



# Metodología para cuantificar costos y beneficios ambientales del desarrollo de las obras de transmisión

**Producto 6**

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. Especializada 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

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CAPT: Comité Asesor de Planeamiento

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DAP: Disposición a pagar

DAA: Disposición a aceptar

EAE: Evaluación Ambiental Estratégica

EEB: Empresa de Energía de Bogotá

EPM: Empresas Públicas de Medellín

HA: Hectárea

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas

KV: Kilovatios

MADS: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

MW: Megavatios

PLASAE: Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica

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

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

STN: Sistema de Transmisión Nacional

SIN: Sistema Interconectado Nacional Colombiano

UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética

ZNI: Zonas no interconectadas

## Contenido

Contenido.....	4
Índice de tablas.....	7
1 Presentación.....	8
Capítulo 1. Experiencias Nacionales e Internacionales de Impactos socioambientales de proyectos de Transmisión de Energía.....	10
1.1. Experiencias internacionales y nacionales de Impactos ambientales, sociales y económicos de proyectos de Transmisión de Energía .....	10
1.1.1 Estudio de impacto ambiental proyecto refuerzos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Tumarín, I etapa .....	10
1.1.2 Proyecto de interconexión al sistema eléctrico nacional del proyecto “Costa Norte” .....	11
1.1.3 Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Armenia a 230 kV y líneas de transmisión asociadas .....	13
1.1.4 Proyecto de Transmisión Nueva Esperanza línea a 500 kV .....	14
1.2. Evaluaciones ambientales Estratégicas de políticas, planes y programas de transmisión de energía .....	16
1.2.1. Evaluación ambiental estratégica del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión .....	16
1.2.2. Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica (PLASAE) .....	16
Capítulo 2. La planeación de la transmisión de energía eléctrica .....	17
2.1. Insumos del escenario de expansión de transmisión de energía eléctrica .....	23
2.1.1. Crecimiento de demanda.....	23
2.1.2. Expansión de la generación .....	25
2.2. Definición del escenario de expansión de transmisión de energía eléctrica .....	27
Capítulo 3. Identificación de implicaciones socioambientales y alertas tempranas de proyectos de transmisión de energía de los Planes de Expansión .....	31
3.1. Metodología.....	31
3.1.1 Identificar aspectos socioambientales y factores condicionantes. ....	32
3.1.2 Construir una red de implicaciones ampliada. ....	33

3.1.3	Priorizar las relaciones que serán consideradas para obtener la red de implicaciones definitivas.....	35
3.1.4	Particionar temporalmente la red de implicaciones.....	36
3.1.5	Identificar las dimensiones de implicación.....	37
3.1.6	Asignar un valor de sensibilidad a las relaciones condicionadas.....	38
3.1.7	Calificar las implicaciones y las dimensiones de acuerdo con el escenario y la unidad geográfica seleccionada.....	39
3.1.8	Evaluación de las Fases del proyecto.....	42
3.1.9	Mapa de sensibilidad e Índice de alerta temprana.....	42
3.1.10	Influencia y dependencia.....	43
3.1.11	Discusión sobre los aspectos acumulativos.....	45
3.1.12	Discusión sobre las causas estructurales.....	45
3.2.	Identificación de dinámicas ambientales de los escenarios de expansión de Líneas de Transmisión de Energía.....	45
3.3.	Identificación de factores que inciden sobre los efectos y problemas ambientales identificados.....	46
3.3.1	Etapa de preconstrucción.....	48
3.3.2	Etapa de construcción.....	50
3.3.3	Etapa de operación.....	52
3.4.	Identificación de dinámicas ambientales de los escenarios de expansión de Líneas de Transmisión de Energía.....	54
3.4.1	Generación de expectativas.....	55
3.4.2	Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos.....	57
3.4.3	Conflictos sociales locales y regionales.....	58
3.4.4	Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional... ..	59
3.4.5	Afectación de ecosistemas.....	60
3.4.6	Afectación al patrimonio arqueológico.....	65
3.4.7	Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos.....	65
3.4.8	Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional.....	66
3.4.9	Colisión de aves.....	67
3.5.	Modelos matemáticos de las relaciones condicionadas.....	68
3.5.1	Modelo por etapa del proyecto.....	68

