actividades de conducción) devengan un salario mensual de \$1.184.665 COP, que por día son en promedio \$53.848 COP. El tiempo de incapacidad promedio para los accidentes de tránsito es de dos meses (60 días), periodo en el cual los individuos afectados por este tipo de eventos se encuentran un estado de inactividad laboral; en consecuencia esta pérdida de ingresos a los transportadores está estimada en \$3.230.905 COP.

Para el caso de las muertes se estimó el valor de los servicios funerarios; que actualmente en Colombia tienen un valor promedio de \$ 2.400.000 COP.

En la siguiente tabla se resumen los costos asociados a los costos de salud por afectaciones de tránsito:

⁵ El valor promedio refleja los diferentes costos de salud, que varían en función de los niveles de afectación, que según el estudio en mención van desde lesiones menores, hasta procedimientos quirúrgicos.

⁶ <https://tusalarario.org>

Tabla 13. Valores de Costo de Salud por Accidentes de Tránsito por persona

Tipo de Evento	Implicación (COP)		Costo TOTAL (COP)
	Costo en Salud	Lucro Cesante	
Lesiones	\$2.333.700	\$3.230.905	\$5.564.605
Muertes	N/A		2.400.000

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.3.3.2 Empleo

La generación de empleo es una situación que se evidencia en la necesidad de contratar los servicios de transporte, para la operación del aumento de la flota de carro tanques, que se prevé con la continuidad del escenario tendencial de hidrocarburos. Así las cosas, el presente análisis comprende los siguientes supuestos:

- I. El salario promedio para un conducto de transporte de carga terrestre es de \$ 1.184.665 COP mensuales
- II. El salario promedio anual \$14.215.980
- III. En promedio se requieren dos trabajadores por vehículo

1.4 Análisis del Costo de Oportunidad de la no implementación del escenario alternativo

1.4.1 Análisis de las implicaciones económicas, ambientales y sociales en función de los escenarios

El análisis del escenario alternativo de transporte de derivados líquidos implicó determinar cuáles son las necesidades del subsector, en materia de excedentes de derivados que no alcanzan a ser transportados por la infraestructura actual de ductos. Para tal efecto se procede a cuantificar tal excedente para todos los nodos de producción hasta el periodo 2.030 (Ver Anexo 1).

Con base en el proceso de cuantificación del excedente se determina cuantos miles de barriles por año se deben transportar por carrotanque, en el evento de no implementarse el escenario alternativo; para tal efecto se considera la resolución 4299 de 2005 que reglamenta las especificaciones técnicas de los carrotanques que transportan hidrocarburos en el país; cuya capacidad promedio es de 220 galones por carrotanque.

Otro aspecto a considerar es que de acuerdo con Ecopetrol, en sus informes de transporte, el promedio de viaje de un carro tanque es de dos días; es decir que un carro tanque por año estaría en la capacidad de transportar en promedio 40.150 galones de derivados líquidos de hidrocarburos.

Con base en las proyecciones de demanda en cada uno de los escenarios en los cuales se presentan las necesidades de transporte frente al escenario tendencial (cuanto volumen de derivados de hidrocarburos debe transportarse por carrotanques), y teniendo presente la capacidad de transporte anual por vehículo (40.150 galones) se estima el número aproximado de carro tanques necesarios para transportar los excedentes de demanda hasta el año 2030.

Tabla 14. Estructura de transporte de derivados líquidos en ambos escenarios

Año	TOTAL (KBP)		Escenario Tendencial (BAU)		Escenario Alternativo	
			Transporte (Ducto KBP)	Transporte (Carrotanque)	Transporte (Ducto KBP)	Transporte (Carrotanque)
	Capacidad Transporte	Demanda proyectada		(Carrotanque barriles galones)		(Carrotanque)
2017	248.748	9.490	248.748	43	258.238	0
2018	259.479	10.549	259.479	48	270.027	0
2019	267.618	11.899	267.618	54	279.517	0
2020	272.728	12.739	272.728	58	285.467	0
2021	283.642	14.673	283.642	67	298.315	0
2022	290.212	16.316	290.212	74	306.527	0
2023	300.797	21.170	300.797	96	321.967	0
2024	309.849	26.609	309.849	121	336.457	0
2025	319.412	32.376	319.412	147	351.787	0
2026	329.084	42.997	329.084	195	372.081	0
2027	339.049	49.093	339.049	223	388.141	0
2028	349.451	55.809	349.451	254	405.260	0
2029	360.036	62.817	360.036	286	422.853	0
2030	370.731	70.153	370.731	319	440.884	0
Total	4.300.832	436.686	4.300.832	1.985	4.737.518	0

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

En los siguientes apartados se presenta el detalle del análisis de las implicaciones económicas de la no implementación del escenario alternativo de derivados líquidos, y cuyo detalle puede consultarse en el Anexo 2:6

1.4.1.1 Costos de oportunidad en el transporte de derivados líquidos

De acuerdo a los resultados de las estimaciones del costo de oportunidad para el transporte de derivados líquidos presentado anteriormente, se concluye que existe una relación directa entre el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte de derivados líquidos por ductos y el volumen transportado (Miles de Barriles Anuales – KBP), en el cual por cada mil barriles de derivados líquidos transportados, hay un incremento en el Valor Agregado Bruto de aproximadamente 4,29 millones de pesos.

Así las cosas, la no implementación del escenario alternativo de transporte de hidrocarburos, le reportaría al país pérdidas cuantificadas en el PIB del subsector de transporte, para el servicio

de transporte por ductos, en un valor estimado de \$ 650 mil millones de pesos (llevado a Valor Presente Neto).

Tabla 15. Costo de oportunidad para Valor agregado bruto (transporte por ductos)

Año	Valor Agregado Bruto (Transporte por ductos) miles de millones		
	Escenario Tendencial	Escenario Alternativo	Diferencial
2017	\$1.056,81	\$1.097,13	\$40
2018	\$1.102,40	\$1.147,22	\$45
2019	\$1.136,98	\$1.187,54	\$51
2020	\$1.158,69	\$1.212,81	\$54
2021	\$1.205,06	\$1.267,40	\$62
2022	\$1.232,97	\$1.302,29	\$69
2023	\$1.277,94	\$1.367,88	\$90
2024	\$1.316,40	\$1.429,45	\$113
2025	\$1.357,03	\$1.494,58	\$138
2026	\$1.398,12	\$1.580,80	\$183
2027	\$1.440,46	\$1.649,03	\$209
2028	\$1.484,65	\$1.721,76	\$237
2029	\$1.529,62	\$1.796,50	\$267
2030	\$1.575,06	\$1.873,11	\$298
TOTAL	\$18.272,216	\$20.127,490	\$1.855
VPN	\$8.193,784	\$8.844,103	\$650

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.4.1.2 Costos de oportunidad para el transporte de carga, vía terrestre

Frente al tema del costo de oportunidad para el transporte de carga vía terrestres, la no implementación del escenario alternativo le reportaría al país beneficios por el orden de los \$ 780 de millones pesos, por concepto de aumento en los bienes y servicios derivados de la actividad de transporte de derivados líquidos por carrotanques. En promedio esto representa un beneficio \$ 273 millones de pesos. (Llevado a Valor Presente Neto)

*Tabla 16. Costo de oportunidad para Valor Agregado Bruto
(Transporte de carga por vía terrestre)*

Año	Valor Agregado Bruto (Transporte terrestre) millones		
	Escenario Tendencial	Escenario Alterno	Diferencial
2017	\$16,95	\$-	\$16,95
2018	\$18,84	\$-	\$18,84
2019	\$21,25	\$-	\$21,25
2020	\$22,75	\$-	\$22,75
2021	\$26,21	\$-	\$26,21
2022	\$29,14	\$-	\$29,14
2023	\$37,81	\$-	\$37,81
2024	\$47,53	\$-	\$47,53
2025	\$57,83	\$-	\$57,83
2026	\$76,80	\$-	\$76,80
2027	\$87,69	\$-	\$87,69
2028	\$99,69	\$-	\$99,69
2029	\$112,27	\$-	\$112,27
2030	\$125,31	\$-	\$125,31
TOTAL	\$780,08	\$-	\$780,08
VPN	\$273,43	\$-	\$273,43

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.4.1.3 Implicaciones Ambientales

La no implementación del escenario alterno, ocasiona costos ambientales asociados a la generación de emisiones de CO₂ por la circulación de la flota de carrotaques necesarias para transportar el excedente de derivados líquidos, valorados en \$ 384 millones de pesos (Llevado a Valor Presente Neto).

Tabla 17. Costos ambientales por la no implementación del escenario alterno

Año	implicaciones Ambientales		
	Escenario Tendencial		
	Número de Camiones	Emisiones de CO2	Valor COP (millones)
2017	43	2.643	\$24
2018	48	2.937	\$26
2019	54	3.313	\$30
2020	58	3.547	\$32
2021	67	4.086	\$37
2022	74	4.543	\$41
2023	96	5.895	\$53
2024	121	7.409	\$67
2025	147	9.015	\$81
2026	195	11.973	\$108
2027	223	13.670	\$123
2028	254	15.540	\$140
2029	286	17.492	\$157
2030	319	19.534	\$176
TOTAL	1.985	121.597	\$1.094
VPN			\$384

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.4.1.4 Implicaciones Sociales – Accidentalidad en las vías

La no implementación del escenario alterno, le representaría al país un costo social por el aumento de los niveles de accidentalidad en vías nacionales, por causa de la circulación de una flota de carrotanques de transporte de derivados líquidos mayor a la actual, el costo socio económico estimado es de millones de \$82.401 millones de pesos (llevado a Valor Presente Neto)

Tabla 18. Costos sociales, asociados a la accidentalidad en las vías nacionales por la no implementación del escenario alterno

implicaciones Sociales (Accidentes) Escenario BAU						
Escenario BAU						
Año	Número de Camiones	Potenciales Muertes	Potenciales lesiones	COP Muertes (millones de pesos)	COP lesiones (millones de pesos)	TOTAL COP (de millones de pesos)
2017	43	0,000378	0,000755	\$906	\$4.202	\$5.109
2018	48	0,000420	0,000839	\$1.007	\$4.671	\$5.679
2019	54	0,000473	0,000947	\$1.136	\$5.269	\$6.406
2020	58	0,000507	0,001014	\$1.216	\$5.641	\$6.857
2021	67	0,000584	0,001168	\$1.401	\$6.498	\$7.899
2022	74	0,000649	0,001298	\$1.558	\$7.225	\$8.783
2023	96	0,000842	0,001685	\$2.021	\$9.375	\$11.396
2024	121	0,001059	0,002118	\$2.541	\$11.783	\$14.324
2025	147	0,001288	0,002576	\$3.091	\$14.337	\$17.429
2026	195	0,001711	0,003422	\$4.106	\$19.040	\$23.146
2027	223	0,001953	0,003907	\$4.688	\$21.740	\$26.428
2028	254	0,002221	0,004441	\$5.329	\$24.714	\$30.043
2029	286	0,002499	0,004999	\$5.998	\$27.817	\$33.816
2030	319	0,002791	0,005583	\$6.699	\$31.066	\$37.765
TOTAL	\$1.985	0,017376	0,034751	\$41.701	\$193.378	\$235.080
VPN		0	0	\$14.617	\$67.784	\$82.401

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.4.1.5 Implicaciones Sociales – Empleo

La estimación del costo de oportunidad del empleo tiene en cuenta el salario promedio devengado por la contratación de los servicios de transporte, para la operación de los carrotaques, menos el costo de oportunidad que puede llegar a tener estos trabajadores de dedicar su esfuerzo y tiempo en alguna otra actividad lucrativa; para al efecto se toma como referencia el valor del salario mínimo mensual legal vigente en Colombia que es de 737.171 pesos (año base 2017). Así las cosas, llevando los valores a Valor Presente Neto, la no implementación del escenario alterno de transporte de derivados líquidos, le reportaría al país un beneficio de aproximadamente \$9.376 millones de pesos.

Tabla 19. Beneficios sociales, asociados a generación de empleo por la no implementación del escenario alterno

Año	Número de Camiones	Salario devengado transporte (millones)	Costo de oportunidad empleo (millones)	TOTAL(millones)
2017	43	\$613	\$32	\$581
2018	48	\$682	\$35	\$646
2019	54	\$769	\$40	\$729
2020	58	\$823	\$43	\$780
2021	67	\$948	\$49	\$899
2022	74	\$1.054	\$55	\$1.000
2023	96	\$1.368	\$71	\$1.297
2024	121	\$1.719	\$89	\$1.630
2025	147	\$2.092	\$109	\$1.983
2026	195	\$2.778	\$144	\$2.634
2027	223	\$3.172	\$165	\$3.008
2028	254	\$3.606	\$187	\$3.419
2029	286	\$4.059	\$211	\$3.848
2030	319	\$4.533	\$235	\$4.298
TOTAL	1.985	\$28.218	\$1.464	\$26.754
VPN		\$9.891	\$513	\$9.378

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

1.4.2 Calculo del Costo de Oportunidad al País por la no implementación del escenario alterno del transporte de derivados líquidos.

El cálculo del costo de oportunidad total por la no implementación del escenario alterno de transporte de derivados líquidos está dado por la siguiente relación:

$$COT = (VABTRD_{alt} - VABTRD_{baU}) - (VABTRTE_{alt} - VABTRTE_{baU}) + (VABTRD_{alt} - VABTRD_{baU}) - (Cemisiones_{alterno} - Cemisiones_{baU}) + (Cacctrnt_{alterno} - Cacctrnt_{baU})$$

Donde:

COT = Costo de Oportunidad para el País

VABTRD = Valor Agregado Bruto por los servicios de transporte por ductos, en los escenarios alterno y tendencial (BAU)

VABTRD = Valor Agregado Bruto por los servicios de transporte de carga por vía terrestre, en los escenarios alterno y tendencial (BAU)

Cemisiones = Costo ambiental por la generación de emisiones, en los escenarios alterno y tendencial (BAU)

Cacctrnt = Costo socioeconómico por la generación de accidentes en las vías, en los escenarios alterno y tendencial (BAU)

Así las cosas, el costo de oportunidad para el país, por la no implementación de la infraestructura necesaria para transportar los derivados líquidos por ductos durante el periodo comprendido entre 2017 y 2030 es de \$660 mil millones de pesos, (llevado a Valor Presente Neto). Para consultar el detalle de las estimaciones se recomienda ver el Anexo 1 del documento.

Anualmente este costo sería aproximadamente de \$ 130 mil millones de pesos; lo que implica que el país tendría pérdidas anuales cercanas al 0.02% del PIB (tomado como base el año 2016)⁷.

Tabla 20. Síntesis resultados costos de oportunidad


Implicación	Escenario	(CO) TOTAL (millones de pesos)	(CO) VPN (millones de pesos)
Valor agregado Bruto (transporte Ductos)	BAU	\$18.272.216	\$8.193.784
	Expansión	\$20.127.490	\$8.844.103
Valor agregado Bruto (transporte terrestre)	BAU	\$780	\$273
	Expansión	\$-	\$-
Ambiental	BAU	\$1.094	\$384
	Expansión	\$-	\$-
Social (accidentalidad)	BAU	\$235	\$82
	Expansión	\$-	\$-
Social (empleo)	BAU	\$28.218	\$9.378
	Expansión	\$-	\$-
COSTO DE OPORTUNIDAD TOTAL		\$1.824.947	\$660.436

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017

⁷ El PIB estimado para el año 2016 fue de 282.462 millones de dólares., Banco Mundial

Bibliografía

- DANE. (2016). *Cuentas Trimestrales - Colombia Producto Interno Bruto* .
- Gomez Restrepo, C. (2016). *Costos directos de atención médica de accidentes de tránsito en Bogotá*.
- Ministerio de Transporte. (2012). *Caracterización del Transporte Terrestre Automotor de Carga en Colombia*.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). Contrato 004. *Contrato 004*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- Universidad de los Andes. (2007). *Modelo de Emisiones para la Ciudad de Bogotá (EVB)*.
- Universidad Nacional. (2015). *ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CONTAMINANTES PROVENIENTES DE FUENTES MÓVILES EN LA JURISDICCIÓN CAR*.
- UPME. (2017). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- World Bank Group. (2017). *Climate-Smart Healthcare, Low-Carbon and Resilience Strategies for the Health Sector*.



Metodología para estimar los costos de oportunidad por demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos

Producto 3

2 de noviembre de 2017



Equipo de Trabajo

UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética

Ricardo Ramírez	Director UPME
Héctor Herrera	Supervisor Subdirección de Hidrocarburos
Raúl Gil	Supervisor Subdirección de Energía
Marcela Bonilla	Asesora Dirección
Antonio Jiménez	Coordinador Grupo Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de Energía
Juliana Moreno	Prof. Especializada Subdirección de Energía
Beatriz Herrera	Prof. Especializada Subdirección de hidrocarburos
Juan Camilo Torres	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos
Jorge Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos

Unión Temporal PLAN-IN-Planeación Inteligente SAS y SA&S – Soluciones Ambientales y Sociales.

Arturo Sánchez	Director del proyecto
Viviana Guarín	Codirectora del proyecto
Aida Giraldo	Especialista Social
Adriana Ospina	Especialista Ambiental
Helman Bermúdez	Especialista Hidrocarburos
Andrei Romero	Especialista en Energía
Ignacio Gallo	Asesor Territorial
Johan Redondo	Especialista en sistemas complejos
Jaime Gallego	Especialista en valoración económica
Carlos Beltrán	Economista
Nicolás Giménez	Cartógrafo
Laura Quiceno	Investigadora junior
Jorge Ruiz	Investigador junior

Acrónimos

ACP: Asociación Colombiana de Petroleros.

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

BAU: Business as Usual

CENIT: Empresa de Transporte y logística de hidrocarburos.

DAA: Diagnostico ambiental Alternativo

EAE: Evaluación Ambiental Estratégica

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

ICANH Instituto Colombiano de Antropología e historia.

PIAPC: Plan indicativo de abastecimiento de petróleo y combustibles.