3.5.2. Sensibilidad territorial a las implicaciones directas e indirectas de proyectos de transmisión de energía eléctrica .....	71
3.6. Alertas Tempranas para las actividades de transmisión de energía .....	79
3.7. Alertas Tempranas para el escenario de expansión .....	82
3.8. Influencias y dependencias.....	85
Capítulo 4. Metodología para cuantificar costos y beneficios de obras de transmisión de energía .....	87
4.1 Experiencias nacionales en valoración económica de proyectos de transmisión eléctrica	87
4.1.1. Valoración económica de la Conexión Antioquia-Medellín-Ancón Sur y Líneas de Transmisión Asociadas .....	87
4.1.2. Estudio de impacto ambiental de la Línea de Transmisión a 230 kV Montería-Urabá y Subestación Asociada .....	87
4.1.3. Valoración económica de la Construcción de la Segunda Línea Bolívar- Cartagena a 220kV	88
4.2. Marco teórico de valoración económica de impactos aplicado en proyectos de transmisión de energía eléctrica .....	88
4.2.1. Efectos directos de los proyectos de transmisión de energía eléctrica.....	89
4.2.2. Efectos indirectos de los proyectos de transmisión de energía eléctrica.....	95
4.3. Selección de los costos y beneficios del transporte de energía eléctrica .....	98
4.4. Costos y beneficios de obras de transmisión .....	99
4.4.1. Costos .....	99
4.4.2. Beneficios.....	112
4.4.3. Análisis costo beneficio .....	124
Bibliografía .....	129

## Índice de tablas

Tabla 1. Implicaciones socioambientales refuerzos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Tumarín, I etapa.....	11
Tabla 2. Implicaciones Socioambientales Proyecto de interconexión al sistema eléctrico nacional del proyecto “Costa Norte”.....	12
Tabla 3. Implicaciones socioambientales de La subestación Armenia a 230 KV y líneas de transmisión.....	13
Tabla 4. Implicaciones socioambientales Proyecto de Transmisión Nueva Esperanza a 500 kV .....	15
Tabla 5 . Ejemplo abstracto de identificación de impactos socioambientales .....	33
Tabla 6. Niveles de sensibilidad .....	38
Tabla 7. Tabla de evaluación de las fases a partir de las dimensiones.....	42
Tabla 8. 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 14 .....	44
Tabla 9. 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. ....	45
Tabla 10. Principales elementos de la Política de Desarrollo Sostenible en Colombia.....	45
Tabla 11. Impactos y condicionantes la transmisión eléctrica en relación con la política de desarrollo sostenible .....	46
Tabla 12: Implicaciones y condicionantes en preconstrucción de líneas.....	49
Tabla 13 Impactos y condicionantes en la construcción de líneas.....	52
Tabla 14 Impactos y condicionantes que afectan la fase de operación de líneas.....	54
Tabla 15 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción ....	56
Tabla 16 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en preconstrucción .....	57
Tabla 17 Sensibilidad asociada a los condicionante socioambientales en preconstrucción .....	59
Tabla 18 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción ....	60
Tabla 19 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en construcción .....	64
Tabla 20 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en preconstrucción ....	65
Tabla 21 Sensibilidad asociada al condicionante socioambiental en construcción .....	66
Tabla 22. Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales en construcción .....	67
Tabla 23. Sensibilidad asociada a las AICAS en operación.....	68
Tabla 24 Disponibilidad a pagar (DAP) por la conservación de la calidad del paisaje .....	104
Tabla 25 Factores sensibilidad.....	105
Tabla 26 Disponibilidad a pagar (DAP) por la conservación de las comunidades de aves.....	108
Tabla 27 Factor Sensibilidad Aves.....	109
Tabla 28. Interpretación del indicador de VPN <sub>A</sub> .....	128