PMA: Plan de Manejo Ambiental

UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética

VPN Valor Presente Pleno

Contenido

<i>Capítulo 1. Estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos.....</i>	<i>8</i>
1.1 Licenciamiento Ambiental - Diagnóstico Ambiental de alternativas	8
1.2 Licenciamiento ambiental – Estudio de Impacto Ambiental.....	9
1.2.1 Tiempos de trámite para licenciamiento ambiental	10
1.3 Consultas previas	12
1.3.1 Tiempos de trámite de Consultas Previas.....	13
1.3.1 Consultas previas con comunidades afrodescendientes.....	13
1.3.2 Consultas previas con comunidades indígenas	14
1.4 Procedimientos para sustracción de áreas de reserva forestal	15
1.4.1 Tiempos de trámite de sustracción en áreas de reserva forestal.....	16
1.5 Procedimientos para Planes de Manejo Arqueológico	16
1.5.1 Tiempos de trámite para planes de manejo arqueológico	17
1.6 Retrasos por paros socioambientales	17
1.6.1 Tiempos de retrasos por paros socioambientales	17
1.7 Retrasos por cambios normativos.....	18
<i>Capítulo 2. Síntesis escenarios tendencial y alterno</i>	<i>19</i>
<i>Capítulo 3. Enfoque metodológico.....</i>	<i>22</i>
3.1 Metodología general para la cuantificación de los costos de oportunidad.....	22
3.1.1. Costos de oportunidad en el transporte de crudo, disolventes y diluyentes.....	24
3.1.2. Costos de oportunidad en el transporte de gas	25
<i>Capítulo 4. Estimaciones del Costo de Oportunidad.....</i>	<i>27</i>
1.1 Estimación costos de oportunidad en el transporte de crudo, disolventes y diluyentes	27
1.2 Estimación costos de oportunidad en el transporte gas	32
<i>4 Bibliografía.....</i>	<i>34</i>

Índice de Tablas

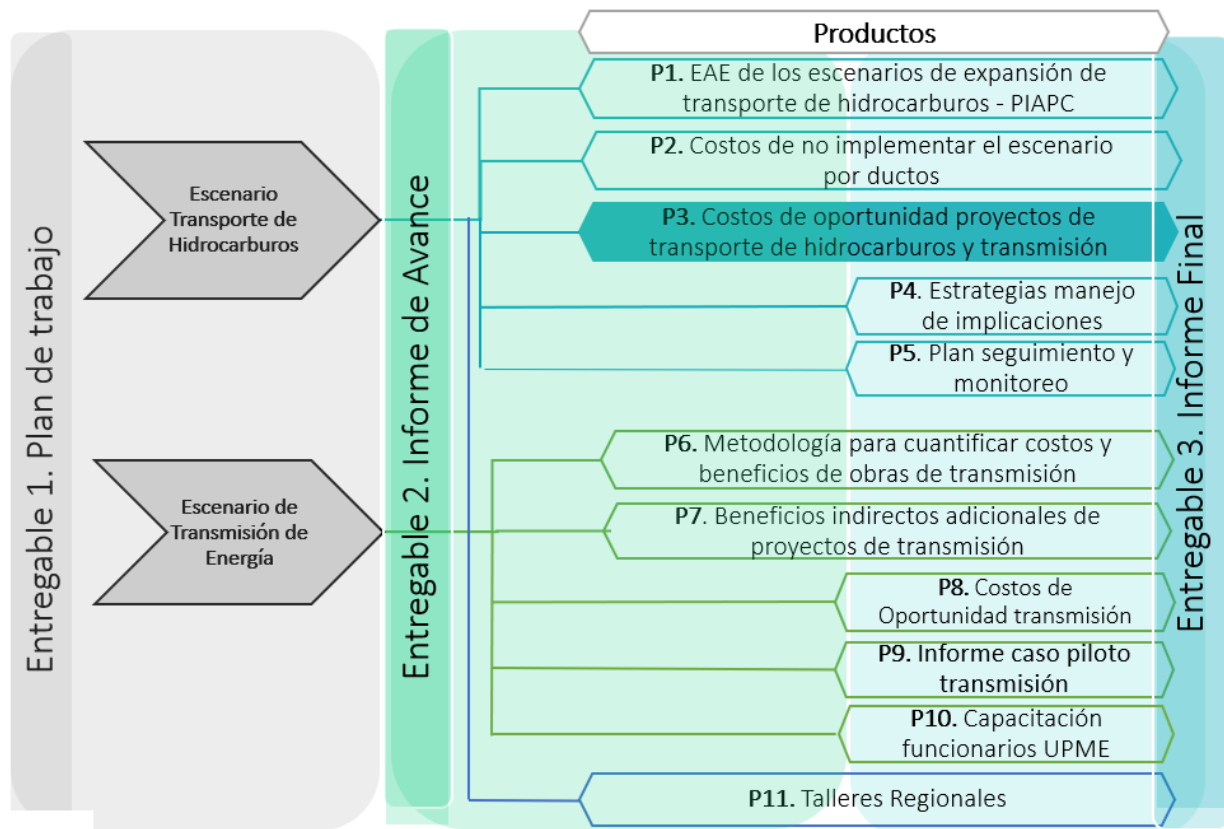
Tabla 1. Síntesis de los escenarios tendencial y alterno de hidrocarburos.....	19
Tabla 2 Síntesis situaciones de retraso.....	27
Tabla 3 Atributos de las variables del modelo	28
Tabla 4. Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de las variables exógenas	30
Tabla 5. Estimación del Valor Agregado Bruto del transporte de derivados líquidos, para el periodo 2017 - 2035.....	30
Tabla 6. Estimaciones VPN para escenario alterno, y retrasos en la operación de la infraestructura (hidrocarburos)	31
Tabla 7. Estimación del Valor Agregado Bruto del transporte de gas, para el periodo 2017 - 2035	32
Tabla 8. Estimaciones VPN para escenario alterno, y retrasos en la operación de la infraestructura (gas).....	33

Presentación

El presente documento corresponde al producto 3 de la Consultoría 004 de 2017: Estimación de los costos de oportunidad para el país por los retrasos en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos, especialmente en lo relacionado con causas como paros regionales por motivos socioambientales; retrasos en los tiempos previstos por ley para el licenciamiento ambiental y para las consultas previas; en la obtención de sustracciones de reservas naturales; en la aprobación de planes de manejo arqueológicos y por cambios normativos.

La siguiente ilustración muestra la posición del producto respecto a los demás productos de la consultoría.

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El objetivo del producto es valorar los costos efectivos que tiene para el país los tiempos adicionales que se tardan las autoridades y/o los operadores en la aprobación de los estudios ambientales de los proyectos, la consulta con comunidades étnicas, las sustracciones de reservas forestales o las demoras que se generan debido a paros de las comunidades por

motivos socioambientales. Estas demoras hacen referencia a los tiempos adicionales que requeridos para la puesta en marcha de la infraestructura de transporte de hidrocarburos (ductos) respecto a los tiempos previstos en el marco normativo o el estimado por las autoridades.

El documento está estructurado en cuatro partes: la estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos, la síntesis de los escenarios tendencial y alterno para crudo, derivados líquidos, diluyentes y gas; la metodología para la estimación de los costos de oportunidad y la cuantificación de los costos de oportunidad.

Capítulo 1. Estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos¹

En esta sección se cuantifican los tiempos promedio que tardan los operadores de proyectos de transporte de hidrocarburos, en los trámites de aprobación del licenciamiento ambiental, plan de manejo arqueológico, sustracción de áreas de reserva forestal y consultas previas. Así mismo, se analizan los tiempos adicionales por cambios normativos y paros socioambientales. El análisis de estos tiempos se hace con base en la comparación de los tiempos normativos establecidos para estos trámites (cuando existen) y los que efectivamente se toman las empresas, de acuerdo con la información recibida de las entidades responsables del proceso y de los operadores de proyectos de transporte de hidrocarburos.

Para la estimación de tiempos, se recibió información de Promigas, Promioriente, ANLA y Ministerio del Interior².

1.1 Licenciamiento Ambiental - Diagnóstico Ambiental de alternativas

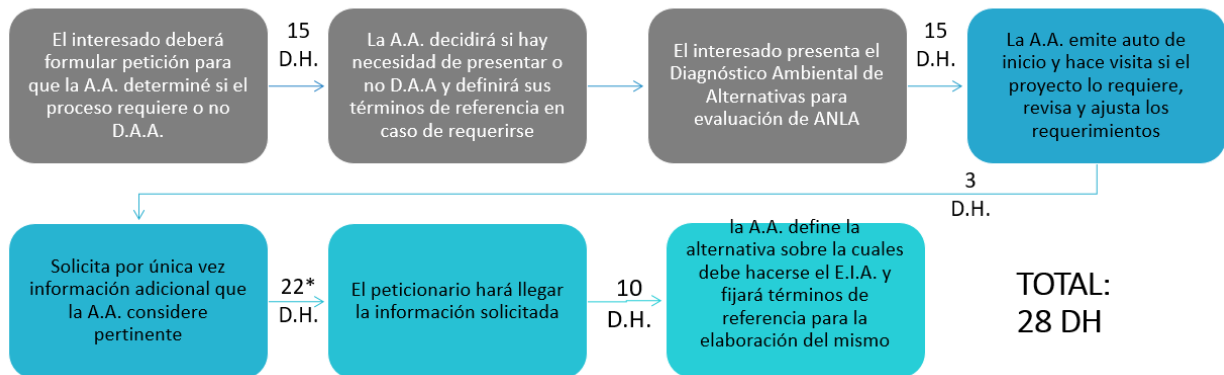
El diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) corresponde a un estudio previo al estudio de impacto ambiental, que tiene como objeto la presentación de varias alternativas de localización o trazado de un proyecto de tal forma que se pueda seleccionar aquella que permita el mejor uso de los recursos naturales y minimizar los efectos negativos que puedan generarse.

Los tiempos establecidos por la autoridad para las evaluaciones de los diagnósticos ambientales de alternativas fueron modificados en el 2014 por el Decreto 2041 (octubre 15 de 2014) (Ilustración 2). Los anteriores a esta fecha se rigieron por el Decreto 2820 de Agosto 5 de 2010.

¹ La información recopilada para la elaboración de este capítulo se sintetiza en el archivo de Excel “análisis retrasos, incluido dentro de los archivos digitales de este entregable.

² La solicitud de información se hizo a las siguientes empresas: Promigas S.A. E.S.P., TGI - Transportadora de Gas Internacional, Ecopetrol S.A., ACP - Asociación Colombiana del Petróleo, Empresas Públicas de Medellín – EPM, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia- ANDI, Cámara Colombiana de la Infraestructura, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, Ministerio del Interior, Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros – Campetrol, CNO Gas - Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, Federación Colombiana de Transportadores de Carga por Carretera – Colfecar.

Ilustración 2. Procedimiento para diagnóstico ambiental de alternativas del Decreto 2041 de 2014



*Tiempos atribuibles al petitionerario, no a la autoridad, no se incluyen en los tiempos de licenciamiento.

Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

Tiempos del procedimiento para diagnóstico ambiental de alternativas del Decreto 2041 de 2014		
Con solicitud de información Adicional	63 días hábiles	3 meses y 3 días Aprox.
Sin solicitud de Información Adicional	40 días hábiles	2 meses

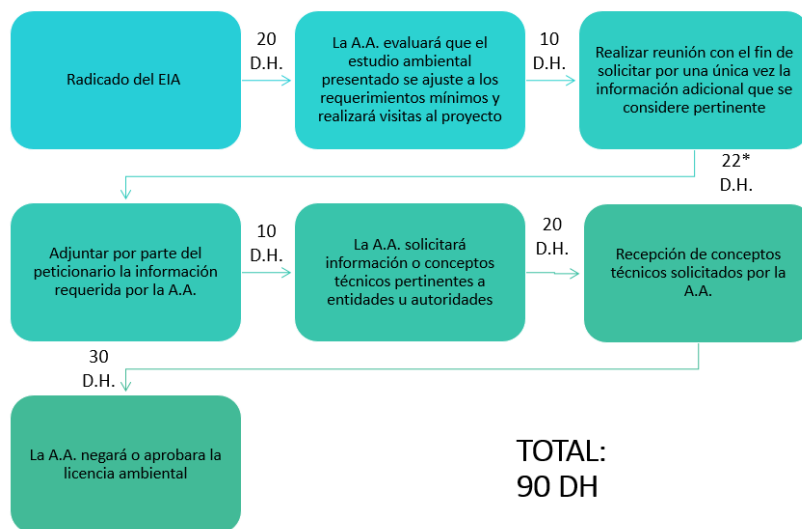
El tiempo total para el procedimiento, según el 2041 es de 63 días hábiles. El procedimiento establecido en el Decreto 2820 tenía una duración de 50 días hábiles, sin embargo, no se tenía un control frente a los tiempos de entrega de información adicional que se solicitaba a los operadores; esto representaba una incertidumbre en este proceso que impacta la evaluación de los tiempos de obtención de la licencia ambiental.

1.2 Licenciamiento ambiental – Estudio de Impacto Ambiental

Los tiempos establecidos para la evaluación de los estudios de impacto ambiental por el Decreto 2820 de 2010 y el 2041 de 2014 también varían. Uno de los cambios más significativos es que con el 2041, sólo se da por iniciado el trámite de licenciamiento, una vez el operador radique el Estudio de Impacto Ambiental completo, es decir cuando cumple a cabalidad con lo establecido en los términos de referencia de ANLA para el tipo de proyecto a licenciar. Adicional a esto, se establece una audiencia de oralidad donde se le da un mes al usuario para allegar la información adicional sin necesidad de un auto, agilizando así los tiempos (ACP, 2015).

En el Decreto 2820 de 2010 se contemplan 90 días hábiles para otorgar la licencia ambiental a un proyecto, a diferencia del Decreto 2041 de 2014, donde se requieren 80 días hábiles, es decir, aproximadamente 4 meses (Ilustración 3).

Ilustración 3. Procedimiento para Licenciamiento Ambiental del Decreto 2041 de 2014



*Tiempos atribuibles al peticionario, no a la autoridad, no se incluyen en los tiempos de licenciamiento.
 Nota: El plazo para la notificación de un auto administrativo es de máximo 5 días hábiles, ese tiempo no es considerado en los cálculos.

Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

1.2.1 Tiempos de trámite para licenciamiento ambiental

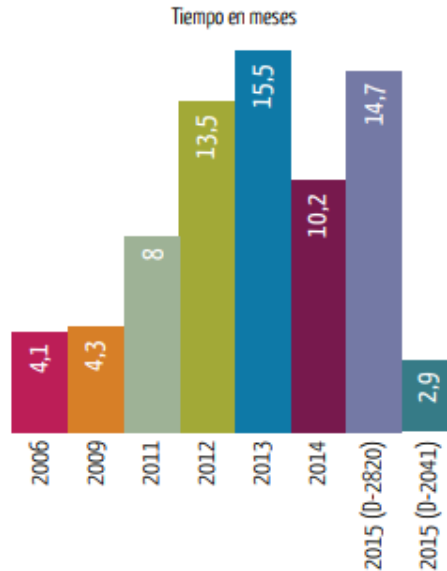
De acuerdo con la información recibida, en los últimos 5 años sólo se han licenciado 5 proyectos de transporte de hidrocarburos, dos de ellos para gas. De los cinco referenciados sólo dos requirieron DAA, trámite que se surtió en 37 y 30 días hábiles respectivamente. De otra parte, los tiempos que se tomaron estos proyectos para la aprobación de los estudios de impacto ambiental oscilaron en 100 y 200 días hábiles.

El número tan bajo de proyectos de transporte de hidrocarburos puede explicarse en parte, por el descenso en la producción de crudo de los últimos años y los escenarios también decrecientes de producción de crudo del país para los próximos años, motivo por el cual la infraestructura construida no ha requerido ampliación significativa.

Dada la escasez de datos para el cálculo de retrasos por los tiempos de licenciamiento ambiental para proyectos de transporte de hidrocarburos, en este estudio se tomará como referente para tiempos de retraso, los medidos por la Asociación Colombiana del Petróleo – ACP, en su informe de Desempeño Ambiental de 2015 (Asociación Colombiana del Petróleo - ACP, 2016). Es importante anotar que los tiempos de licenciamiento ambiental medidos por la ACP corresponden a proyectos de toda la cadena de hidrocarburos, es decir en este cálculo se incluyen proyectos de exploración, producción, transporte, refinación y almacenamiento. Así mismo, La ACP incluye en la medición trámites de solicitud de licencia ambiental, modificaciones de licencias, planes de manejo ambiental y diagnósticos ambientales de alternativas.

Dentro de su informe reporta para el año 2015, 39 solicitudes de licencias ambientales del sector de hidrocarburos y dos (2) a DAA. Para presentar el análisis estadístico, se toman los tiempos desde que el operador radica el trámite hasta que es otorgada por resolución la licencia, con un tiempo de 67 días (12,2 meses) con el Decreto 2820 de 2010 y 119 días (4 meses) con el Decreto 2041 de 2015 para los procesos de solicitud de licencia ambiental.

Ilustración 4. Tiempo total de Licenciamiento Ambiental en el sector de hidrocarburos por año.



Fuente: ACP, 2016

Los resultados del Decreto 2820 de 2010 no incluyen el tiempo utilizados por los usuarios para entregar la información adicional requerida por la ANLA, en promedio unos 6 meses, lo cuales estaban por fuera de la gestión directa de la autoridad ambiental. Bajo el Decreto 2041 de 2014, se evaluaron 8 solicitudes de licencias ambientales con un tiempo promedio de 157 días (5,2 meses) y 6 modificaciones de licencia con un aproximado en su evaluación de 88 días (2,9 meses) (ACP, 2015).

Ilustración 5. Tiempos totales en la expedición de DAA.



Fuente: ACP, 2016

Para los procesos de diagnóstico ambiental, solo se registraron dos solicitudes, una de ellas con requerimiento de información para la vigencia del año 2015; el tiempo promedio para ambos fue de 408 días (13,6 meses).

1.3 Consultas previas

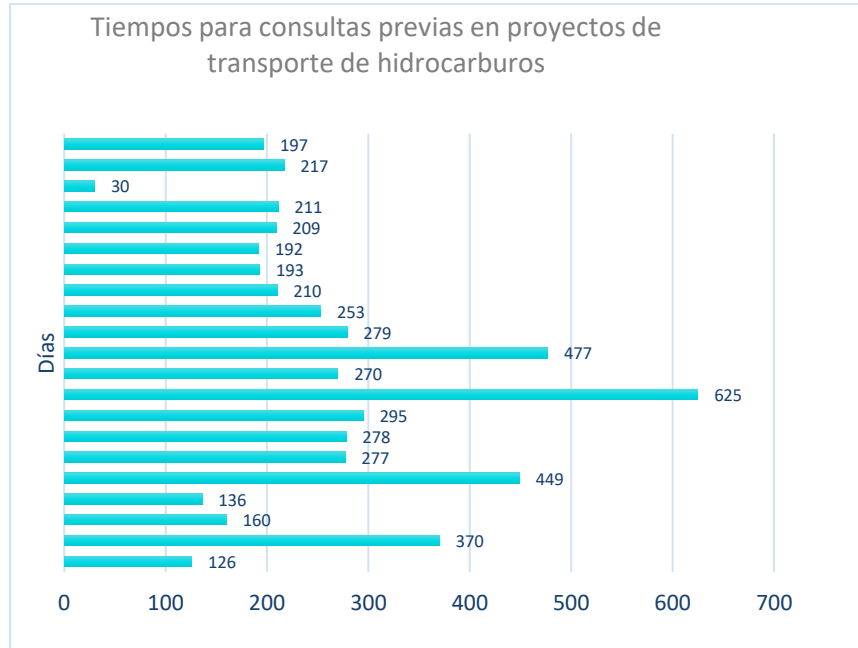
De acuerdo con la Ley 21 de 1991 la Consulta Previa es el derecho que tienen las comunidades étnicas a que el Estado consulte previamente a su adopción todas aquellas medidas legislativas o administrativas o ejecución de proyectos que sean susceptibles de afectarles directamente su identidad cultural.

De esta forma, cuando la ejecución de un proyecto tenga el potencial de afectar una comunidad étnica, el interesado en el desarrollo del proyecto deberá, previa a la ejecución de proyecto, surtir el proceso de Consulta Previa con la comunidad potencialmente afectada. Actualmente, los tiempos para el desarrollo de una consulta previa no están definidos formalmente, sin embargo, El Ministerio del Interior, como garante del debido proceso de Consulta previa con las comunidades étnicas, ha calculado un promedio de seis meses para protocolizar acuerdos con las comunidades.

1.3.1 Tiempos de trámite de Consultas Previas (CP)

De acuerdo con la información reportada por el Ministerio del Interior y los operadores, los tiempos promedio que se tardaron los procesos de consulta previa hasta la fase de Protocolización de Acuerdos, fueron de 242 días, ocho meses en promedio como se observa en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Tiempos en CP de los proyectos de transporte de hidrocarburos



Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

Para el procesamiento de los datos, se utiliza una media recortada del 20% dada la presencia de datos atípicos en los reportes (Ecuación 1).

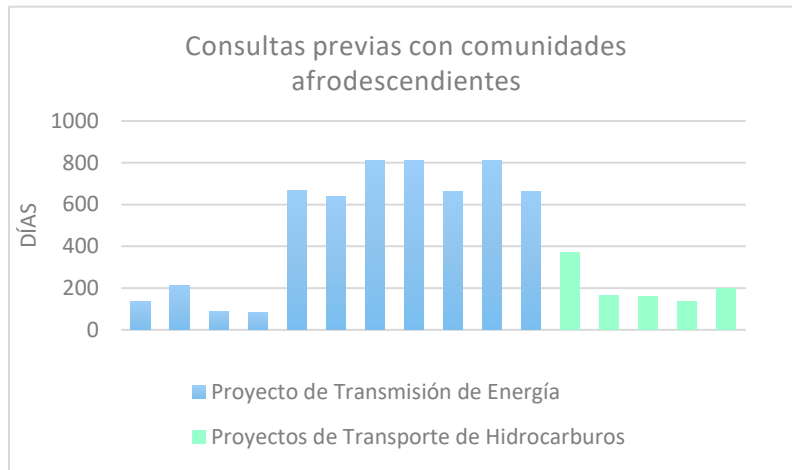
Ecuación 1. Ecuación media recortada

$$Media\ recortada_{20\%} = (n - 0.2) = n_{0,2} \quad M_{r20} \Rightarrow \frac{\sum X n_{0,2}}{n_{0,2}}$$

1.3.2 Consultas previas con comunidades afrodescendientes

En los últimos años se desarrollaron cinco (5) proyectos de transporte de hidrocarburos que requirieron consultas previas con comunidades afrodescendientes, como se observa en el Gráfica 2, el promedio estimado es de 205 días calendario para la protocolización de acuerdos, un 53% menos que los tiempos tomados por los proyectos de transmisión eléctrica.