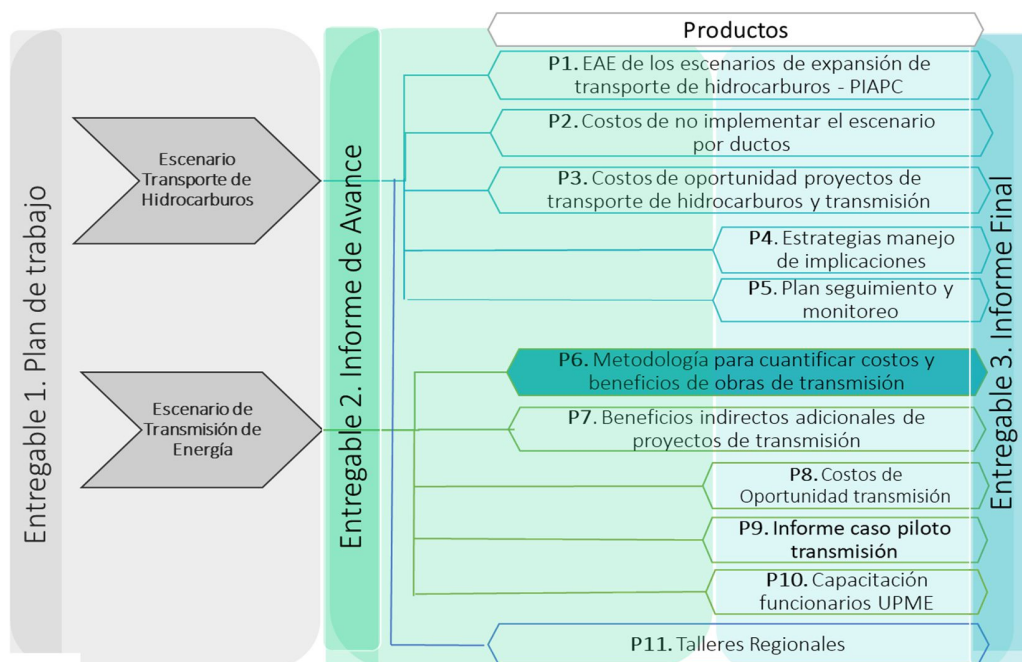
## Presentación

El presente documento corresponde al producto 6 de la Consultoría 004 de 2017, contiene “La metodología para cuantificar costos y beneficios ambientales del desarrollo de las obras de transmisión contenidas en los planes de expansión” (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2017).

Este producto hace parte del componente de transmisión de energía de la consultoría; su construcción parte del análisis de los impactos indirectos, acumulativos y sinérgicos de las actividades de transmisión de energía y más específicamente de los proyectos incluidos en los planes de expansión del subsector. En este análisis se incorporó el concepto 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 que conforman las redes de implicaciones de las actividades de transmisión de energía. Con base en este análisis se diseñó un sistema de alertas tempranas que también se presenta en este documento

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: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017



El documento está estructurado en cuatro capítulos: el primer capítulo corresponde a la revisión de algunas experiencias nacionales e internacionales de evaluación de impactos socioambientales de proyectos de transmisión de energía y de las evaluaciones ambientales estratégicas que se han hecho para el sector en Colombia; el segundo capítulo corresponde al marco de planeación del sector, que describe el escenario de expansión de referencia de la transmisión establecido en el PERGT 2016 – 2030.; el tercer capítulo corresponde a la identificación de las implicaciones socioambientales y alertas tempranas para este tipo de proyectos; y el capítulo cuarto a la propuesta metodológica para calcular el costo beneficio de esta tipología de proyectos.

## Capítulo 1. Experiencias Nacionales e Internacionales de Impactos socioambientales de proyectos de Transmisión de Energía

En el presente capítulo se hace una revisión de estudios ambientales de proyectos de transmisión de energía a nivel nacional e internacional, con el fin de identificar los principales impactos socioambientales reportados para esta tipología de proyectos y de esta forma aportar a la fase de definición de las implicaciones más significativas para el sector.