Gráfica 2. Consultas previas comunidades afrodescendientes

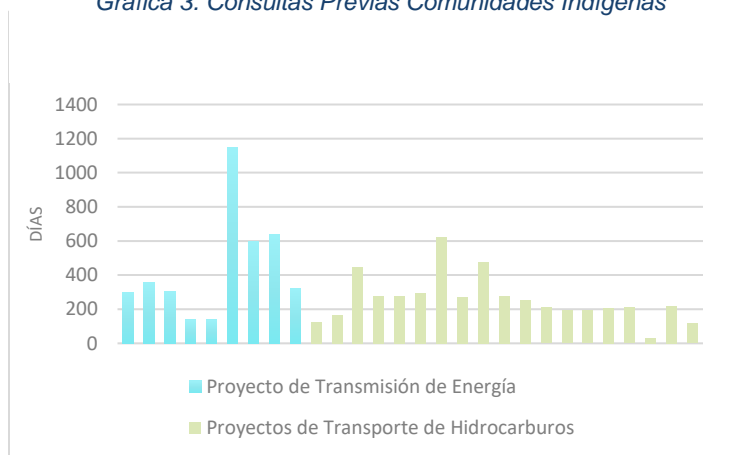


Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

1.3.1 Consultas previas con comunidades indígenas

Fueron reportados por el ministerio del interior y por los operadores de transporte de hidrocarburos diez y nueve (19) proyectos que requirieron de consultas previas, al realizar una media recortada (Ecuación 1) del 20%, se tiene un promedio de 248 días, equivalente a ocho meses aproximadamente para dar cierre al proceso.

Gráfica 3. Consultas Previas Comunidades Indígenas



Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

Al revisar todos los reportes de consultas previas sobre las comunidades indígenas, se puede concluir que los procesos con dichas comunidades pueden oscilar entre los ocho y doce meses para protocolizar los acuerdos y aprobar el desarrollo de los proyectos (Gráfica 3).

1.4 Procedimientos para sustracción de áreas de reserva forestal

De acuerdo con el Código de Recursos Naturales³, las áreas de reserva forestal son aquellas que son destinadas exclusivamente al establecimiento o mantenimiento y utilización racional de áreas forestales, las cuales sólo podrán destinarse al aprovechamiento racional permanente de los bosques que en ella existan o se establezcan, garantizando la recuperación y supervivencia de los mismos.

Así mismo, el mencionado código establece que "Si en un área de reserva forestal, por razones de utilidad pública o interés social, es necesario realizar actividades económicas que impliquen remoción de bosques o cambio en el uso de los suelos o cualquiera otra actividad distinta del aprovechamiento racional de los bosques, la zona afectada deberá, debidamente delimitada, ser previamente sustraída de la reserva (...)"⁴ (subrayado fuera de texto).

De acuerdo con la Resolución 918 de 2011, expedida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), el procedimiento para la sustracción de áreas aplica en las reservas forestales nacionales, incluidas las establecidas mediante la Ley 2ª de 1959 y en las reservas forestales regionales. Dicho procedimiento es un requisito para el desarrollo de actividades declaradas por la ley como de utilidad pública o interés social que impliquen remoción de bosques, cambio en el uso de los suelos u otra actividad distinta del aprovechamiento racional de los bosques.

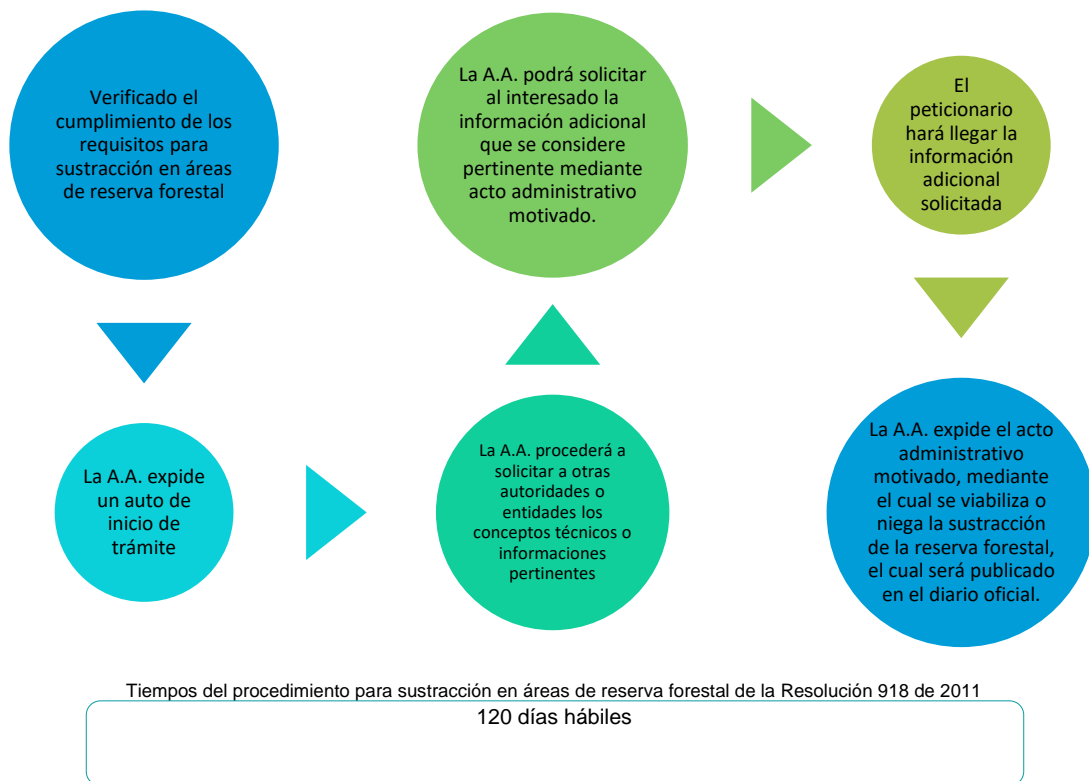
Los tiempos están reglamentados bajo la resolución citada, en donde se definen 120 días hábiles para la evaluación de la sustracción o no de la reserva (Ver Ilustración 6). En este tiempo el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible debe tomar una decisión respecto a la pertinencia o no de la sustracción.

³ Artículos 206 y 207, Decreto-Ley 2811 de 1974

⁴ Artículo 210, Decreto-Ley 2811 de 1974

Ilustración 6. Procedimiento para sustracción en áreas de reserva forestal

Resolución 918 de 2011



Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 2017

1.4.1 Tiempos de trámite de sustracción en áreas de reserva forestal

Solo se reportó un proyecto con requerimiento de sustracción en áreas de reserva forestal para transporte de hidrocarburos, el cual tardo cuarenta (40) días hábiles por encima de lo establecido normativamente. Sin embargo, se está a la espera de mayores reportes para complementar este análisis.

1.5 Procedimientos para Planes de Manejo Arqueológico

El artículo 1 del Decreto 1530 de 2016 establece que las intervenciones de proyectos, obras o actividades que requieran licencia ambiental, deberán poner en marcha un Programa de Arqueología Preventiva que le permita determinar la existencia de bienes o contextos

arqueológicos en el área de influencia de aquellos proyectos, previo al inicio de las obras o actividades. Así mismo, establece que el interesado, deberá identificar y caracterizar los hallazgos que se encuentren y evaluar los niveles de afectación esperados sobre el patrimonio arqueológico para formular el correspondiente Plan de Manejo Arqueológico y que el mismo, deberá ser aprobado por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia ICANH como condición para el inicio de las obras.

1.5.1 Tiempos de trámite para planes de manejo arqueológico

Para de transporte de hidrocarburos se reportan dos proyectos con un promedio de 40 días calendario, tiempos mucho menores a los requeridos por el área de transmisión de energía. Se muestra que es el procedimiento que menos tiempos les ha requerido a los peticionarios.

1.6 Retrasos por paros socioambientales

En los últimos años se ha visto un incremento de la protesta social en el país asociada a la ejecución de proyectos minero – energéticos. Las comunidades han venido incrementando su capacidad de movilización para oponerse al desarrollo de proyectos, en cuya ejecución ven un potencial detrimento de sus condiciones de vida, ya sea por afectación al medio ambiente o a sus medios de vida.

Esta protesta social ha conducido en muchas oportunidades a la realización de paros que han generado retrasos en el desarrollo de proyectos sectoriales, con especial énfasis en proyectos minero-energéticos.

A continuación, se presenta la información que al respecto fue entregada por algunas empresas, respecto a la afectación de sus proyectos por paros por motivos socioambientales.

1.6.1 Tiempos de retrasos por paros socioambientales

Se presentaron dos reportes de paros socioambientales, descritos a continuación:

- Líderes de comunidades étnicas fuera del AID que solicitan ser escuchados por los operadores, solicitud de contratación de mano de obra.
- La protesta de la Comunidad Indígena U´wa por el incumplimiento de los acuerdos con el Gobierno Nacional en el 2014, no permitió la ejecución de actividades de reparación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga por parte del operador está se amplió a la vereda Cubugón, presentándose a esa fecha en cuatro sitios diferentes, así: i) El parque Nacional

Natural El Cocuy (restringen el ingreso), ii) la planta de Tratamiento de Gas de Gibraltar (restringen ingreso y salida de personal y víveres), iii) la vereda La China (impiden trabajos del oleoducto Caño Limón-Coveñas y iv) la vereda Cubugón (impiden reparación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga)."

Lo anterior significa para los operadores tiempos de retraso de cuatro meses y medio aproximadamente por paros en la operación y reparación de infraestructura.

1.7 Retrasos por cambios normativos

Los cambios normativos dentro de los procesos de planeación y ejecución de los proyectos pueden implicar ajustes y modificación de las actividades realizadas por los operadores. A continuación, se numeran los enunciados por los usuarios y el motivo del retraso:

- Resolución 1415 de 2012: Por la cual se modifica y actualiza el Modelo de Almacenamiento Geográfico, implicó 51 días de retraso.
- Ley 1450 de 2011, artículo 224: Del procedimiento para otorgamiento de licencias ambientales. Derogado tácitamente por el art. 179, Ley 1753 de 2015. Modifíquese el artículo 58 de la Ley 99 de 1993. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, o quien haga sus veces, dispondrá hasta noventa (90) días hábiles para decidir sobre la licencia ambiental, contados a partir del acto administrativo de trámite que reconozca que ha sido reunida toda la información requerida, según el procedimiento previsto en este artículo, el operador reporta 660 días de retraso.
- Decreto 2041 de 2014 (Hoy compilado en el Decreto 1076 de 2015), por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias Ambientales; en su art. 25, párrafo 5º: establece un nuevo requisito para el licenciamiento ambiental, donde el licenciamiento dependerá de los actos administrativos de sustracciones o vedas, se reportaron 77 días de retraso.

Es importante denotar que estos cambios normativos tienen fechas y tiempos de transición para los proyectos ejecutados. Para los proyectos de hidrocarburos no se reportan cambios normativos que afecten los proyectos.

Capítulo 2. Síntesis escenarios tendencial y alterno

A continuación, se presenta la síntesis de los escenarios tendencial y alterno de crecimiento de transporte de hidrocarburos, información derivada de los documentos preliminares del Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC de la UPME y del Plan Transitorio de abastecimiento de Gas Natural. Esta síntesis se presenta con el fin de facilitar al lector el entendimiento del enfoque metodológico propuesto para el cálculo de los costos de oportunidad que tiene para el país el retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos.

Tabla 1. Síntesis de los escenarios tendencial y alterno de hidrocarburos

Escenarios	Tendencial	Alterno
<p>Crudo</p> <p>La infraestructura no crece, La producción del país disminuye de acuerdo con el escenario bajo que fue el seleccionado.</p>	<p>Transporte desde nodos de producción a puertos y refinerías 100% ductos. La infraestructura no crece</p>	<p>No hay escenario alterno</p>
<p>Derivados líquidos</p> <p>La infraestructura crece con el incremento de la demanda de derivados líquidos de los diferentes centros de consumo.</p>	<p>Transporte de derivados líquidos desde las refinerías y puertos hasta los sitios de consumo, se realiza mediante ductos y carrotanques. El transporte por carrotanque crece con el incremento de la demanda.</p>	<p>Transporte de derivados líquidos desde las refinerías y puertos hasta los sitios de consumo, se realiza mediante ductos. La infraestructura de ductos crece con el incremento de la demanda de derivados líquidos de los diferentes centros de consumo⁵.</p>
<p>Diluyentes</p> <p>No hay crecimiento de demanda de diluyentes La producción de crudo en el país disminuye. No crece la infraestructura.</p>	<p>Transporte de diluyentes desde puerto hasta nodos de consumo se realiza parcialmente por ductos y parcialmente por carrotanque.</p>	<p>Transporte de diluyentes desde puerto hasta nodos de consumo por ducto.</p>
<p>Gas</p> <p>Hay crecimiento de la infraestructura para transportar el incremento de la demanda de gas.</p>	<p>Transporte de gas por gasoductos</p>	<p>No hay escenario alterno</p>

Fuente: Plan-In SA&S, con base en PIAPC UPME

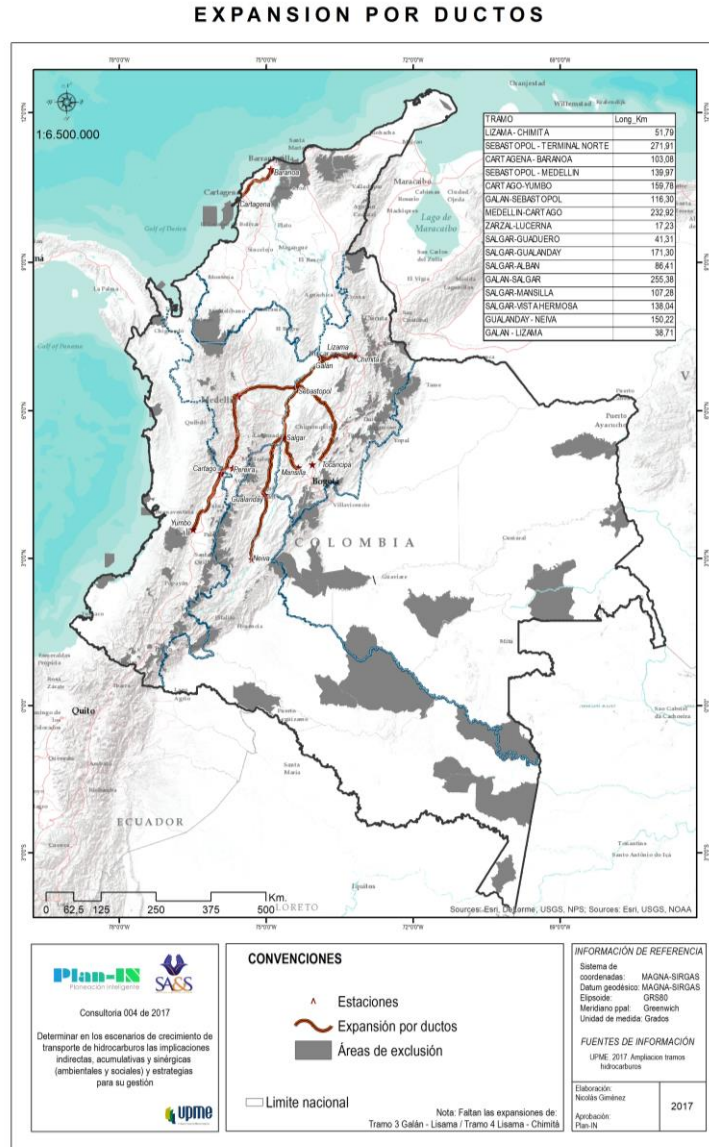
Nota: la descripción detallada de los escenarios se presenta en el producto 1.

⁵ El detalle de los requerimientos de expansión de infraestructura se incluye en el producto 1.

Como puede concluirse del cuadro anterior, los hidrocarburos para los que crece la infraestructura en el país derivados líquidos y gas.

En las siguientes ilustraciones se muestran los escenarios tendencial y alterno para derivados líquidos (Ilustración 7) y el escenario de crecimiento de gas (Ilustración 8), escenarios para los cuales se calcula el costo de oportunidad para el país por los retrasos en entrada en operación de esta infraestructura.

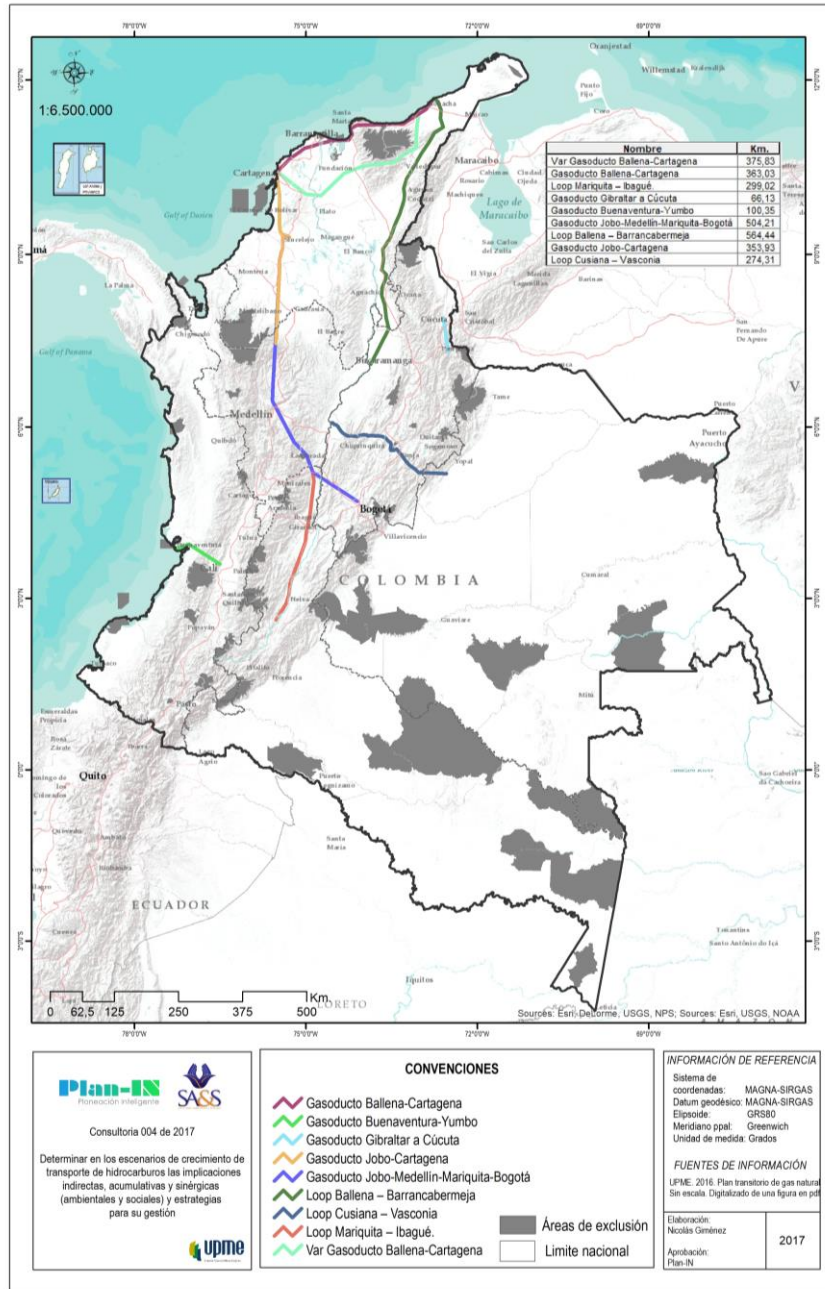
Ilustración 7. Escenario Alterno Derivados Líquidos



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017 con base en (UPME, 2017)

Ilustración 8. Escenario crecimiento gas

PLAN TRANSITORIO DE GAS NATURAL



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017 con base en (UPME, 2017)

Capítulo 3. Enfoque metodológico

En esta sección se desarrolla la metodología general utilizada para calcular los costos de oportunidad para el país por cuenta de los retrasos en la puesta en marcha de la infraestructura de transporte de hidrocarburos y/o gas (nuevos ductos) entre los años 2017-2035. Dichos retrasos no permiten que nuevos ductos para el transporte de hidrocarburos y/o gas empiecen a funcionar en los tiempos establecidos inicialmente.

Como se indicó en la síntesis de los escenarios tendencial y alterno, la construcción de nuevos ductos para el transporte de hidrocarburos será diferente para cada tipo de hidrocarburo.

Como se puede observar, sólo en los casos del transporte de derivados líquidos, y/o gas se podrían presentar costos de oportunidad por los retrasos en la entrada en operación de nueva infraestructura de transporte, pues en dichos casos la infraestructura de ductos se ampliará.

A partir de lo anterior, el costo de oportunidad se estima como la diferencia entre el Valor Presente Neto (VPN) del valor agregado que genera el transporte de hidrocarburos bajo el escenario Alterno de crecimiento definido por la UPME y el VPN del valor agregado que genera el transporte de hidrocarburos bajo el escenario BAU considerando los tiempos de retraso de la entrada en operación de la infraestructura de transporte (nuevos ductos) en cada uno de los escenarios de demora.

Los escenarios de retrasos a considerar son seis, i. Demoras en la obtención de licencias ambientales, ii. Retrasos en el trámite de sustracción de reserva, iii. Demoras en el proceso de consultas previas con comunidades étnicas, iv. Demoras en el proceso de manejo arqueológico, v. Retrasos por paros de la comunidad, vi. Retrasos por modificaciones regulatorias a nivel ambiental.

Se recurre a información recolectada en las encuestas realizadas en esta EAE a transportadores de hidrocarburos y gas para calcular el tiempo promedio en que se han desarrollado cada una de las situaciones. Posteriormente, se presenta un escenario agregado que tiene en cuenta el tiempo total de retrasos de los cinco escenarios mencionados.

3.1 Metodología general para la cuantificación de los costos de oportunidad

Para estimar los costos de oportunidad para el país por los retrasos en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos se parte de la definición económica del costo de oportunidad como “aquello que debe sacrificarse para obtener algo” (Mankiw, 2012). Así, el costo de oportunidad generado por las demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos corresponde a los recursos monetarios con que se cubren estos costos, pero que se hubieran destinado a actividades económicas presupuestas que benefician al país (mejor uso alternativo de los recursos) si no se hubiesen registrado dichos retrasos. Esto refleja el verdadero valor de los recursos cuando estos se hubiesen destinado a su uso más valioso (Miranda, 2010).

Con base en esta definición y el contexto del sector de hidrocarburos, el costo de oportunidad por demoras en el transporte de hidrocarburos se calcula a partir de la siguiente expresión:

Ecuación 2

$$CO_{i,j} = VPN(VA_j) - VPN(VA_{i,j})$$

Donde:

- $CO_{i,j}$: es el costo de oportunidad en que incurre el país en el escenario de expansión Alternativo de transporte del hidrocarburo j cuando ocurre un retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte (nuevos ductos) por la causa i .
- i : es la causa de la demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de los hidrocarburos (i = diagnóstico ambiental, licenciamiento ambiental, sustracción de reservas ambientales, proceso de manejo arqueológico, realización de consultas previas, paros y modificaciones regulatorias).
- j : es el tipo de producto a transportar (j = crudo, derivados del petróleo y gas).
- $VPN(VA_j)$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de expansión BAU de transporte del hidrocarburo j .
- $VPN(VA_{i,j})$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de expansión BAU de transporte del hidrocarburo j cuando ocurre una demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte por la causa i .

Ahora se define cómo se calcula el valor agregado que se genera para el país por cuenta de las actividades de transporte de hidrocarburos en el escenario de expansión BAU. Según Lora y Prada (2016), el valor agregado es la diferencia entre los ingresos atribuibles a los diferentes factores que se han utilizado en la producción y las compras intermedias. Es decir, corresponde a la contribución de cada productor a la producción social. De esta manera, el valor agregado se puede calcular con base en la siguiente expresión:

Ecuación 3

$$VA_j = VBT_j - CI_j$$

Donde:

- VA_j : es el valor agregado que genera el transporte del hidrocarburo j .
- VBT_j : es el valor bruto del transporte del hidrocarburo j .
- CI_j : corresponde al valor de los consumos intermedios (insumos o materias primas de transporte) necesarios para el transporte del hidrocarburo j .

De forma similar, el valor agregado que se genera por el transporte de un hidrocarburo cuando se retrasa la entrada en operación de la infraestructura de transporte se calcula así:

Ecuación 4

$$VA_{i,j} = VBT_{i,j} - CI_{i,j}$$

Donde:

- $VA_{i,j}$: es el valor agregado que genera el transporte del hidrocarburo j bajo el escenario de una demora en la puesta en marcha de la infraestructura de transporte por la causa i .
- $VBT_{i,j}$: es el valor bruto del transporte del hidrocarburo j cuando se retrasa la puesta en marcha de la infraestructura de transporte por la causa i .
- $CI_{i,j}$: corresponde al valor de los consumos intermedios (insumos o materias primas de transporte) necesarios para el transporte del hidrocarburo j cuando ocurre un retraso en la puesta en marcha de la infraestructura de transporte por la causa i .

Cabe anotar que para cada tipo de hidrocarburo (derivados del petróleo y gas) existen condiciones particulares asociadas a su transporte, las cuales afectan el cálculo del valor agregado generado y, por consiguiente, la estimación del costo de oportunidad por las demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte. Por ejemplo, si la entrada en operación del ducto X se ve aplazada 4 meses por las demoras en la obtención de la licencia ambiental del proyecto, la producción inicial que se espera transportar por dicha infraestructura puede ser llevada a su lugar de destino en carrotaques. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se presentan las especificaciones en el cálculo del valor agregado para cada tipo de hidrocarburo de acuerdo con las condiciones particulares de su transporte.

3.1.1. Costos de oportunidad en el transporte de crudo, disolventes y diluyentes

En la cadena de producción del sector de hidrocarburos, se observa que los disolventes y los diluyentes son transportados tradicionalmente por ductos. No obstante, cuando se presentan demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte, se utilizan los carrotaques como el bien sustituto para transportar buena parte de este tipo de hidrocarburos, continuando con el proceso de la cadena productiva del sector de hidrocarburos (producción, transporte, comercialización).

Al respecto, cabe anotar que el transporte en carrotaque no sustituye la totalidad de la longitud del transporte por ducto. En efecto, el transporte por carrotaque del producto va desde el punto de producción al nodo más cercano que permite la conexión inicial a los ductos. Este punto de entrada del producto puede corresponder a la totalidad de la longitud entre el punto de producción y el de consumo, pero no siempre es el caso; en estas condiciones se tendría una longitud de transporte que no se podría sustituir. En esta metodología se asume que, en promedio, a nivel nacional el transporte en carrotaque sustituye el transporte por ductos.

A partir de lo anterior, el cálculo del costo de oportunidad por demoras en el transporte de crudo, disolventes y/o diluyentes es equivalente a:

Ecuación 5

$$CO_{i,j} = VPN(VAB) - VPN(VAB_i)$$

Donde:

- CO_{ij} : es el costo de oportunidad en que incurre el país en el escenario de expansión BAU de transporte del hidrocarburo j cuando ocurre un retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte (nuevos ductos) por la causa i .
- i : es la causa de la demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de los hidrocarburos ($i = i =$ diagnóstico ambiental, licenciamiento ambiental, sustracción de reservas ambientales, proceso de manejo arqueológico, realización de consultas previas, paros y modificaciones regulatorias).
- j : crudo, disolventes y diluyentes.
- $VAB(VAB)$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de alterno o de expansión BAU de transporte del hidrocarburo
- $VPN(VAB_i)$: es el Valor Presente Neto de valor agregado generado en el escenario de alterno o de expansión BAU de transporte del hidrocarburo j cuando ocurre una demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte por la causa i .

El escenario BAU de crecimiento de UPME contempla una menor producción de crudo y disolventes durante el período 2017-2035. Ello justifica que no se contemplen nuevos proyectos de construcción de ductos para el transporte de crudo y disolventes en el período analizado, pues los actuales ductos son suficientes para transportar la producción esperada en estos frentes. Así, se encuentra que no se generan costos de oportunidad por las demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte (ductos) de crudo y disolventes.

En contraste, el escenario BAU de crecimiento prevé una expansión en la producción de los diluyentes, lo que trae asociada una ampliación en la infraestructura de ductos para transportar este producto. Esto indica que en este caso si se presentan costos de oportunidad por los retrasos en la entrada en operación de nueva infraestructura de transporte.

3.1.2. Costos de oportunidad en el transporte de gas

El gas también se transporta tradicionalmente por ductos. En este caso, se parte del supuesto de que no se tiene la posibilidad de utilizar los carrotanques como el bien sustituto para realizar el transporte cuando se presentan demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transporte. Sin embargo, aunque no se tendrán en cuenta, se destaca que el mercado ofrece algunas alternativas para el movimiento del gas, tales como los gasoductos virtuales.

De esta manera, el costo de oportunidad por demoras en el transporte de gas es igual a:

Ecuación 6

$$CO_{i,j} = VPN(VAB) - VPN(VAB_{i,j})$$

Donde:

- $CO_{i,j}$: es el costo de oportunidad en que incurre el país en el escenario de expansión BAU de transporte de gas cuando ocurre un retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte (nuevos ductos) por la causa i .
- i : es la causa de la demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de gas ($i = i =$ diagnóstico ambiental, licenciamiento ambiental, sustracción de reservas ambientales, proceso de manejo arqueológico, realización de consultas previas, paros y modificaciones regulatorias).
- j : gas.
- $VPN(VAB)$: es el VPN de valor agregado bruto generado en el escenario de expansión BAU de transporte de gas.
- $VPN(VAB_{i,j})$: es el VPN de valor agregado bruto generado en el escenario de expansión BAU de transporte de gas cuando ocurre una demora en la entrada en operación de la infraestructura de transporte por la causa i .

Capítulo 4. Estimaciones del Costo de Oportunidad

En esta sección se presenta las estimaciones del costo de oportunidad por los retrasos en la puesta en marcha de la infraestructura de transporte de hidrocarburos y/o gas (nuevos ductos) entre los años 2017-2035.

Para tal efecto se tienen en cuenta los periodos de retraso, estimados en meses, para cada una de las situaciones que potencialmente pueden limitar la operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos y/o gas, y cuya descripción se presenta en el Capítulo 1. Estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos del presente documento

Tabla 2 Síntesis situaciones de retraso

Situaciones de Retraso		
Aspecto	meses	días
Licenciamiento Ambiental - EIA	4	120
Licenciamiento Ambiental - DAA	13,6	408
Consultas Previas	10	300
Sustracción de Reservas Forestales	1,3	40
Planes de Manejo Arqueológico	1,3	40
Paros Socio ambientales	4,5	135
Cambios normativos	1	30

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

4.1. Estimación costos de oportunidad en el transporte de crudo, disolventes y diluyentes

El cálculo de los costos de oportunidad del transporte de hidrocarburos inicia con la estimación del Valor Agregado Bruto⁶ para los servicios de transporte de hidrocarburos específicamente de derivados líquidos en el periodo comprendido entre 2017 – 20135; para lo cual se construye un modelo que permita determinar los efectos marginales que traen consigo el transporte de derivados por tuberías, respecto al valor Agregado Bruto.

Para tal efecto se diseña un modelo que relaciona como variable dependiente el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por tuberías, y como variables independientes los volúmenes transportados de crudo, derivados y gas. En la siguiente tabla se presenta la especificidad de las variables así como los atributos principales de los datos:

⁶ Valor Agregado Bruto, es igual al valor menos los consumos intermedios.

Tabla 3 Atributos de las variables del modelo

Tipo de Variable	Variable	Unidades	Periodo
Dependiente	Valor Agregado Bruto (transporte por tuberías)	Miles de Millones de Pesos	2005 - 2016
Independiente	Volumen Transporte petróleo	KBP (miles de barriles anuales)	1989 - 2011
Independiente	Volumen Transporte Derivados Líquidos	KBP (miles de barriles)	1989 - 2011
Independiente	Volumen Transporte Gas	MPCD (millones de pies cúbicos por día calendario)	2005 - 2016

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

Así las cosas, la estructura del modelo está definido por la siguiente ecuación:

Ecuación 7

$$VAB = VTRPETR + VTRDEV + VTRG$$

Donde:

VAB = Valor Agregado Bruto

VTRPETR = Volumen Transportado Petróleo

VTRDEV = Volumen Transportado Derivados Líquidos

VTRG = Volumen Transportado Derivados Gas

No obstante, el modelo presenta una limitación, asociada a la no inclusión de otras variables como costos de transporte por tipo de hidrocarburo, estado de la infraestructura de los ductos, y volúmenes transportados de otro tipo de hidrocarburos que pueden llegar a tener relevancia; pero que para efectos del presente ejercicio no se incorporan en el modelo, pues no se dispone de la información suficiente que permita realizar estimaciones coherentes.

El periodo de análisis seleccionado para la estimación del modelo corresponde a 2005 y 2016, sin embargo, para las variables independientes de transporte de crudo y de derivados líquidos solo existe información disponible hasta el año 2011 (SIGP – UPME); razón por la cual se proyectan los datos faltantes mediante un proceso auto regresivo de media móvil o ARMA.

Por otra parte, para la construcción del modelo, se usó una forma funcional “Exponencial”, pues es la que mejor bondad de ajuste y capacidad explicativa del modelo tiene respecto a otras posibles formas funcionales (logarítmicas, lineales, recíprocas, entre otras). En la siguiente figura se presentan los resultados de la estimación del modelo, por medio del paquete estadístico Eviews.

Ilustración 9. Salida de datos Modelo Exponencial

Dependent Variable: LOG(VA)
 Method: Least Squares
 Date: 11/06/17 Time: 03:54
 Sample: 1 11
 Included observations: 11

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	13.15068	0.247829	53.06361	0.0000
TRCRUDO	9.07E-07	2.66E-07	3.414355	0.0112
TRDEV	1.34E-04	9.39E-07	1.431518	0.0195
TRGAS	0.000129	4.01E-05	3.209118	0.0149
R-squared	0.990021	Mean dependent var		14.74042
Adjusted R-squared	0.985744	S.D. dependent var		0.675627
S.E. of regression	0.080669	Akaike info criterion		-1.921635
Sum squared resid	0.045553	Schwarz criterion		-1.776946
Log likelihood	14.56899	Hannan-Quinn criter.		-2.012841
F-statistic	231.4851	Durbin-Watson stat		2.158885
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

De los estadísticos de prueba (Prob, Prob (F –statistic), Akaike info criterion, Adjusted R squared), es de observar los valores de los mismos se encuentran en rangos aceptables para dar validez y significancia estadística al modelo.

La forma funcional del modelo sobre Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por tuberías adopta la siguiente estructura:

Ecuación 8

$$\ln(VA) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(TRCRUDO) + \beta_2 \ln(TRDEV) + \beta_1 \ln(TRGAS) + e$$

Donde:

$\ln(VA)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural del Valor Agregado Bruto

$\beta_1 \ln(TRCRUDO)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Petróleo por ductos

$\beta_2 \ln(TRDEV)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Derivados Líquidos por ductos

$\beta_1 \ln(TRGAS)$ = Parámetro estimado del Logaritmo Natural de Volumen de Transporte de Gas por Ductos

e = Perturbación aleatoria del modelo

El cálculo de los impactos marginales de las variables dependientes respecto a la variable independiente está dado por la siguiente ecuación

Ecuación 9

$$Y' = \beta \bar{Y}$$

Donde

β = Valor del parámetro estimado

\bar{Y} = Promedio del Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos

A continuación, se presentan los resultados de las estimaciones del impacto marginal para las variables Volumen de Transporte de Derivados Líquidos, y Volumen de Transporte de Gas

Tabla 4. Especificaciones para el cálculo del impacto marginal de las variables exógenas

Aspecto	VA	TRGAS	TRDEV
Promedio	\$ 3.171 (miles de millones)	\$1.458.907 (MPCD)	\$494.735 (KBP)
Parámetro β		1,0 E -5	1,34E-05
Impacto Marginal (miles de millones)		0,42485	0,40900
Impacto Marginal (millones)		42,4	40,9

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

Los resultados anteriores indican que por el aumento de cada mil barriles en el volumen transporte por ductos de derivados líquidos, se espera que el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos aumenten en 42,9 millones de pesos; mientras que por el aumento en cada millón de pies cúbicos por día calendario en el volumen transportado por ductos de gas, se espera que el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte por ductos aumenten en 40,9 millones de pesos.

Así las cosas, se procede a estimar el Valor Agregado bruto para los servicios de transporte de derivados líquidos por tuberías para los años 2017 – 2035, considerando los resultados de la implementación del escenario alternativo para el transporte de derivados estimados por la UPME.

Tabla 5. Estimación del Valor Agregado Bruto del transporte de derivados líquidos, para el periodo 2017 - 2035

Año	Transporte (Ducto KBP)	Valor Agregado Bruto, Transporte de Derivados (Miles de Millones)
2017	551.150	\$12.848
2018	588.052	\$13.960
2019	596.191	\$13.960
2020	616.814	\$14.619
2021	627.727	\$14.619

Año	Transporte (Ducto KBP)	Valor Agregado Bruto, Transporte de Derivados (Miles de Millones)
2022	680.360	\$16.576
2023	697.734	\$16.864
2024	733.249	\$17.988
2025	742.812	\$17.988
2026	761.500	\$18.371
2027	771.464	\$18.371
2028	794.861	\$18.923
2029	805.446	\$18.923
2030	829.317	\$19.483
2031	840.632	\$357.145
2032	843.187	\$358.230
2033	854.611	\$363.084
2034	877.716	\$372.900
2035	896.513	\$380.886
TOTAL		\$2.065.738
VPN		\$373.557

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

El cálculo del costo de oportunidad considera el valor diferencial entre el Valor Presente Neto del Valor Agregado Bruto del servicio de transporte por ductos establecidos por la implementación del escenario alterno, menos el Valor Presente Neto del Valor Agregado Bruto del servicio de transporte por ductos cuando existe una situación que retrasa la entrada en operación de la infraestructura (Ver Ecuación 5); a continuación se presentan los resultados de las estimaciones, y cuyo detalle puede consultarse en el anexo 3.3 del presente documento:

Tabla 6. Estimaciones VPN para escenario alterno, y retrasos en la operación de la infraestructura (hidrocarburos)

Aspecto	Cálculos VPN (miles de millones)		
	VPN escenario alterno	VPN retraso en la operación de infraestructura	Diferencial (miles de millones de pesos)
Licenciamiento Ambiental - EIA	\$11.471	\$3.824	\$7.647
Consultas Previas	\$11.471	\$9.559	\$1.912
Sustracción de Reservas Forestales	\$11.471	\$1.243	\$10.228
Planes de Manejo Arqueológico	\$11.471	\$1.275	\$10.196
Paros Socio ambientales	\$11.471	\$4.302	\$7.169
Cambios normativos	\$11.471	\$956	\$10.515

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

Es de notar que el mayor costo se presenta para los retrasos asociados al proceso de licenciamiento ambiental, para la formulación de las consultas previas, ya que el proceso puede retrasar en promedio 10 meses la entrada en operación de la infraestructura.