### 1.1. Experiencias internacionales y nacionales de Impactos ambientales, sociales y económicos de proyectos de Transmisión de Energía

A nivel latinoamericano y el caribe, el Banco Interamericano de Desarrollo- BID ha desempeñado un rol coordinador para la gestión y promoción de estas obras en Latinoamérica y el Caribe, en una búsqueda de países más competitivos y con un suministro de energía más confiable y segura. Bajo este marco de desarrollo se identifican los siguientes proyectos:

#### 1.1.1 Estudio de impacto ambiental proyecto refuerzos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Tumarín, I etapa

En Nicaragua la empresa ENATREL, está desarrollando el proyecto “Refuerzos para la Conexión del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín, I Etapa” en la ampliación de las capacidades del Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Este proyecto busca conectar la Central Hidroeléctrica Tumarín con seis departamentos.

En la fase de preconstrucción de la línea, se estructuró como primer escenario una línea base ambiental previa a la construcción de la línea, una valoración de efectos con el proyecto sin adecuadas medidas de manejo y un último, con la implementación de las medidas ambientales para el desarrollo de la obra (Enatrel, 2014).

Bajo este escenario, se hace un trazado evitando zonas habitadas, dentro del área de influencia se incluyendo terrenos agrícolas, ganaderos y en abandono. Como impactos significativos se identifica la pérdida de cobertura vegetal, afectaciones a la fauna terrestre y avifauna, el incremento en la demanda de bienes y servicios, la dinamización de la economía local y afectaciones a la calidad escénica del entorno natural, se desagregan en la Tabla 1. Los impactos positivos no se dividen en las tablas ya que no requieren medidas de manejo adicionales.

Tabla 1. Implicaciones socioambientales refuerzos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Tumarín, 1 etapa

Medio Afectado	Impacto más relevante	Motivo de Afectación	Medidas de manejo
<b>Biodiversidad</b>	Procesos erosivos, pérdidas de suelo en general y de suelo fértil en particular.	Se convierte en significativo por el relieve y las pendientes fuertes, más la prolongación de las precipitaciones en el periodo lluvioso	Se seleccionó estratégicamente del trazado de la línea, así como de los sitios donde se emplazarán las torres y elementos de apoyo del proyecto, el uso de caminos existentes para su uso en las actividades del proyecto y el cierre inmediato de áreas intervenidas de forma temporal.
	Afectaciones a la Fauna terrestre y avifauna	Algunas especies de fauna sensibles a ruidos y/o a la presencia humana constituyendo un impacto temporal que será reversible a corto plazo, especialmente en aquellas especies que tienen un valor nutritivo	
<b>Medio Socioeconómico y Cultural</b>	Incremento en la demanda de bienes y servicios	La operación de una línea transmisión de energía creará condiciones para mejorar la oferta energética a nivel local, regional y nacional, que si es bien aprovechada por los diferentes actores socioeconómicos repercutirá beneficiosamente en el desarrollo económico del país.	
	Dinamización de economía local	Las ofertas de empleo que generará el proyecto con una mejor remuneración y beneficios sociales incidirán en las otras fuentes de ocupación como las actividades ganaderas o agrícolas que ya operan en la zona, las cuales tendrán que mejorar su oferta de trabajo para mantener la fuerza laboral.	
<b>Medio Perceptual</b>	Afectaciones a la calidad escénica del entorno natural/ paisajístico	La fase de construcción del proyecto trae como consecuencia la ocupación y/o daño a terrenos de propiedad privada en ciertas zonas, generando una alteración de la calidad escénica o paisajística, permanente.	Ubicación de las estructuras de apoyo en el trazado de la línea que se localicen distanciado de las carreteras facilitará el enmascaramiento de esos elementos sin llegar a ocultarlo por completo.

Fuente: Multiconsult y Cía. Ltda Adaptado: Plan-IN - SA&S, 2017

### 1.1.2 Proyecto de interconexión al sistema eléctrico nacional del proyecto “Costa Norte”

En el marco del “Plan energético nacional 2015 – 2050” para Panamá, la empresa Gas Natural Atlántico S. de R.L. (GANA), lideró el proyecto de interconexión al sistema eléctrico nacional del proyecto “Costa Norte”. La energía eléctrica producida por la central eléctrica se transporta en una línea de transmisión de 15 km de longitud y de 230 kV a la subestación de Sabanitas, de esta manera, la energía eléctrica pasa al Sistema Interconectado Nacional (Secretaría Nacional de Energía , 2015).