4.2. Estimación costos de oportunidad en el transporte gas

Considerando los resultados del modelo especificado en el apartado anterior (Ver Ilustración 9), y del cálculo de los impactos marginales para las variables de interés del mismo (Ver Tabla 4), se procede a estimar el Valor Agregado Bruto de los servicios de transporte de gas por tuberías. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 7. Estimación del Valor Agregado Bruto del transporte de gas, para el periodo 2017 - 2035

Año	Transporte (Ducto KPCD)	Valor Agregado Bruto (Miles de Millones /año)
2017	1.824.866	\$ 746.371
2018	1.883.785	\$ 770.469
2019	1.942.704	\$ 794.567
2020	2.001.623	\$ 818.665
2021	2.060.542	\$ 842.762
2022	2.119.461	\$ 866.860
2023	2.178.380	\$ 890.958
2024	2.237.299	\$ 915.056
2025	2.296.218	\$ 939.154
2026	2.355.137	\$ 963.252
2027	2.414.056	\$ 987.350
2028	2.472.975	\$ 1.011.448
2029	2.531.894	\$ 1.035.546
2030	2.590.813	\$ 1.059.643
2031	2.649.732	\$ 1.083.741
2032	2.708.651	\$ 1.107.839
2033	2.767.570	\$ 1.131.937
2034	2.826.489	\$ 1.156.035
2035	2.885.408	\$ 1.180.133
TOTAL		\$ 18.301.786
VPN		\$ 6.533.760

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

Por otra parte el cálculo del costo de oportunidad considera el valor diferencial entre el Valor Presente Neto del Valor Agregado Bruto del servicio de transporte por ductos de gas menos el Valor Presente Neto del Valor Agregado Bruto del servicio de transporte por ductos, cuando existe una situación que retrasa la entrada en operación de la infraestructura (Ver Ecuación 6);

a continuación se presentan los resultados de las estimaciones, y cuyo detalle puede consultarse en el anexo 3.4 del presente documento

Tabla 8. Estimaciones VPN para escenario alterno, y retrasos en la operación de la infraestructura (gas)

Aspecto	Cálculos VPN (miles de millones)		
	VPN escenario alterno	VPN retraso en la operación de infraestructura	Diferencial (miles de millones de pesos)
Licenciamiento Ambiental - EIA	\$653.376	\$217.792	\$435.584
Consultas Previas	\$653.376	\$544.480	\$108.896
Sustracción de Reservas Forestales	\$653.376	\$70.782	\$582.594
Planes de Manejo Arqueológico	\$653.376	\$72.597	\$580.779
Paros Socio ambientales	\$653.376	\$245.016	\$408.360
Cambios normativos	\$653.376	\$54.448	\$598.928

Fuente: Plan-IN SA&S, 2017.

El mayor costo asociado se presenta para los retrasos asociados al proceso de licenciamiento ambiental, para la formulación de las consultas previas, ya que el proceso puede retrasar en promedio 10 meses la entrada en operación de la infraestructura para el transporte de gas.

Bibliografía

- ACP. (2015). *Informe de Desempeño Ambiental*. Bogotá.
- ANLA. (27 de Septiembre de 2017). *Diagnóstico Ambiental de Alternativas*. Obtenido de <http://www.anla.gov.co/diagnostico-ambiental-alternativas>
- Asociación Colombiana del Petróleo - ACP. (2016). *Informe de Desempeño Ambiental 2015*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- Departamento Nacional de Estadísticas. (2016). Obtenido de www.dane.gov.co
- Lora, E., & Prada, S. I. (2016). *Técnicas de medición económica*. Bogotá.
- Rivera, G. (22 de Agosto de 2017). Consultas previas no pueden ser eternas: ministro del Interior. (C. Radio, Entrevistador)
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). Contrato 004. *Contrato 004*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- UPME. (2017). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.



Estrategias para el manejo de implicaciones de los escenarios de crecimiento de la infraestructura de transporte de hidrocarburos

Producto 4

Noviembre 2 de 2017



Equipo de Trabajo

UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética

Ricardo Ramírez	Director UPME
Héctor Herrera	Supervisor Subdirección de Hidrocarburos
Raúl Gil	Supervisor Subdirección de Energía
Marcela Bonilla	Asesora Dirección
Antonio Jiménez	Coordinador Grupo Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de Energía
Juliana Moreno	Prof. Especializada Subdirección de Energía
Beatriz Herrera	Prof. Especializada Subdirección de hidrocarburos
Juan Camilo Torres	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos
Jorge Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos

Unión Temporal PLAN-IN-Planeación Inteligente SAS y SA&S – Soluciones Ambientales y Sociales.

Arturo Sánchez	Director del proyecto
Viviana Guarín	Codirectora del proyecto
Aida Giraldo	Especialista Social
Adriana Ospina	Especialista Ambiental
Helman Bermúdez	Especialista Hidrocarburos
Andrei Romero	Especialista en Energía
Ignacio Gallo	Asesor Territorial
Johan Redondo	Especialista en sistemas complejos
Jaime Gallego	Especialista en valoración económica
Carlos Beltrán	Economista
Nicolás Giménez	Cartógrafo
Laura Quiceno	Investigadora junior
Jorge Ruiz	Investigador junior

Contenido

<i>Presentación</i>	4
<i>Capítulo 1. Estrategias para el manejo de impactos</i>	6
1.1 Estrategia 1. Fortalecer el proceso de planificación sectorial del transporte de hidrocarburos desde la perspectiva socioambiental	9
1.2 Estrategia 2. Armonizar la planificación del transporte de hidrocarburos con el Ordenamiento Departamental y Municipal.....	12
1.3 Estrategia 3. Manejo socioecológico responsable para las empresas.....	16
1.4 Estrategia 4. Información y comunicación permanente con autoridades públicas y comunitarias locales y regionales.....	19
1.5 Estrategia 5. Política de distribución equitativa de beneficios.	22
1.6 Estrategia 6. Monitoreo permanente de las condiciones sociales y de conflicto comunitario.....	24
1.7 Estrategia 7. Política de protección de la integridad cultural y territorial de los Pueblos.	26

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría	4
Ilustración 2: Estrategias para el desarrollo sostenible de los escenarios de expansión	9
Ilustración 3. Ruta estratégica 1.....	11
Ilustración 4. Ruta estratégica 2.....	14
Ilustración 5. Ruta estratégica 3.....	18
Ilustración 6 Ruta estratégica 4.....	21
Ilustración 7. Ruta estratégica 5.....	23
Ilustración 8. Ruta estratégica 6.....	25
Ilustración 9. Ruta estratégica 7.....	27

Índice de Tablas

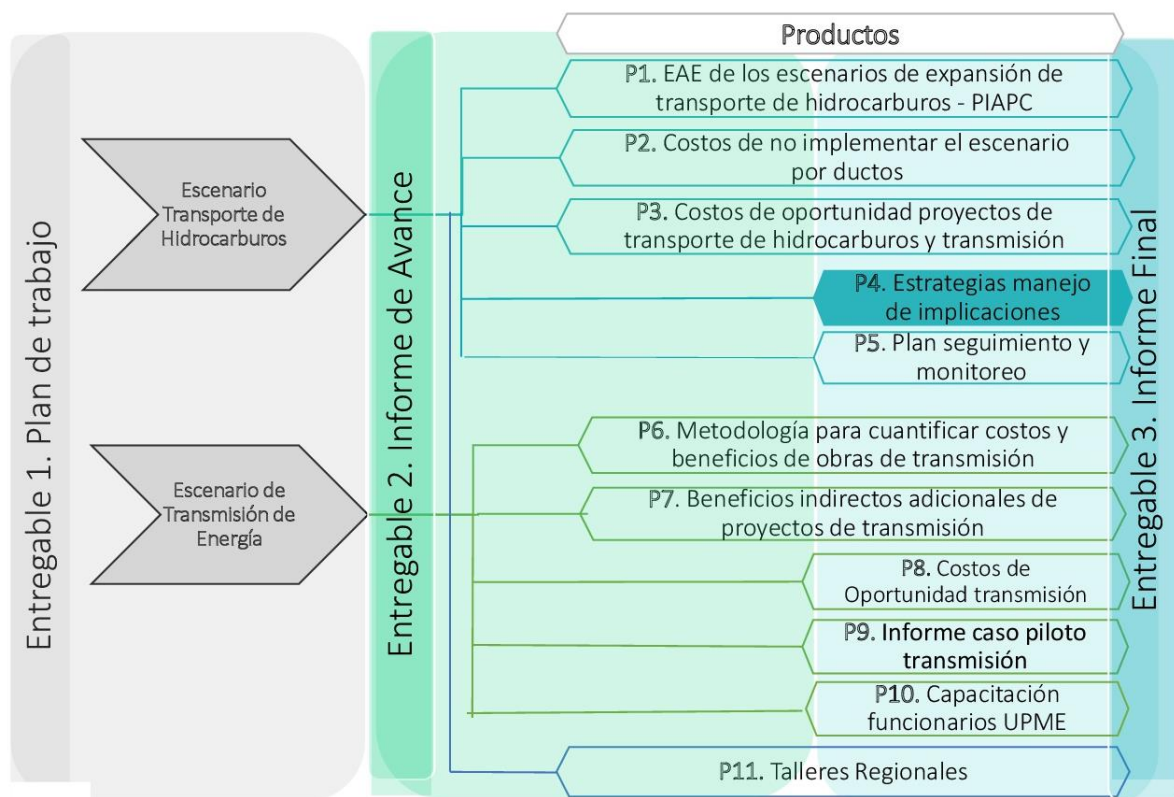
Tabla 1. Impactos por atender desde la política de desarrollo sostenible del país	6
Tabla 2. Problemáticas que resolver y acciones estratégicas	7
Tabla 3. Estrategias para el manejo de impactos.....	8
Tabla 4. Metas y actividades de la estrategia 1.....	12
Tabla 5. Metas y actividades de la estrategia 2.....	15
Tabla 6. Metas y actividades de la estrategia 1.....	18
Tabla 7. Metas y actividades de la estrategia 4.....	21
Tabla 8. Metas y actividades de la estrategia 5.....	24
Tabla 9. Metas y actividades de la estrategia 6.....	26
Tabla 10. Metas y actividades de la estrategia 7.....	28

Presentación

El presente documento corresponde al producto 4 de la Consultoría 004 de 2017: Estrategias para el manejo de las implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos.

La siguiente ilustración muestra la posición del producto respecto a los demás productos de la consultoría.

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

El producto se formula con base en el análisis realizado de las implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento de derivados líquidos y gas (crecimiento del transporte por carrotanque – sólo para derivados líquidos y expansión de la red de poliductos – para derivados y para gas). Considera acciones que permitan anticiparse a los efectos no deseados que podrían presentarse en la implementación

del Plan Indicativo de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles, así como en la implementación del Plan Transitorio de Gas Natural y que se reflejan en las alertas tempranas que se construyeron para los escenarios.

Las propuestas aquí contempladas incorporan los valiosos aportes que realizaron los expertos en el marco de la primera y segunda ronda de talleres regionales realizadas en las ciudades de Bogotá, Medellín y Barranquilla.

Las estrategias que se presentan se estructuran en 7 líneas principales, que en su orden son: fortalecimiento de la planificación sectorial, armonización de la planificación del transporte de hidrocarburos con el ordenamiento territorial, manejo socioecológico de las empresas, información y comunicación con autoridades públicas y comunitarias locales y regionales; distribución equitativa de beneficios; monitoreo permanente de las condiciones sociales y conflicto comunitario y protección de la integridad cultural y territorial de los pueblos indígenas.

Capítulo 1. Estrategias para el manejo de impactos

Para atender cada una de las consideraciones del manejo que se han enunciado en la evaluación ambiental estratégica, se han diseñado una serie de estrategias de manejo de los diferentes riesgos planteados dentro del proceso de análisis, para cada situación específica hay una o varias estrategias que se han definido para poder resolver tres asuntos concretos:

1. Cómo anticiparse a la generación de implicaciones no deseadas en territorio en una fase temprana de planificación.
2. Cómo los proyectos del escenario de expansión, no exacerbaban los conflictos que se encuentran instalados entre las comunidades, su entorno y la región y,
3. Cómo el conflicto que existe en el seno de las comunidades, en sus territorios y en la región no se convierte en un opositor de los intereses de expansión en las áreas.

Desde la política de desarrollo sostenible del país, tres aspectos generales han sido tenidos en cuenta para los escenarios de crecimiento tanto del sector de hidrocarburos, como de la transmisión eléctrica, estos son:

1. Las condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los proyectos hacia su sostenibilidad
2. Los efectos que deben producir los proyectos para que el desarrollo sea sostenible
3. La contribución del sector al desarrollo sostenible

Desde esta perspectiva los impactos que deben ser atendidos tienen que ver con:

Tabla 1. Impactos por atender desde la política de desarrollo sostenible del país

Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Acciones que deben desarrollarse para atender los impactos
Condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los proyectos hacia su sostenibilidad	Emisiones de carbono bajas	Reducción de emisiones contaminantes en las distintas actividades de los escenarios
	Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática	Inmerso en las características de los escenarios planteados
	Control de derrames y emisiones derivadas de la operación	Control de las actividades asociadas al transporte de hidrocarburos
	Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo	Planificación de proyectos preventiva de impactos
Efectos que deben producir los	Prestación del servicio de manera eficiente y continua	Inmerso en las características de los escenarios planteados

Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Acciones que deben desarrollarse para atender los impactos
proyectos para que el desarrollo sea sostenible	Cobertura que atienda toda la demanda	Inmerso en las características de los escenarios planteados
Contribución del sector al desarrollo sostenible	Proyectos que permitan la inclusión, la participación y reduzcan los conflictos a todos los niveles	Reducción de la conflictividad social en torno a los proyectos
	Asegurar los procesos para hacer frente a las dinámicas de la corrupción	Anticipación ante los riesgos de corrupción como principio de actuación

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

De acuerdo con la política de desarrollo sostenible, las problemáticas fundamentales que deberán resolverse son las siguientes:

- a) Reducción de emisiones en el transporte de hidrocarburos
- b) Control de las actividades asociadas al transporte de hidrocarburos
- c) Planificación preventiva de impactos de proyectos
- d) Reducción de la conflictividad social en torno a los proyectos
- e) Anticipación ante los riesgos de corrupción como principio de actuación

De esta manera se han planteado las siguientes estrategias de trabajo encaminadas a resolver estas cuestiones fundamentales:

Tabla 2. Problemáticas que resolver y acciones estratégicas

PROBLEMATICAS A RESOLVER	ACCIONES ESTRATEGICAS
Reducción de emisiones en el transporte de hidrocarburos	Promoción del buen desempeño ambiental del parque automotor
Control de las actividades asociadas al transporte de hidrocarburos	Promoción del control ambiental en áreas de transporte por carrotaques
	Aseguramiento del impacto de contratistas y terceros asociados al buen desempeño ambiental
Planificación de proyectos preventiva de impactos	Fortalecer el proceso de planificación sectorial del transporte de hidrocarburos desde la perspectiva socioambiental
	Armonizar la planificación del transporte de hidrocarburos con el Ordenamiento Departamental y Municipal

PROBLEMAS A RESOLVER	ACCIONES ESTRATEGICAS
	Definición de corredores ambiental, social y económicamente viables para construir los proyectos del escenario.
Reducción de la conflictividad social en torno a los proyectos	Prelicenciamiento y generación de reglas que pongan las condiciones para el desarrollo y ejecución de proyectos en los corredores habilitados para ellos
Anticipación ante los riesgos de corrupción como principio de actuación	Acompañamiento y tutoría al cumplimiento de reglas e interacciones entre las empresas y las comunidades, así como en la vigilancia y cumplimiento de lo pactado.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

De acuerdo con esto se proponen las siguientes estrategias, sus metas y actividades a realizar en el marco de la viabilización de los escenarios:

Tabla 3. Estrategias para el manejo de impactos

ESTRATEGIAS PARA EL MANEJO DE IMPACTOS
Fortalecer el proceso de planificación sectorial del transporte de hidrocarburos desde la perspectiva socioambiental
Armonizar la planificación del transporte de hidrocarburos con el Ordenamiento Departamental y Municipal
Manejo socio ecológico responsable para las empresas
Información y comunicación permanente con autoridades públicas y comunitarias locales y regionales
Política de distribución equitativa de beneficios.
Monitoreo permanente de las condiciones sociales y de conflicto comunitario.
Política de protección de la integridad cultural y territorial de los Pueblos.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

La siguiente ilustración explica el conjunto de estrategias hacia la búsqueda de un desarrollo sostenible de los escenarios de expansión:

Ilustración 2: Estrategias para el desarrollo sostenible de los escenarios de expansión



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

El cumplimiento de las metas y actividades de las estrategias está contemplado dentro de la eficacia de corto plazo.

A continuación, se describen cada una de las estrategias y las acciones que lo componen.

1.1 Estrategia 1. Fortalecer el proceso de planificación sectorial del transporte de hidrocarburos desde la perspectiva socioambiental

Los planes indicativos de abastecimiento de petróleo y combustibles y el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas son instrumentos importantes para la planificación del sector. La formulación de estos planes constituye una tarea que viene siendo desarrollada en los últimos años por la UPME y constituye un avance muy importante en la planeación del transporte, pues resulta inminente asegurar la continuidad en el abastecimiento de estos combustibles en el país.

No obstante, hoy en día se carece de un proceso formalmente diseñado para tal fin que asegure, no sólo la estandarización de los planes que se formulen año tras año, sino el desarrollo sistemático de pasos y momentos definidos en el tiempo (año) que permitan contar con el plan formulado y actualizado anualmente, bianualmente o con la temporalidad que se decida. Contar con un procedimiento estandarizado permite que los contenidos y los tiempos para elaborar el plan no dependan de los técnicos que se encarguen de ello y que por lo tanto no varíen cada vez que se formula dicho instrumento.

Objetivos estratégicos:

1. Diseñar un procedimiento para la formulación de los Planes Indicativos de Abastecimiento que defina el rol, insumos y momentos de participación de los diferentes actores en el proceso de construcción de los planes.
2. Vincular a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, y/o al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial al proceso de formulación de los Planes de Abastecimiento de Hidrocarburos.
3. Incorporar el análisis de alertas tempranas para transporte de hidrocarburos como insumo para la toma de decisiones de los planes de abastecimiento.

Los aspectos estratégicos más relevantes son:

Articulación con otras autoridades hacia la sostenibilidad. La sostenibilidad ambiental de los planes de abastecimiento depende de su articulación a la política nacional de desarrollo sostenible, la cual debe verse reflejada no sólo en los contenidos de los planes sino en el proceso. Lograr esta articulación pasa por vincular al proceso de formulación de los planes, a los actores líderes de la política ambiental del país: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y/o Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. La participación de dichas autoridades puede ser de naturaleza consultiva, de tal forma que éstas puedan presentar recomendaciones a la UPME para asegurar la armonización del plan con la política ambiental y /o entregar insumos para alimentar la formulación. Esta participación debe incluirse en varios momentos y desde el inicio de la formulación del instrumento para asegurar que sea efectiva.

La participación de las autoridades ambientales permitiría mejorar el desempeño ambiental del sector en dos vías:

- Desde la planificación temprana, asegurando la incorporación de orientaciones que permitan articular el rumbo de la expansión del transporte de hidrocarburos y la política ambiental del país.
- Desde la planificación del proyecto, facilitando el proceso de licenciamiento, dada la inserción general de los proyectos en un plan armónico con la política nacional ambiental.

Incorporación de alertas tempranas. La herramienta de alertas tempranas permite identificar la sensibilidad del territorio a la expansión de infraestructura de transporte de hidrocarburos y evaluar en qué fase de un proyecto se pueden presentar condiciones que generen crisis en el desarrollo del mismo.

La herramienta le permite a la UPME evaluar la pertinencia de la propuesta de expansión en términos socioambientales, permitiendo tomar decisiones en la relación con:

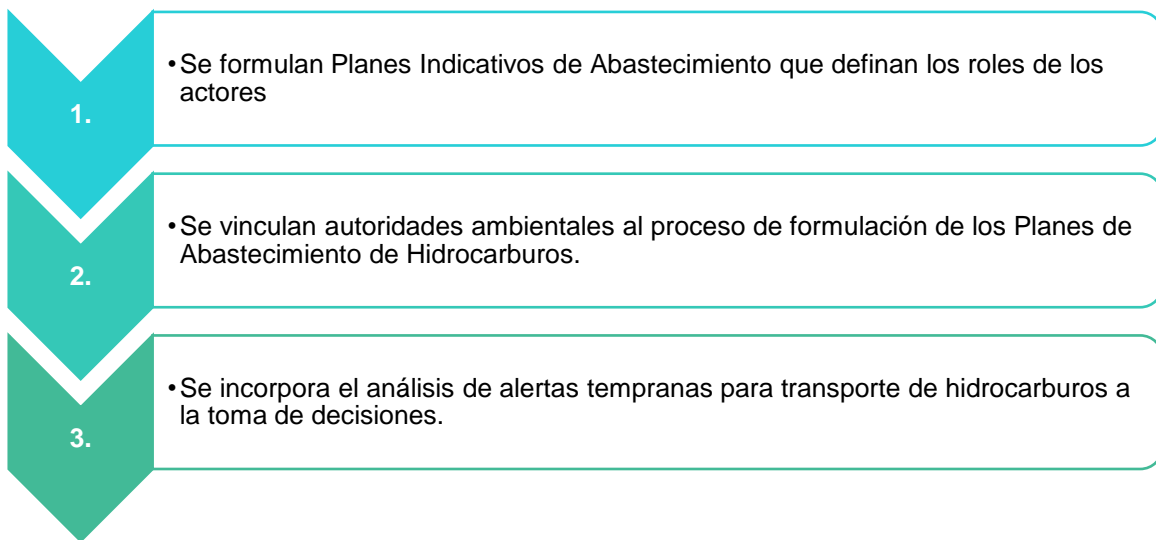
1. La ejecución o no de cada proyecto que integran la propuesta de expansión
2. En caso de tomarla decisión de ejecutar un proyecto, definir las acciones previas que deben desarrollarse para evitar consecuencias no deseadas por su ejecución.

Sea que se replantee el desarrollo del proyecto o que se tome la decisión de llevar a cabo un trabajo previo para evitar consecuencias no deseadas, el país gana al evitar costos derivados de las consecuencias negativas que se podrían presentar por la ejecución de proyectos en zonas de alta sensibilidad.

Esta herramienta debe usarse paralelamente con la formulación de los planes de abastecimiento, de tal forma que el Plan incorpore las consideraciones necesarias en función de las alertas tempranas que se identifiquen para la expansión propuesta.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 3. Ruta estratégica 1



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas a través de las cuales se desarrollaran los objetivos de la estrategia son:

Meta 1.1 Definidos planes indicativos para las actividades de los escenarios de crecimiento.

Meta 1.2 Establecida la cooperación para la planificación con las autoridades ambientales del orden nacional.

Meta 1.3 Las alertas tempranas hacen parte de la planificación institucional de los proyectos.

Las actividades propuestas son:

Tabla 4. Metas y actividades de la estrategia 1

Metas	Actividades
Meta 1.1 Definidos planes indicativos para las actividades de los escenarios de crecimiento.	Actividad 1.1.1 Definición de los proyectos de los escenarios para cada uno de los años
	Actividad 1.1.2 Definición de un estándar de la planificación anual y multitemporal
	Actividad 1.1.3 Diseño de planes indicativos para el desarrollo del escenario de expansión
Meta 1.2 Establecida la cooperación para la planificación con las autoridades ambientales del orden nacional.	Actividad 1.2.1 Definición de protocolo de manejo para cada corredor
	Actividad 1.2.2 Desarrollo de protocolos de trabajo conjunto
	Actividad 1.2.3 Establecimiento de mesas interinstitucionales de trabajo
Meta 1.3 Las alertas tempranas hacen parte de la planificación institucional de los proyectos.	Actividad 1.3.1 Se genera una socialización amplia de la herramienta.
	Actividad 1.3.2 Se definen protocolos para la utilización institucional de la herramienta en la planeación.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.2 Estrategia 2. Armonizar la planificación del transporte de hidrocarburos con el Ordenamiento Departamental y Municipal

Una de las implicaciones más importantes de los proyectos de los sectores minero energético y específicamente de los proyectos de transporte de hidrocarburos, es la generación de expectativas, conflictos sociales y oposición al desarrollo de los proyectos. Los escenarios de ordenamiento territorial de las entidades territoriales se constituyen los más adecuados para la armonización de las decisiones de planificación sectorial con las decisiones regionales y locales.

Los objetivos estratégicos son:

1. Vincular a las gobernaciones pertinentes en el proceso de formulación de los planes de abastecimiento para armonizar las decisiones con los planes de ordenamiento departamentales.
2. Incorporar consideraciones territoriales departamentales para la formulación de las propuestas de expansión.
3. Incorporar consideraciones sectoriales en materia de expansión del transporte de hidrocarburos en los Planes de Ordenamiento Departamental – POD.
4. Concertar los trazados de los proyectos de expansión de transporte de hidrocarburos con los municipios a la luz de su ordenamiento territorial.

Las acciones estratégicas se describen a continuación:

Integración de consideraciones del ordenamiento local y regional a la planificación de los escenarios. La expansión de actividades como las de transporte de hidrocarburos, se caracterizan por tener extensas zonas de influencia que en la mayoría de los casos incluyen varios departamentos. En estas condiciones, la articulación en fases de planificación temprana resulta más eficiente con niveles departamentales que municipales. Adicionalmente, los departamentos integran consideraciones territoriales del nivel regional que son importantes para la planificación sectorial, tales como planes viales, de equipamientos, de servicios públicos, actividades económicas, etc que deben armonizarse con la planificación de la expansión del transporte de hidrocarburos.

Articulación de planificación regional y local de los planes de expansión. En vía contraria, un acercamiento a las gobernaciones permitirá articular los planes de expansión al Ordenamiento Departamental, lo cual contribuirá a un menor desempeño de los proyectos en territorio y a la disminución de conflictos sociales y ambientales con comunidades e instituciones. Adicionalmente, la incorporación de este tipo de proyectos se ajusta perfectamente a la naturaleza de las competencias los departamentos en materia de ordenamiento territorial, las cuales se centran en la planificación de sistemas estructurantes regionales.

Para la articulación del ordenamiento en estas dos vías se hace necesario por parte del sector:

- Incorporar este componente como una parte integrante del proceso de formulación de los planes de expansión.
- Fortalecimiento de los grupos de profesionales sectoriales en las secretarías de planeación departamentales.

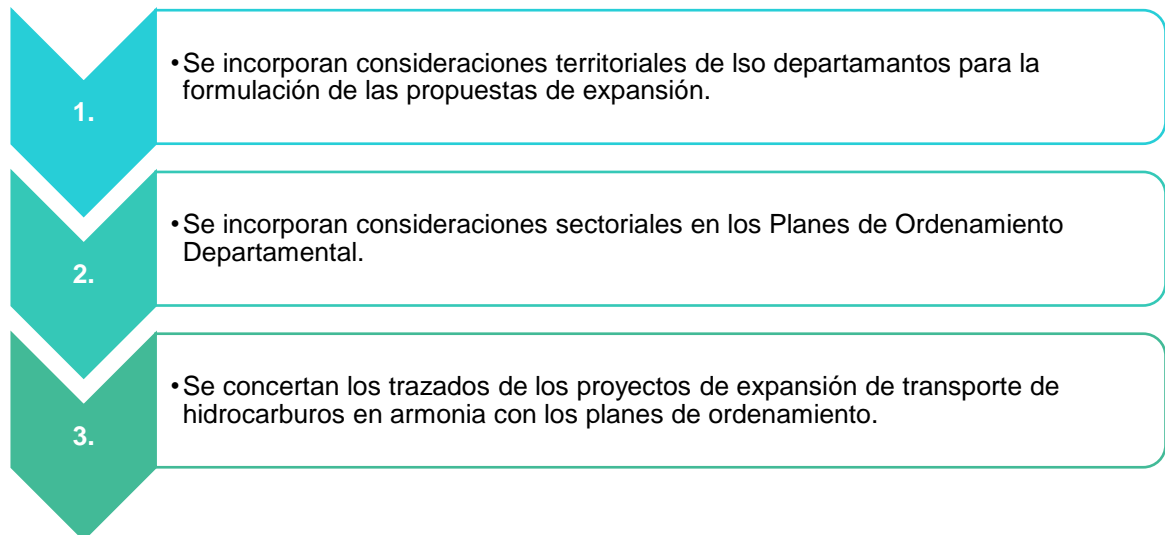
- Fortalecimiento de un grupo de profesionales de la subdirección de hidrocarburos de la UPME en ordenamiento territorial.
- Definir una agenda temática para discutir con las gobernaciones pertinentes.
- Definir criterios para la concertación y el diálogo.

Acuerdos sociales entre autoridades de diferente nivel para los trazados de los proyectos. Previo a la fase de estudios ambientales de los proyectos, es decir en etapa de prefactibilidad, el Ministerio de Minas acompañado por la UPME, deberá profundizar en la articulación territorial de los proyectos de transporte de hidrocarburos con el ordenamiento municipal. Dicha articulación debe tener en cuenta:

- Suministro de información clara y oportuna respecto a los proyectos, abierto a las comunidades, instituciones y demás actores relevantes en territorio.
- Identificación de las posibles restricciones y sensibilidades municipales al proyecto e identificación de acciones para el manejo oportuno de las posibles implicaciones (esto entraría a incorporarse en la agenda de dialogo).
- Diseño de la agenda y proceso de diálogo con los actores municipales.
- Diseño de los criterios para la concertación.
- Mecanismos para la incorporación de los resultados del diálogo en el ordenamiento territorial y el diseño del proyecto.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 4. Ruta estratégica 2



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas a través de las cuales se desarrollaran los objetivos de la estrategia son:

Meta 2.1 Las propuestas de expansión han incluido todas las consideraciones territoriales departamentales que están contenidas en los POD´s.

Meta 2.2 Los Planes de Ordenamiento Departamental – POD han incorporado consideraciones sectoriales en materia de expansión del transporte de hidrocarburos

Meta 2.3 Los trazados de los proyectos de expansión de transporte de hidrocarburos se han realizado considerando todos los aspectos necesarios del ordenamiento territorial.

Las actividades propuestas son:

Tabla 5. Metas y actividades de la estrategia 2

Metas	Actividades
Meta 2.1 Las propuestas de expansión han incluido todas las consideraciones territoriales departamentales que están contenidas en los POD´s.	Actividad 2.1.1 Revisión y análisis de las propuestas de ordenamiento territorial departamental.
	Actividad 2.1.2 Acuerdos con autoridades departamentales sobre los estructurantes del ordenamiento relevantes.
	Actividad 2.1.3 Incorporación de determinantes territoriales en los planes de expansión.
Meta 2.2 Los Planes de Ordenamiento Departamental – POD han incorporado consideraciones sectoriales en materia de expansión del transporte de hidrocarburos	Actividad 2.2.1 Acuerdos con autoridades departamentales sobre la incorporación de los planes de expansión en los instrumentos.
	Actividad 2.2.2 Cooperación técnica con los departamentos para la incorporación de directrices sectoriales.
Meta 2.3 Los trazados de los proyectos de expansión de transporte de hidrocarburos se han realizado considerando todos los aspectos necesarios del ordenamiento territorial.	Actividad 2.3.1 Diseño de trazados de los proyectos de los planes de expansión
	Actividad 2.3.2 Verificación de resultados con autoridades del orden nacional y regional.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.3 Estrategia 3. Manejo socioecológico responsable para las empresas

El Estado colombiano debe promover de forma clara y transparente que las empresas que desarrollan proyectos de interés público tengan un desempeño socioecológico que minimice impactos y reduzca la conflictividad. En este sentido la estrategia de manejo socioecológico responsable para empresas, busca que las entidades competentes del Estado lideren, de forma coordinada, la definición de directrices específicas de manejo hacia la sostenibilidad.

Las empresas como parte muy importante del desarrollo del escenario deben comprometerse con la ejecución que incorpore preceptos de sostenibilidad claros, determinados a partir del concepto de sostenibilidad que impone las entidades competentes. Sin embargo, en gran medida las empresas se enfrentan a dinámicas diversas y complejas en las áreas de su interés, sin que haya una lógica clara de acompañamiento en el diseño socioecológico de sus proyectos.

En este sentido, la estrategia busca brindar un acompañamiento y una dinámica de tutela por parte del Estado en el manejo de las condiciones de desarrollo de los proyectos, buscando por un lado que ellos se desarrollen en áreas adecuadas y atendiendo sus sensibilidades y, por el otro, buscando que las empresas reduzcan los niveles de conflictividad e impacto en las localidades y regiones donde se insertan.

Objetivos estratégicos:

1. Definir áreas para el desarrollo de los proyectos que permitan constituir corredores viables por donde el Estado dirija el desarrollo de la infraestructura que requiere.
2. Establecer acuerdos locales, públicos y privados para el desarrollo de los corredores de desarrollo de proyectos.
3. Establecer las reglas que deberán seguir las empresas y que primarán en el desarrollo de proyectos en los corredores.

De acuerdo con estos objetivos, la ruta estratégica se enfoca en tres aspectos básicos:

Diseño de corredores viables para el desarrollo de los proyectos. Este diseño debe corresponderse con una dinámica de reducción de impactos al ambiente y de la conflictividad social. En este sentido deberán trazarse áreas geográficas con condiciones de baja sensibilidad social y ambiental que conecten las áreas de oferta y demanda y que aseguren la viabilidad de los proyectos. Por supuesto el trazado de los corredores debe contemplar el aseguramiento de los servicios ambientales que allí se prestan y la disponibilidad de estos sectores para los demás usos requeridos.

De las características ambientales y sociales de las áreas por donde se diseñe el trazado de los corredores se desprenderán una serie de reglas sociales y ambientales claves para

su manejo y que faciliten el desarrollo de proyectos. Estos corredores deberán incluir un diseño por parte de las entidades responsables de las competencias que deben establecerse para el manejo de los socio ecosistemas.

El diseño de estos corredores solo es posible bajo la coordinación de las autoridades competentes, tanto en los asuntos minero-energéticos de los que tratan los proyectos del escenario de expansión, como de las autoridades ambientales del orden nacional y regional y las autoridades de gobierno, de los órdenes nacional, regional y local.

Acuerdos sociales en torno a las áreas de desarrollo de los proyectos. El Estado deberá propender porque estos corredores contengan un consenso institucional de las autoridades competentes sobre el manejo y la forma de asignación de proyectos, igualmente sobre las capacidades de carga del corredor y las reglas socioambientales para su manejo.

En este sentido cada una de las autoridades competentes en este diseño y puesta en marcha deberá participar en una mesa interinstitucional para el diseño de corredores de proyectos viables.

La autoridad en temas minero-energéticos deberá liderar el desarrollo de estas mesas interinstitucionales cuyo producto fundamental serán los corredores y las reglas de uso y manejo para la sostenibilidad.

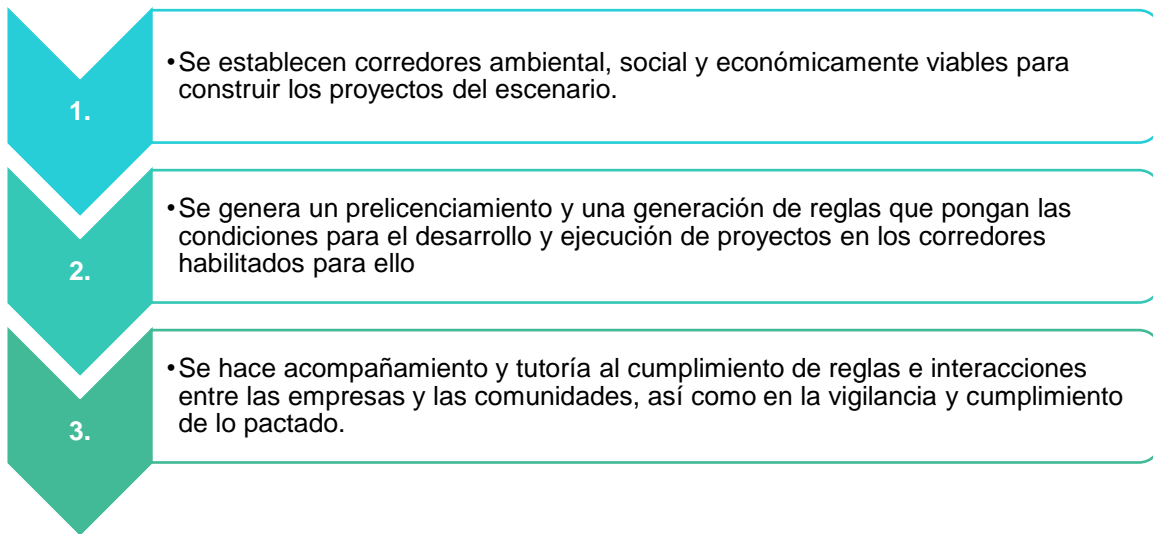
Seguimiento y acompañamiento al funcionamiento de los corredores de manera sostenible. Las entidades comprometidas en el diseño y desarrollo de estos corredores deberán ejercer una tutela clara sobre el desarrollo de los proyectos permitidos y garantizar el cumplimiento de normas y rutas de trabajo hacia la sostenibilidad.

Esto significa que el comité interinstitucional que se conforme para el establecimiento del mejor diseño del corredor deberá también acompañar en el desarrollo de los proyectos en dos sentidos: asegurando el cumplimiento de reglas de uso y manejo de los proyectos y monitoreando las condiciones de los socioecosistemas y de otro lado, para que las empresas puedan insertarse de manera más armónica en sus entornos de operación.

La tutoría a las empresas por parte de las entidades competentes es clave para las respuestas a las decisiones de manejo establecidas con la finalidad de hacer ajustes si fuera necesario.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 5. Ruta estratégica 3



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas a través de las cuales se desarrollarán los objetivos de la estrategia son:

Meta 3.1 Definidos corredores viables para el desarrollo de proyectos de acuerdo con las características socio ecológicas.

Meta 3.2 Definidos términos de referencia para el desarrollo de los proyectos.

Meta 3.3 Las entidades competentes verifican el cumplimiento de las reglas de manejo de proyectos.

Las actividades propuestas son:

Tabla 6. Metas y actividades de la estrategia 1

Metas	Actividades
Meta 3.1 Definidos corredores viables para el desarrollo de proyectos de acuerdo con las características socio ecológicas	Actividad 3.1.1 Análisis de las condiciones socio ecológicas y las mejores alternativas de manejo e intervención en corredores que conectan oferta y demanda
	Actividad 3.1.2 Declaración de corredores viables para la ejecución de proyectos
	Actividad 3.1.3 Establecimiento de las condiciones con las diferentes autoridades para el pre-licenciamiento de los corredores
	Actividad 3.2.1 Definición de protocolo de manejo para cada corredor

Metas	Actividades
Meta 3.2 Definidos términos de referencia para el desarrollo de los proyectos	Actividad 3.2.2 Definición de normativas y marcos de actuación viables para el corredor
	Actividad 3.2.3 Establecimiento de términos de referencia de manejo de proyectos en el corredor en conjunto con las autoridades pertinentes.
	Actividad 3.2.4 Desarrollo de procesos competitivos para la adjudicación de proyectos de acuerdo con las reglas impuestas.
Meta 3.3 Las entidades competentes verifican el cumplimiento de las reglas de manejo de proyectos	Actividad 3.3.1 Se establece un mecanismo de vigilancia público para el cumplimiento de acuerdos por parte de terceros
	Actividad 3.3.2 Se establecen mecanismos operativos y vinculantes de atención ciudadana frente a los proyectos

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.4 Estrategia 4. Información y comunicación permanente con autoridades públicas y comunitarias locales y regionales.

La comunicación clara y efectiva entre Estado, autoridades locales y regionales y comunidades, debe ser pilar fundamental de la manera cómo se establecen los proyectos en los territorios. Es decir, las entidades encargadas de planificar y asignar los proyectos deben cumplir un rol fundamental en la estructuración local de las decisiones para el desarrollo armónico del proyecto, buscando reducir la conflictividad empresas – comunidades y fortaleciendo el rol del Estado como planificador y generador de condiciones de bienestar.

La comunicación es un pilar fundamental de la estrategia que permite reducir los conflictos ocasionados por la diversidad de intereses que se ciernen sobre un territorio y es crucial para explicitar las intenciones del Estado sobre un territorio particular.

Los objetivos que persigue la línea estratégica son:

1. Informar, de manera clara y oportuna, los propósitos del Estado en torno a los proyectos de expansión a las autoridades de carácter local y regional.
2. Desarrollar mecanismos adecuados de construcción de decisiones e integración de las diferentes escalas de lo público, en los municipios y departamentos en relación con los proyectos de los escenarios de expansión.

3. Establecer mecanismos de información claros y oportunos con la ciudadanía y los líderes sociales en torno a los propósitos de expansión de los escenarios.

Los aspectos para el desarrollo de la estrategia que son claves son:

Desarrollo de procesos de comunicación antes, durante y después de las decisiones sobre un territorio. En este sentido las entidades deben tener diálogos amplios y veraces sobre las intenciones en el desarrollo de los proyectos y las implicaciones locales, regionales y nacionales que están involucradas en las decisiones, incluyendo las preocupaciones locales y el adecuado balance costo – beneficio para las localidades.