Para el análisis de los impactos el grupo consultor desagrega las fases del proyecto, identificando en la etapa de construcción las implicaciones socioambientales más significativas como la pérdida de cobertura vegetal por ubicación de torres y subestaciones, ya que existe un área de bosque secundario que será atravesada por la línea y requiere de medidas de control y manejo más rigurosas que otras zonas del trazado, el cuidado de los suelos debe ser riguroso en toda la construcción de los proyectos, es allí donde, identificaron el incremento en la erosión de los suelos y la sedimentación como una afectación recurrente e importante (URS Holdings Inc., 2016). Como se observa en la Tabla 2, los impactos positivos no se dividen en las tablas ya que no requieren medidas de manejo adicionales.

Tabla 2. Implicaciones Socioambientales Proyecto de interconexión al sistema eléctrico nacional del proyecto “Costa Norte”

Medio Afectado	Impacto más relevante	Motivo de Afectación	Medidas de manejo
<b>Medio Biótico</b>	La pérdida de cobertura vegetal	El área de influencia directa afecta una pequeña sección de bosque secundario y una pequeña sección de borde de bosque. Los hace potencialmente frágiles la topografía irregular de pendientes fuertes rodeando pequeños cuerpos de agua.	Como medida de manejo sustituyen la vegetación presente en el área de la servidumbre (20 m de ancho) por vegetación herbácea a cada lado del eje de las torres. Buscando reducir la intensidad del impacto, priorizan la poda antes que la tala de árboles.
<b>Medio Físico</b>	Incremento en la Erosión de los Suelos y la Sedimentación	Debido a las actividades de limpieza, el desmonte, las excavaciones, los rellenos de las fundaciones de las torres y acondicionamiento del área de la subestación, los suelos excavados estarán expuestos durante un tiempo variable.	El operador utiliza la mayor parte de los suelos excavados en el relleno y compactado de las fosas, alrededor de las bases de fundación o en áreas cercanas. Por otro lado, el excedente de este suelo lo compactan y revegetalizan buscando minimizar las pérdidas por erosión hídrica.
<b>Medio Socioeconómico</b>	Aumento en la Capacidad y Desempeño del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica	Con este proyecto se permitirá transportar la electricidad que se genera hasta el punto de Interconexión con el SIN, aumentando la capacidad y desempeño del sistema de transmisión de energía eléctrica a nivel nacional, lo cual facilitará el desarrollo de las diversas actividades económicas, propias del crecimiento demográfico y comercial del país. Esta actividad tendrá un impacto significativo en la productividad y eficiencia de los sectores productivos.	

Fuente: Consultores de URS HOLDINGS INC, 2016 Adaptado: Plan-IN - SA&S, 2017

En general, este proyecto se encuentra en zonas de incidencia urbana e industrial, lo que permite que los impactos se minimicen, es por lo que el cambio en el uso potencial de suelos de algunas parcelas requeridas por el proyecto y la probabilidad de afectación a estructuras y espacios de uso antrópico fue considerado moderado, para lo cual, la adecuada gestión y desarrollo de las compensaciones requeridas permitió un adecuado desarrollo del proyecto (URS Holdings, Inc., 2016).

En la fase de operación carecen de relevancia los impactos negativos, por el contrario, se incrementan la presencia de beneficios a las comunidades, entre ellos el aumento en la capacidad y desempeño del sistema de transmisión de energía eléctrica a nivel nacional y la contribución a la economía local, regional y nacional (URS HOLDINGS, INC, 2016).

### 1.1.3 Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Armenia a 230 kV y líneas de transmisión asociadas

En el año 2012 se adjudicó a la empresa de Energía de Bogotá (EEB) el proyecto “Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación armenia a 230 KV y líneas de transmisión asociadas”, que consistía en la construcción de la Subestación en un área de 1600 m<sup>2</sup>, la longitud de la línea de transmisión es de 38,06 km y la Instalación de 83 torres (EEB, 2012).

En el estudio de impacto ambiental del proyecto elaborado por la EEB, se presentan los impactos identificados como efectos negativos puntuales de corta duración (temporal), principalmente mientras demora la etapa de construcción, etapa en la cual se presenta la mayor cantidad de impactos, la inducción de procesos erosivos fue una de las más relevante, dados los procesos morfodinámicos existentes en la zona (EEB, 2012). En la Tabla 3, se desagregan los impactos junto con sus medidas de manejo.

*Tabla 3. Implicaciones socioambientales de La subestación Armenia a 230 KV y líneas de transmisión*

Medio Afectado	Impacto más relevante	Motivo de Afectación	Medidas de manejo
<b>Medio Biótico</b>	Afectación a ecosistemas sensibles	Es un ecosistema que alberga monos aulladores, pequeños y medianos mamíferos, especies forestales en peligro de extinción, aves amenazadas y migratorias, así como una zona rica en recursos hídricos tanto por las aguas superficiales como por las subterráneas.	El tendido de conductores mediante la implementación de metodologías que minimicen los impactos ambientales y sociales, como la afectación a la vegetación y la generación de emisiones y ruido; y procesos de aprovechamiento forestal del proyecto en comunidad.

Medio Afectado	Impacto más relevante	Motivo de Afectación	Medidas de manejo
<b>Medio Abiótico</b>	Inducción de procesos erosivos y sedimentación	La zona presenta unos procesos geológicos y erosivos bastante marcados, los cuales pueden incidir negativamente sobre la estabilidad del terreno en los sitios de torres.	Una evaluación de las obras de protección geotécnica estimadas para cada sitio de acuerdo con los reconocimientos de campo, de este modo se identificaron las obras geotécnicas requeridas con base en las condiciones geomorfológicas.
<b>Medio Cultural</b>	Paisaje nativo	El trazado de la línea de transmisión y la ubicación de la subestación Armenia está proyectado sobre paisaje cafetero altamente fragmentado, además del espaciamiento entre torres, por lo que no representa un impacto ambiental significativo.	La forma de celosía de las torres facilita su inclusión en el escenario de elementos naturales como lo son árboles y montañas típicas de la zona del proyecto, por otra parte, las estructuras no llevan colores brillantes ni contrastantes que interrumpen de forma abrupta la visión en la zona de influencia directa del proyecto.
<b>Medio Socioeconómico</b>	Generación de expectativas	Con los índices actuales de desempleo, las comunidades perciben a los proyectos nuevos como fuentes generadoras de empleo, este es un impacto positivo.	Proceso de información y comunicación a la comunidad sobre las características generales y ambientales del proyecto, enfatizando en aquellos impactos detectados, acompañado de buenos manejos.

Fuente: Consultores Unidos S.A., 2012. Adaptado: Plan-IN - SA&S, 2017

#### 1.1.4 Proyecto de Transmisión Nueva Esperanza línea a 500 kV

Empresas Públicas de Medellín – EPM, desarrolló el proyecto de transmisión Nueva Esperanza entrando en operación en el primer semestre de 2017. Esta línea busca aumentar la confiabilidad del Sistema de Transmisión Nacional y atender el crecimiento de la demanda de la capital del país.

En la etapa de construcción se presentaron dificultades con la comunidad, los campesinos expresaron en la revista Semana (2013), su inconformidad ya que perciben que sus peticiones no son tenidas en cuenta y son desplazados de sus territorios. Adicional a esto, manifestaron preocupación por el costo ambiental a futuro, ya que atraviesa una de las zonas hídricas más importantes de la región, por el páramo grande de Guasca y el área de influencia del páramo de Chingaza. Se alega que los beneficiarios no son las personas que habitan el área de influencia,

lo que les implicaría el sacrificio de sus actividades agrícolas y ganaderas, reporta la noticia (Semana, 2013).

Dentro de los impactos más significativos están la afectación de áreas sensibles, a especies endémicas y a infraestructura económica, por tal motivo, la empresa EPM diseño e implementó medidas de manejo ambiental y social, evidenciados en la Tabla 4.