Estos diálogos deben conducirse por parte de las entidades competentes y deben constituirse en un pilar de trabajo entre la centralidad del país y las regiones y localidades. La finalidad es reducir conflictos y lograr una comprensión clara de las preocupaciones sociales en torno a los proyectos de los escenarios de expansión.

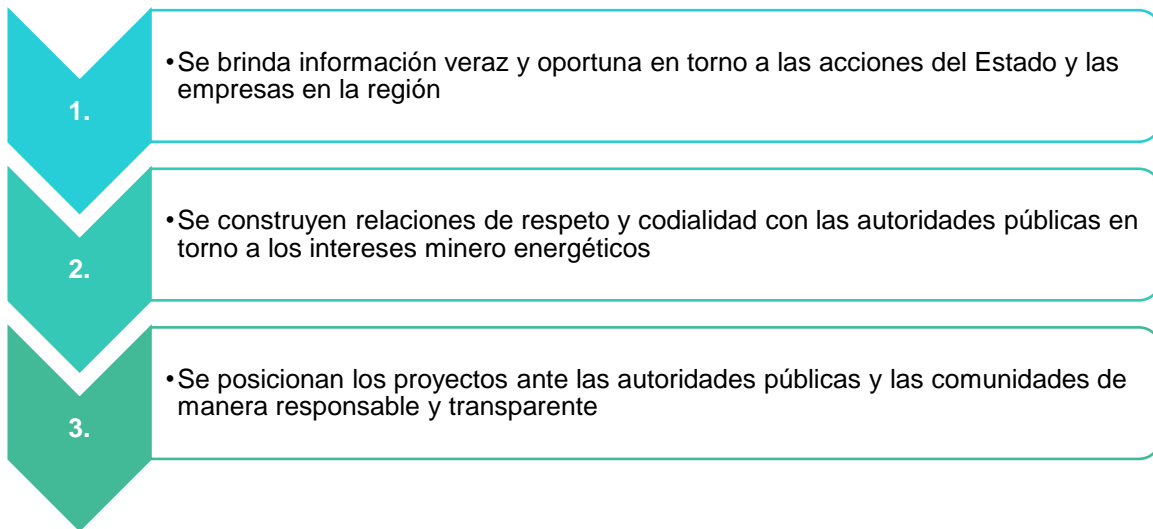
Se deben afianzar las relaciones gobierno central - municipios en torno al balance costo – beneficio de los proyectos y con ello lograr una revisión permanente de resultados y una retroalimentación de las decisiones en torno a las localidades.

Comunidades locales informadas sobre las implicaciones de los proyectos. Las autoridades públicas locales y las comunidades deben ser conscientes y estar muy bien informadas sobre las lógicas de inserción de los proyectos, incluyendo cronogramas, acciones, mecanismos de diálogo y recepción de inquietudes y balance adecuado de los costos locales de la inserción de proyectos.

Esto significa que las entidades del Estado competentes en el desarrollo de los proyectos de los escenarios deben estar al frente del diálogo social necesario y fungir ante comunidades y empresas como mediadores en la construcción de los diálogos pertinentes que permitan la sostenibilidad.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 6 Ruta estratégica 4



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas que se persiguen en el desarrollo de la línea estratégica son:

Meta 4.1 Autoridades informadas sobre los intereses minero-energéticos.

Meta 4.2 Se establecen mecanismos de consulta ciudadana efectivos.

Meta 4.3 Los organismos de control reciben información periódica sobre el desarrollo de las consultas y el proyecto.

Las actividades propuestas son:

Tabla 7. Metas y actividades de la estrategia 4

Metas	Actividades
Meta 4.1 Autoridades informadas sobre los intereses minero-energéticos	Actividad 4.1.1 Presentación de los proyectos y las normativas asociadas al desarrollo del escenario
	Actividad 4.1.2 Se atienden inquietudes y sugerencias de las autoridades sobre el desarrollo de los proyectos en sus territorios
	Actividad 4.1.3 Se generan mecanismos claros de vinculación de expectativas a los términos de referencia de los corredores
	Actividad 4.1.4 Se establecen mecanismos periódicos de verificación conjunta de resultados y cumplimiento
Meta 4.2 Se establecen mecanismos de consulta ciudadana efectivos	Actividad 4.2.1 Se establecen diálogos con las comunidades de las áreas de influencia de los proyectos en torno a las dinámicas del manejo deseables.

Metas	Actividades
	Actividad 4.2.2 Se generan mecanismos claros de vinculación de expectativas a los términos de referencia de los corredores
	Actividad 4.2.4 Se establecen mecanismos periódicos de verificación conjunta de resultados y cumplimiento
Meta 4.3 Los organismos de control reciben información periódica sobre el desarrollo de las consultas y el proyecto	Actividad 4.3.2 Información periódica de avance a las entidades de control regional y local.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.5 Estrategia 5. Política de distribución equitativa de beneficios.

La generación de condiciones de bienestar que un proyecto desarrolla localmente debe ser una dinámica alrededor de la cual se genera consenso social. Las decisiones sobre las que se genera desarrollo no deben ser aspectos resueltos en transacciones locales entre empresas y comunidades, sino que debe obedecer a un plan diseñado y ejecutado por todos los que participan en sus logros.

En este sentido, la puesta en marcha de acuerdos locales y regionales sobre el desarrollo debe ser la premisa de intervención sobre las localidades y regiones, buscando por un lado la mayor satisfacción social y por el otro, la optimización de los recursos que se invierten en desarrollo.

Los objetivos centrales para el desarrollo de esta estrategia son:

1. Promover la generación de acuerdos sociales entre autoridades públicas y actores locales sobre las perspectivas de desarrollo y el rol de las empresas en esta dinámica.
2. Establecer planes público - privados de desarrollo que permitan comprender claramente los roles de las empresas en la ejecución de proyectos de inversión social y los compromisos estatales en torno al desarrollo de los escenarios de expansión.

Deberá trabajarse en los aspectos que posibiliten:

Análisis de las necesidades locales y regionales del desarrollo. Esto implica comprender las necesidades reales y sentidas por las comunidades sobre su desarrollo propio y los roles que cada actor cumple en esa dinámica. Significa que las entidades del Estado de los niveles nacional, regional y local deben establecer mecanismos a través de

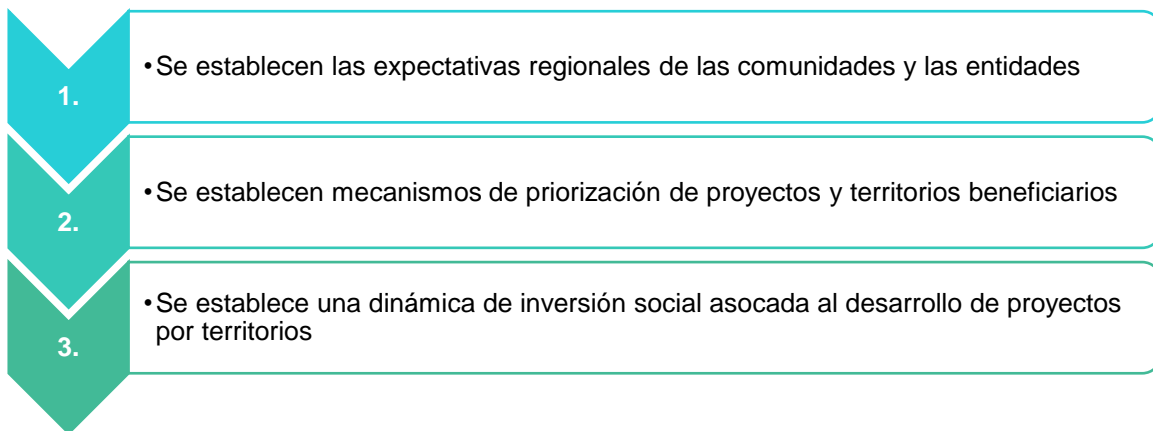
los cuales pueda interpretarse esta lógica de desarrollo de la forma más incluyente y más concreta posible y revisar las capacidades de los diferentes actores para su resolución.

Establecer pactos sobre el desarrollo de cumplimiento público – privado. Las dinámicas del desarrollo local deben ser pactos sociales, por lo que se deberán establecer los mecanismos sociales, amplios e incluyentes, que posibiliten que haya consensos locales sobre el desarrollo y los roles que las empresas, las entidades de los diferentes niveles y los operadores cumplen en la ejecución de estos planes. En últimas se busca que haya pactos, como hojas de ruta, sobre el desarrollo local y la relación de los proyectos del escenario con esas dinámicas.

Como corolario, la inversión social de las empresas deberá estar claramente establecida en las dinámicas locales y en la forma cómo se relacionan ellas con los municipios en los que se generan las expectativas de desarrollo. La información sobre el cumplimiento y el rol de las empresas en los objetivos de desarrollo deben ser claros en cada una de las localidades.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 7. Ruta estratégica 5



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas que persigue esta estrategia son:

Meta 5.1 Se generan consensos sobre la inversión social y las formas de actuación de las compañías

Meta 5.2 Se realiza seguimiento conjunto al desarrollo a la inversión social

Las actividades propuestas son:

Tabla 8. Metas y actividades de la estrategia 5

Metas	Actividades
Meta 5.1 Se generan consensos sobre la inversión social y las formas de actuación de las compañías	Actividad 5.1.1 Establecimiento de planes de desarrollo territorial en zonas de influencia de proyectos
	Actividad 5.1.2 Definición de consensos sociales sobre prioridades
	Actividad 5.1.3 Definición de responsabilidades empresariales en el desarrollo territorial
Meta 5.2 Se realiza seguimiento conjunto al desarrollo a la inversión social	Actividad 5.2.1 Se definen mecanismos de diálogo entre empresas, comunidades y autoridades para el seguimiento de las inversiones
	Actividad 5.2.2 Se evalúan resultados de la inversión y se ajustan los planes territoriales

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.6 Estrategia 6. Monitoreo permanente de las condiciones sociales y de conflicto comunitario.

La dinámica social es cambiante, esto significa que las condiciones en las cuales se inserta un proyecto son variables y en muchos casos poco comprendidas por empresas y operadores. En la mayor parte de los casos este contexto tiene todo tipo de variables, algunas de las cuales se escapan a la comprensión de muchos de los actores.

En este sentido, la lógica de monitoreo de las condiciones de bienestar y diálogo social son cruciales para poder resolver las dinámicas conflictivas que se van apareciendo. En muchos casos la falta de una comprensión oportuna del momento del conflicto es ya un detonante para agravar estas dinámicas, por lo que se recomienda un monitoreo de estas condiciones que posibilite a todos los actores de una región la visión conjunta de la dinámica social y las responsabilidades de cada actor en esas condiciones.

Los objetivos estratégicos son:

1. Conocer las dinámicas del conflicto social que se relacionan con los escenarios de expansión.
2. Construir diálogos locales y regionales que permitan resolver conflictos en torno a los proyectos del escenario de expansión.
3. Monitorear el desempeño de las empresas localmente para reducir conflictos socioambientales.

En este monitoreo permanente intervienen tres aspectos estratégicos:

Plan-IN
Carrera 7 No.67 -28 Of. 401
Bogotá D.C. – Colombia

Conocimiento de los sucesos que afectan a los proyectos del escenario. La dinámica permanente de comprensión de las problemáticas locales en conjunto, vistas desde la vida de las comunidades y los municipios y lo que ello implica en la conflictividad social. Así mismo una descripción de los tensionantes que actúan en la forma que esa localidad resuelve o maneja sus conflictos son factores claves que las entidades responsables del desarrollo de los escenarios deben monitorear y comprender.

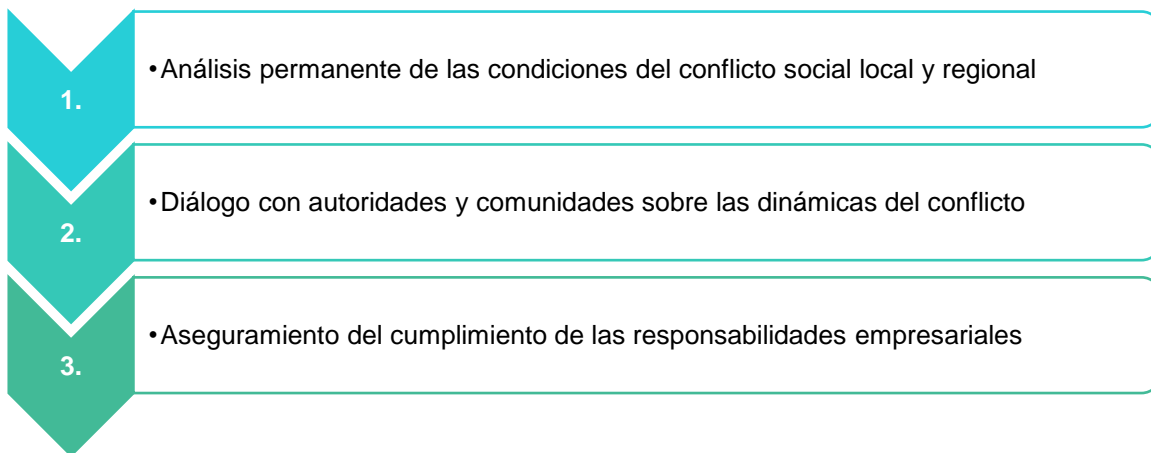
Relacionamiento autoridades públicas – comunidades hacia la resolución de conflictos. La necesaria construcción de diálogos, impulsados por la autoridad, en torno a las formas de manejo de los conflictos y los mecanismos a través de los cuales los interés públicos y privados pueden ser tramitados en el marco de la búsqueda de bienestar de las poblaciones son también aspectos centrales que desarrollar como cualidad inherente a la planificación de los escenarios.

La construcción de estos diálogos como principio de la resolución de conflictos debe centrarse en las causas que originan el malestar y en la forma cómo cada uno debe actuar para su resolución.

Seguimiento al desarrollo del entorno y las imposiciones. Deberá hacerse un monitoreo permanente y un aseguramiento de las condiciones de cumplimiento de las empresas con respecto a sus obligaciones tanto de manejo ecosistémico, como de apoyo a las condiciones de bienestar local.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 8. Ruta estratégica 6



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas que componen esta estrategia son:

Meta 6.1 Sistema de recolección de inquietudes y problemáticas en torno a los proyectos

Meta 6.2 Acompañamiento y tutoría del Estado al cumplimiento de las obligaciones empresariales

Las actividades propuestas son:

Tabla 9. Metas y actividades de la estrategia 6

Metas	Actividades
Meta 6.1 Sistema de recolección de inquietudes y problemáticas en torno a los proyectos	Actividad 6.1.1 Identificación periódica de problemáticas en torno a los proyectos
	Actividad 6.1.2 desarrollo de mecanismo formal de recepción de quejas en torno al desempeño de los proyectos
Meta 6.2 Acompañamiento y tutoría del Estado al cumplimiento de las obligaciones empresariales	Actividad 6.1.3 Seguimiento a cada una de los interrogantes, reclamaciones y aportes que se realizan sobre el desarrollo de los proyectos.
	Actividad 6.1.4 Establecimiento de un grupo asesor interinstitucional para el acompañamiento en los compromisos y obligaciones de las empresas.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.7 Estrategia 7. Política de protección de la integridad cultural y territorial de los Pueblos.

Los Pueblos indígenas y las comunidades afrodescendientes son grupos sobre los cuales se han ejercido presiones sistemáticas con miras a constituir proyectos en sus territorios. En muchos casos estos Pueblos han reclamado mayores diálogos con el Estado antes incluso de las decisiones sobre los proyectos y no solo cuando ya están decididos.

Una dinámica favorable para reducir esta conflictividad consiste en poder desarrollar diálogos claros e informados sobre los propósitos estatales en territorios colectivos con la finalidad de construir decisiones que no afecten a las empresas operadoras ni a las comunidades de las áreas de interés.

En este sentido, la construcción de un diálogo sobre lo público que implica el desarrollo de los escenarios de expansión es clave para reducir las conflictividades que se viene presentando en la ejecución de proyectos en áreas culturalmente diferenciadas.

Los objetivos de la estrategia son:

1. Construir consensos en torno a los intereses públicos relacionados con el desarrollo de los escenarios, con las autoridades étnicas.

2. Establecer los parámetros a través de los cuales el desarrollo de los proyectos en territorios colectivos protege la integridad cultural.

Los aspectos claves para el diseño y puesta en marcha de la estrategia son:

Puesta en común con las autoridades étnicas de los intereses en sus territorios.

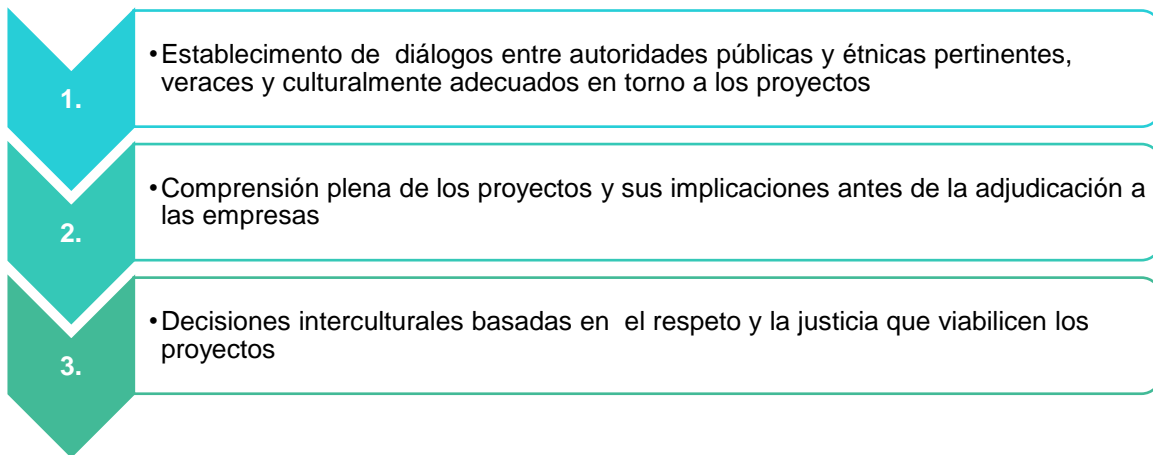
Definición de los intereses y las temáticas conjuntas entre el Estado y los grupos étnicos que puedan afectarlos y condiciones para un adecuado desarrollo de diálogos que permitan acuerdos basados en la comprensión plena de los proyectos, los límites aceptables de intervención y cambios propuestos por los proyectos y los necesarios acuerdos sobre lo que debe ser óptimo en el marco de la protección cultural.

Esto implica espacios amplios, culturalmente adecuados y con propósitos de construir acciones acordes a la especificidad cultural en torno a los proyectos y a los intereses públicos que comprometen sectores territoriales de los grupos.

Definición de acuerdos entre entidades y autoridades públicas indígenas. Acuerdos basados en decisiones culturalmente adecuadas a las diferencias en perspectivas de desarrollo y sistemas de pensamiento que puedan encontrar los puntos de equilibrio a través de los cuales la protección cultural y el desarrollo de los proyectos son viables.

La ruta estratégica incluye los siguientes aspectos:

Ilustración 9. Ruta estratégica 7



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Las metas que desarrollan esta estrategia son:

Meta 7.1 Se establecen bases para el relacionamiento entre empresa y Estado

Meta 7.2 Se establecen condiciones garantistas para la toma de decisiones

Las actividades propuestas son:

Tabla 10. Metas y actividades de la estrategia 7

Metas	Actividades
Meta 7.1 Se establecen bases para el relacionamiento entre empresa y Estado	Actividad 7.1.1 Definición de un protocolo de relacionamiento intercultural entre Estado y autoridades étnicas en torno a los proyectos.
	Actividad 7.1.2 Se establecen acuerdos de diálogo en torno a las reglas y condiciones de los corredores para el desarrollo de los proyectos
Meta 7.2 Se establecen condiciones garantistas para la toma de decisiones	Actividad 7.2.1 Se incorporan las expectativas étnicas en las reglas y mecanismos de desarrollo de los proyectos
	Actividad 7.2.2 Se genera un pre aval étnico al desarrollo de los proyectos y se establecen las bases para un diálogo con las empresas

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017



Plan de seguimiento y evaluación

Producto 5

Noviembre 2 de 2017



Equipo de Trabajo

UPME – Unidad de Planeación Minero-Energética

Ricardo Ramírez	Director UPME
Héctor Herrera	Supervisor Subdirección de Hidrocarburos
Raúl Gil	Supervisor Subdirección de Energía
Marcela Bonilla	Asesora Dirección
Antonio Jiménez	Coordinador Grupo Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de Energía
Juliana Moreno	Prof. Especializada Subdirección de Energía
Beatriz Herrera	Prof. Especializada Subdirección de hidrocarburos
Juan Camilo Torres	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos
Jorge Fonseca	Prof. Especializado Subdirección de hidrocarburos

Unión Temporal PLAN-IN-Planeación Inteligente SAS y SA&S – Soluciones Ambientales y Sociales.

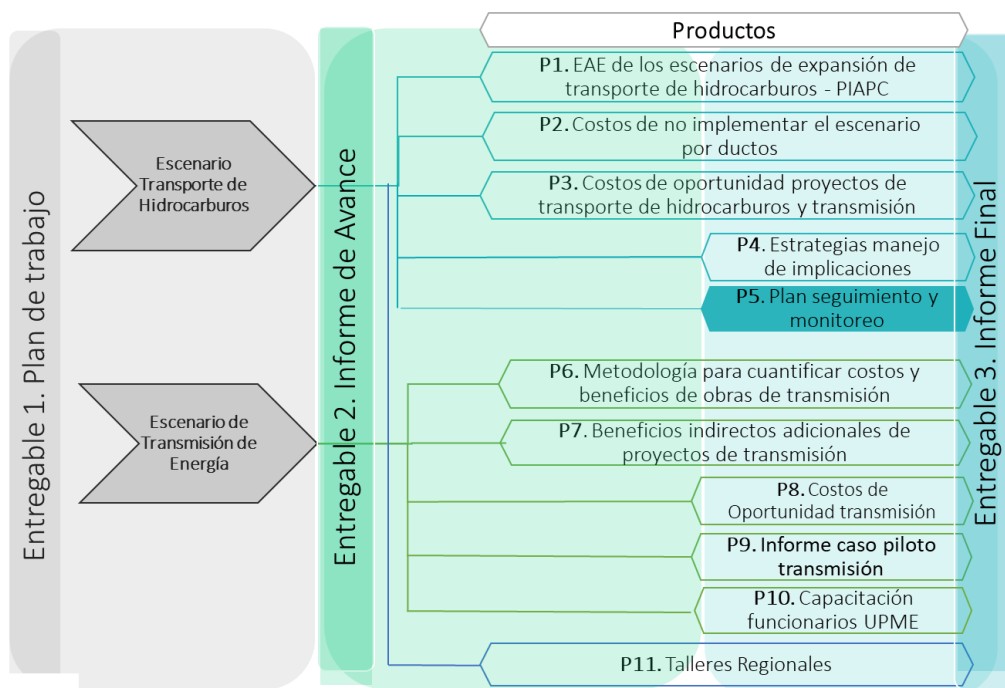
Arturo Sánchez	Director del proyecto
Viviana Guarín	Codirectora del proyecto
Aida Giraldo	Especialista Social
Adriana Ospina	Especialista Ambiental
Helman Bermúdez	Especialista Hidrocarburos
Andrei Romero	Especialista en Energía
Ignacio Gallo	Asesor Territorial
Johan Redondo	Especialista en sistemas complejos
Jaime Gallego	Especialista en valoración económica
Carlos Beltrán	Economista
Nicolás Giménez	Cartógrafo
Laura Quiceno	Investigadora junior
Jorge Ruiz	Investigador junior

Presentación

El presente documento corresponde al producto 5 de la Consultoría 004 de 2017, correspondiente al “Plan de Seguimiento y Evaluación a la implementación de las estrategias diseñadas para el manejo de las implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento de hidrocarburos”.

La siguiente ilustración muestra la posición del producto respecto a los demás productos de la consultoría.

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017, 2017

Este producto hace parte del componente de hidrocarburos de la consultoría y de la evaluación ambiental estratégica realizada a los escenarios de crecimiento de hidrocarburos de acuerdo con lo establecido en los documentos técnicos integrantes del PIAPC, elaborados por la UPME.

El objetivo del plan de seguimiento y evaluación es dotar a la UPME de un instrumento que le facilite evaluar los avances en la implementación de las estrategias y acciones que se proponen para mejorar el proceso de planificación del transporte de hidrocarburos en el país, a través de la prevención de la ocurrencia de efectos no deseados en territorio.

1 Plan de Evaluación y Seguimiento

El plan de evaluación y seguimiento de la estrategia para el manejo de implicaciones socioambientales de los escenarios de crecimiento de transporte de hidrocarburos, parte del concepto de evaluación de la efectividad, como medida de cumplimiento de la aplicación de políticas programas y acciones.

1.1 La efectividad

La efectividad representa el equilibrio entre eficacia y eficiencia. La efectividad significa para el caso del desarrollo de los escenarios de expansión que se han logrado desarrollar los proyectos contemplados bajo los preceptos de desarrollo sostenible que hacen parte de la política del país. En este sentido la efectividad es la medida del éxito de los planes propuestos e integra tanto las mediciones de corto, mediano y largo plazo.

La efectividad resulta de cruzar otras dos medidas:

La eficacia: se refiere al *logro* de cambios reales en la situación de manejo y el logro de los objetivos definidos para el manejo de los proyectos teniendo en cuenta el horizonte de desarrollo sostenible establecido. En este sentido la eficacia se refiere fundamentalmente al desarrollo de los proyectos de los escenarios en un entorno socioecológico adecuado y generando condiciones de manejo favorables para las empresas y las comunidades del área de influencia.

La eficacia para el desarrollo de los escenarios se medirá de la siguiente manera:

La eficiencia: se refiere a la *calidad de los procesos* de manejo de los escenarios en términos del soporte administrativo, operativo y técnico necesarios para el desarrollo de la gestión. En este sentido la eficiencia estará dada por el logro de los proyectos del escenario en los plazos definidos para ello.

La eficiencia es una medida de los propósitos institucionales en torno a los procesos de expansión de las actividades de transporte y transmisión. En este sentido busca medir en que proporciones fueron cumplidas las metas relacionadas con los escenarios.

La entidad puede haber logrado cambios reales en la situación de manejo de los escenarios de expansión (ser muy eficaz) pero hacer un uso inadecuado de los recursos disponibles: gastar más tiempo y recursos de lo programado; no involucrar a los actores que debería, por ejemplo (ser ineficiente), dando como resultado niveles de efectividad baja. Así mismo,

se puede desarrollar una gestión eficiente pero muy poco eficaz, dando nuevamente como resultado niveles bajos de efectividad.

La efectividad entonces está determinada por las medidas de eficiencia y eficacia a corto, mediano y largo plazo, de la siguiente manera:

EFICACIA DEL MANEJO DE IMPACTOS DE LOS ESCENARIOS	
LARGO PLAZO	
Logro de objetivos de desarrollo sostenible	Logro del desarrollo de los escenarios
MEDIANO PLAZO	
Reducción de la conflictividad en torno a los proyectos del sector	Ejecución de los proyectos de los escenarios
CORTO PLAZO	
Nivel de gobernabilidad de los proyectos	Calidad de la planeación operativa

La efectividad será una medida que se revisará para cada uno de los periodos de la siguiente manera:

Corto plazo: se medirá en el año 2019.

Mediano plazo: se medirá en el 2025 cuando se haya avanzado en la primera fase de los proyectos que componen el escenario.

Largo plazo: se medirá en el 2032 al final del cumplimiento de los plazos de desarrollo de los escenarios como una medida total de lo sucedido en el desarrollo de los escenarios.

Efectividad de corto plazo – 2019	
Eficacia de corto plazo	Eficiencia de corto plazo
Efectividad de mediano plazo – 2025	
Eficacia de mediano plazo	Eficiencia de mediano plazo
Efectividad de largo plazo - 2032	
Eficacia de largo plazo	Eficiencia de largo plazo

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.2 La eficacia

La eficacia se medirá con base en los atributos establecidos en los contenidos que componen la Política de Desarrollo Sostenible del país: Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS, Política de Cambio Climático y el Plan de Desarrollo Nacional. La eficacia estará medida en que los escenarios propuestos para los diferentes sectores cumplan con los preceptos de sostenibilidad que se ha propuesto el país.

La eficacia de largo plazo está en relación con el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, esta se medirá al final del desarrollo de los escenarios. La eficacia de mediano plazo está dada fundamentalmente por el logro de una mejor inserción de los proyectos en los entornos de operación bajo la perspectiva de la reducción de la conflictividad en torno a los proyectos. La eficacia de mediano plazo se medirá en el año 2025.

La eficacia de corto plazo se refiere fundamentalmente a la prestación del servicio de acuerdo con las necesidades de la demanda, asegurando que las variaciones y las interrupciones se minimicen. Esta deberá ser medida para cada año de entrada en ejecución de un proyecto del escenario.

Las variables que miden la eficacia son:

1.2.1 Eficacia de corto plazo. Nivel de gobernabilidad de los proyectos

Se refiere a la forma cómo la prestación del servicio de transporte y las dinámicas de la sostenibilidad se presentan para el desarrollo de los escenarios. El nivel de gobernabilidad de los proyectos se medirá a través de dos atributos:

- a) Si se está prestando el servicio de manera eficiente y continua
- b) Si la cobertura del servicio que se presta atiende toda la demanda

La medida de eficacia de corto plazo estará dada por dos indicadores: el porcentaje de variación de interrupciones del servicio frente al promedio de la operación año 2018 y el porcentaje de cobertura de los proyectos del escenario frente la demanda presentada.

1.2.2 Eficacia de mediano plazo. Reducción de la conflictividad en torno a los proyectos del sector.

La eficacia de mediano plazo busca explicar los efectos que el trabajo de las entidades, realizado a través del desarrollo de las estrategias para el manejo de implicaciones de los escenarios de crecimiento de la infraestructura de transporte de hidrocarburos. La medida de eficacia de mediano plazo deberá dar cuenta de las medidas tomadas para mejorar las condiciones en las que los proyectos se insertan de acuerdo con su sensibilidad.

La eficacia de mediano plazo se medirá a través de dos atributos principales: la medida de los proyectos que permitieron la inclusión, la participación y redujeron los conflictos a todos los niveles, de acuerdo con lo contemplado en las estrategias formuladas y el aseguramiento de los procesos que permitieron hacer frente a las dinámicas de la corrupción con respecto a las áreas de mayor sensibilidad.

Estos atributos se medirán a través de un indicador que es el número de proyectos que incluyeron acuerdos regionales y locales para su ejecución en relación con el número de

proyectos totales del escenario. Los acuerdos regionales se refieren a las dinámicas expresadas en las estrategias planteadas.

1.2.3 Eficacia de largo plazo. Logro de objetivos de desarrollo sostenible.

Se refiere a que los escenarios de expansión se desarrollen de acuerdo con los preceptos de desarrollo sostenible que se ha impuesto el país. En la medida que las características del desarrollo sostenible se cumplan para cada uno de los proyectos que hacen parte del escenario y para el conjunto de las intenciones del escenario, se estará logrando la eficacia de largo plazo.

Cuatro serán los atributos relacionados con el logro de los objetivos de desarrollo sostenible: que se dé la expansión planteada con emisiones de carbono bajas, que la infraestructura soporte los embates de la variabilidad climática, que se dé un efectivo control de derrames y emisiones derivadas de la operación y que haya protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo. Todas estas características por supuesto en función del desarrollo del escenario propuesto.

Los indicadores que medirán la eficacia de largo plazo estarán dados de la siguiente manera:

- Porcentaje de variación de emisiones de los proyectos del escenario frente al promedio de la operación año 2018.
- Porcentaje de la infraestructura del desarrollo del escenario que sufrió alteraciones en la prestación del servicio por fenómenos extremos del clima.
- Porcentaje de variación de derrames de tipo operacional de los proyectos del escenario frente al promedio de la operación año 2018.
- Número de proyectos que contemplaron condiciones de sensibilidad de los ecosistemas en su diseño frente a los proyectos totales del escenario.

Las principales dinámicas para los indicadores de eficacia son:

EFICACIA			
Temporalidad	Índices	Atributos	Indicadores
Eficacia de largo plazo	Logro de objetivos de desarrollo sostenible	Emisiones de carbono bajas	% variación de emisiones de los proyectos del escenario frente al promedio de la operación año 2018.

EFICACIA			
Temporalidad	Índices	Atributos	Indicadores
		Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática	% de la infraestructura del desarrollo del escenario que sufrió alteraciones en la prestación del servicio por fenómenos extremos del clima.
		Control de derrames y emisiones derivadas de la operación	% variación de derrames de tipo operacional de los proyectos del escenario frente al promedio de la operación año 2018.
		Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo	# de proyectos que contemplaron condiciones de sensibilidad de los ecosistemas en su diseño / # proyectos totales del escenario.
Eficacia de mediano plazo	Reducción de la conflictividad en torno a los proyectos del sector	Proyectos que permitan la inclusión, la participación y reduzcan los conflictos a todos los niveles	# de proyectos que incluyeron acuerdos regionales y locales para su ejecución / # proyectos totales del escenario.
		Asegurar los procesos para hacer frente a las dinámicas de la corrupción	# de proyectos que incluyeron acuerdos regionales y locales para su ejecución / # proyectos totales del escenario.
Eficacia de corto plazo	Nivel de gobernabilidad de los proyectos	Prestación del servicio de manera eficiente y continua	% variación de interrupciones del servicio frente al promedio de la operación año 2018.
		Cobertura que atienda toda la demanda	% de cobertura de los proyectos del escenario frente a la demanda presentada.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

1.3 La eficiencia

La eficiencia se refiere a la mejor forma en que los recursos disponibles entran a operar para el logro de los objetivos propuestos. En este sentido la eficiencia deberá ser medida a largo, mediano y corto plazo, como un indicador de ejecución claro sobre los proyectos que conforman el escenario y busca medir de manera clara la gestión realizada en torno a la puesta en marcha de los proyectos del escenario.

A largo plazo la eficiencia se medirá por la construcción y ejecución de los proyectos que conforman el escenario de crecimiento. El indicador se medirá el último año de la planificación de entrada en vigor de los proyectos del escenario.

A mediano plazo la eficiencia estará medida por el logro real de la ejecución de los proyectos del escenario en las localidades y regiones, es decir el desarrollo de los proyectos de acuerdo con los estándares definidos y reduciendo la conflictividad en su desarrollo. Este índice se medirá en el 2025.

A corto plazo la eficiencia se medirá por la calidad de la planeación operativa realizada para el desarrollo de los escenarios de tal forma que se constituya en una hoja de ruta para el éxito en la ejecución y cumplimiento de los objetivos propuestos. El índice de eficiencia de corto plazo se medirá en el año 2019.

1.3.1 Eficiencia de corto plazo. Calidad de la planeación operativa

La calidad de la planeación operativa se refiere a los atributos que hacen que la planeación de las acciones que desarrollaron los escenarios tenga los contenidos y las acciones que requieren las decisiones.

La eficiencia de corto plazo se refiere en gran medida a la medición de los atributos establecidos en las estrategias para el manejo de implicaciones de los escenarios de crecimiento de la infraestructura de transporte de hidrocarburos. Estas acciones definidas en el producto 4, son las acciones fundamentales relacionadas con la gestión de la UPME y entidades competentes en relación con los siguientes atributos deseables:

1. Que haya una planificación de proyectos preventiva de impactos
2. Que se definan corredores ambiental, social y económicamente viables para construir los proyectos del escenario.
3. Que se genere un prelicenciamiento y desarrollo de reglas que pongan las condiciones para el desarrollo y ejecución de proyectos en los corredores habilitados para ello.

Los indicadores con que se medirá la eficiencia de corto plazo están relacionados con:

- En número de proyectos del escenario que cuentan con estándares socioambientales incluidos en el diseño frente al número total de proyectos del escenario.

- Porcentaje de los proyectos del escenario que se insertan en áreas previstas y regladas para el desarrollo de los proyectos.
- Porcentaje de proyectos del escenario con términos de referencia que desarrollan reglas sociales y ambientales específicas para la intervención en los socioecosistemas.

1.3.2 Eficiencia de mediano plazo. Ejecución de los proyectos de los escenarios

La ejecución de los proyectos del escenario es la medida de eficiencia mas importante al mediano plazo en relación con los planes desarrollados por la UPME. La eficiencia trata de establecer el cumplimiento de lo planificado en el horizonte de tiempo asociado a la culminación de las primeras fases de la expansión.

Los atributos a través de los cuales se dará la medición están relacionados en las actividades del producto 4 asociadas a la Estrategia para el manejo de implicaciones de los escenarios de crecimiento de la infraestructura de transporte de hidrocarburos y tienen que ver con:

1. Que además del desarrollo de los proyectos del escenario, se haya dado un acompañamiento y tutoría al cumplimiento de reglas e interacciones entre las empresas y las comunidades, así como en la vigilancia y cumplimiento de lo pactado.
2. Que se haya hecho un aseguramiento del impacto de contratistas y terceros asociados al buen desempeño ambiental en el desarrollo de los proyectos del escenario.

Los indicadores a través de los cuales se propone medir los atributos deseables para lograr eficiencia de mediano plazo son:

- Porcentaje de los proyectos con acompañamiento en temas sociales y ambientales por parte de las diferentes entidades del Estado.
- Número de contratos que desarrollan el escenario con estándares verificables de manejo ambiental responsable sobre el número total de contratos del escenario

1.3.3 Eficiencia de largo plazo. Logro del desarrollo de los escenarios.

El fin último en la medición de la eficiencia es corroborar que las acciones presupuestadas pudieron realizarse en los tiempos establecidos. La eficiencia de largo plazo explica hasta donde los planes de expansión se realizaron de manera que pudieran cumplir los objetivos trazados. Las acciones trazadas para el cumplimiento de la eficiencia de largo plazo se encuentran en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y en el Plan Indicativo

de Abastecimiento de Petróleo y Combustibles – PIAPC 2016 – Derivados Líquidos y Crudo.

Los atributos que caracterizan la eficiencia de largo plazo están dados por el desarrollo efectivo de los proyectos del escenario planteado y por el cumplimiento de los cronogramas de ejecución planteados para el escenario. Estos atributos dan cuenta de la cantidad de actividades presupuestadas para el escenario y la dinámica en el tiempo que hacen que sea oportuno.

Los indicadores a través de los cuales deberán medirse estos atributos de la eficiencia de largo plazo son:

- Porcentaje de ejecución de los proyectos del escenario planteado.
- Porcentaje de cumplimiento del cronograma asignado a la ejecución de las obras del escenario.

Las principales dinámicas para los indicadores de eficiencia son:

EFICIENCIA			
Temporalidad	Índices	Atributos	Indicadores
Eficiencia de largo plazo	Logro del desarrollo de los escenarios	Desarrollo de los proyectos del escenario planteado	% de ejecución de los proyectos del escenario.
		Cumplimiento del cronograma de ejecución del escenario	% de cumplimiento del cronograma asignado a la ejecución de las obras del escenario.
Eficiencia de mediano plazo	Ejecución de los proyectos de los escenarios	Acompañamiento y tutoría al cumplimiento de reglas e interacciones entre las empresas y las comunidades, así como en la vigilancia y cumplimiento de lo pactado.	% de los proyectos con acompañamiento en temas sociales y ambientales por parte de las diferentes entidades del Estado.
		Aseguramiento del impacto de contratistas y terceros asociados al buen desempeño ambiental	# de contratos que desarrollan el escenario con estándares verificables de manejo ambiental responsable / # total de contratos del escenario * 100

EFICIENCIA			
Eficiencia de corto plazo	Calidad de la planeación operativa	Planificación de proyectos preventiva de impactos	# de proyectos del escenario con estándares socioambientales incluidos en el diseño / # de proyectos totales del escenario * 100
		Definición de corredores ambiental, social y económicamente viables para construir los proyectos del escenario.	% de los proyectos del escenario que se insertan en áreas previstas y regladas para el desarrollo de los proyectos.
		Prelicenciamiento y generación de reglas que pongan las condiciones para el desarrollo y ejecución de proyectos en los corredores habilitados para ellos	% de proyectos del escenario con términos de referencia que desarrollan reglas sociales y ambientales específicas para la intervención en los socioecosistemas.

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017