Tabla 4. Implicaciones socioambientales Proyecto de Transmisión Nueva Esperanza a 500 kV

Medio Afectado	Impacto más relevante	Motivo de Afectación	Medidas de manejo
<b>Medio Biótico</b>	Afectación de áreas de sensibilidad ambiental	Pérdida de Biodiversidad de las áreas sustraídas de la Reserva Forestal Protectora Productora del Cuenca Alta del Río Bogotá, Reserva Forestal Protectora Páramo Grande y del Distrito de Manejo Integrado Cerro Manjuí-Salto del Tequendama	Contemplar los criterios de compensación establecidos en el Manual para la Asignación de Compensaciones por pérdida de Biodiversidad, manejo de cobertura vegetal y ecosistemas terrestres.
	Afectación de especies endémicas, en peligro y/o en veda	Áreas donde se encuentran especies sensibles (amenazadas, endémicas y migratorias) de la mayoría de los grupos de organismos (plantas, anfibios, aves, reptiles, mamíferos, peces e invertebrados).	Identificación de las especies en veda, endémicas, amenazadas, de distribución restringida y empleadas por la comunidad, las parcelas serán delimitadas en terreno.
<b>Medio Socioeconómico</b>	Afectación a infraestructura económica	Se tocan áreas de tradición campesina, sobrepasa por encima del túnel de acueducto y alcantarillado del municipio de La Calera.	Programa de acompañamiento social en la indemnización por la afectación a la infraestructura económica en la franja de servidumbre

Fuente: EPM, 2012. Adaptado: Plan-IN - SA&S, 2017

## 1.2. Evaluaciones ambientales Estratégicas de políticas, planes y programas de transmisión de energía

### 1.2.1. Evaluación ambiental estratégica del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión

Elaborado en el año 2010 por la Unión Temporal Tau Consultora Ambiental (España-Colombia) – Ambiental Consultores (Colombia) para UPME.

La EAE plantea como problemas ambientales relevantes de escala sectorial los siguientes:

- Riesgo de conflictos con otros usos del recurso hídrico por la planificación de proyectos de generación hidroeléctrica
- La limitada capacidad de análisis y gestión de efectos sistémicos sobre la sostenibilidad regional
- Cambios en la estructura funcional territorial
- Cambios en la estructura cultural
- Cambios en los patrones de crecimiento de centros poblados
- El riesgo de aumento en la emisión de gases de efecto invernadero por parte del sub sector generador.

Específicamente para el tema de transmisión, establece como problemas típicos: la fragmentación de Ecosistemas por el trazado de corredores, sustracción de coberturas de bosques primarios, secundarios, para mantenimiento del corredor, proceso de fragmentación para el suelo rural y el incentivo para procesos de conflictos poblacionales por ocupación indebida sobre corredores, especialmente en zonas o cabeceras urbanas.

Finalmente, propone como elementos de política estratégica para el sector, los siguientes:

- Una visión de sostenibilidad que defina a nivel macro la mejor opción estratégica para el país.
- Un procedimiento de integración con las planificaciones públicas sectoriales
- Criterios que aterricen las determinaciones estratégicas en restricciones para el modelo operativo de la selección de opciones de inversión.
- Criterios y procedimientos que mejoren la evaluación integral de los proyectos de inversión.

### 1.2.2. Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica (PLASAE)

Elaborado por la unión temporal de las firmas TAU Consultora y Ambiental Consultores Ltda. para la UPME (2011), constituye el resultado final de la EAE del Plan de Expansión de Referencia de la Generación y Transmisión Eléctrica (PERGT).



El Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica – PLASAE, amplía la mirada de la evaluación ambiental en escenarios estratégicos que estaban inmersos en los procesos de planificación y regulación de los proyectos sectoriales y presenta una propuesta de mejoras ambientales de una manera estructurada y sistémica, para el cumplimiento de los objetivos establecidos por la política pública del sector.

Las acciones enmarcadas en el plan están diseñadas como una propuesta en busca de un mercado sostenible, determinando unas líneas estratégicas, en donde se deben realizar acciones y medidas de mejora en los procesos de identificación de posibles impactos con una capacidad periférica de análisis.

Para determinar las implicaciones ambientales y sociales de los proyectos de transmisión previstos en los planes de expansión eléctrica, se articula el PLASAE, como guía vital, ya que, cuenta con análisis de las problemáticas ambientales prioritarias encontradas en sector. El documento plantea una inclusión de criterios ambientales estratégicos para los momentos de diseño y aprobación de los proyectos, lo cual llevaría a una disminución de costos socioeconómicos, los cuales se generan gracias al desconocimiento de sus posibles apariciones en las fases de implementación y ejecución (Unión temporal TAU Consultora - Ambiental Consultores Ltda, UPME, 2011).

## Capítulo 2. La planeación de la transmisión de energía eléctrica

Una red de transmisión de energía eléctrica, por definición, es un conjunto de elementos que se interconectan para transmitir electricidad a grandes distancias, usando voltajes elevados (generalmente superiores a los 200 kV<sup>1</sup>) (National Council on Electricity Policy, 2004), reduciendo las pérdidas y las caídas de tensión. A partir de esto, y desde una perspectiva global y sistémica, en donde los proyectos de generación de energía eléctrica se emplazan en las cercanías de donde se encuentran los recursos energéticos (cauces de ríos para los aprovechamientos hidroeléctricos, pozos o ductos de transporte de gas para plantas térmicas a gas, o áreas de potencial de energía solar y eólica para aprovechamiento en granjas que exploten estos recursos no convencionales, etc.), y en donde los centros de consumo están íntimamente ligados con los

---

<sup>1</sup> Algunos autores consideran que la transmisión de energía eléctrica incluye las redes con voltajes superiores a los 100 kV.

asentamientos poblacionales (donde se concentra demanda residencial, comercial, industrial y de alumbrado público, etc.) más los grandes focos de desarrollo minero y de hidrocarburos, el Sistema de Transmisión Nacional<sup>2</sup>, en adelante STN tiene el propósito de conducir los grandes bloques de energía eléctrica hasta donde los requieren los centros de consumo (demanda), desde los centros de generación (oferta), y es el mismo STN el que mediante esta función de interconexión permite la interacción del mercado poniendo en conexión a la oferta con la demanda. Esa conducción, de manera simplificada, se da a través de enlaces (líneas de transmisión) que unen puntos o nodos denominados subestaciones de transmisión.

Esas interacciones de la oferta y la demanda (aumento o contracción del consumo de electricidad, entrada/salida de plantas de generación) modifican las necesidades de transferencias entre los diferentes enlaces de la red de transmisión, por lo que el ejercicio de identificar el estado actual de dichas transferencias y estimar su evolución en el tiempo hace parte de la función de la planeación de la transmisión.

La planeación del sector eléctrico colombiano viene soportada desde el mismo marco normativo establecido en las leyes 142 y 143 de 1994 y como agentes claves en esta función, se crearon la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, que en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, quien por ejemplo define algunos criterios y adopta los planes de expansión, aglomeran las funciones de la planeación de la transmisión de energía eléctrica. Paralelamente, se definió que el Centro Nacional de Despacho perteneciente a XM – Compañía de Expertos en Mercados, sería la entidad encargada de la operación mientras que el Consejo Nacional de Operación es el órgano asesor en cuanto a temas operativos del Sistema Interconectado Nacional. Por otra parte, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD es la entidad encargada de vigilar y controlar el desempeño de los agentes que participan en la prestación del servicio de electricidad, encargo establecido desde la misma Constitución Política de la Nación. Finalmente, la Ley 1340 de 2009 designó a la Superintendencia de Industria y Comercio como Autoridad Nacional de Protección de la Competencia.

En el nivel funcional, en cuanto a la planeación eléctrica y haciendo énfasis en la transmisión, es el Ministerio de Minas y Energía la entidad que tiene a cargo la misión de definir las políticas sectoriales y establece algunos criterios para la planeación a través de resoluciones. También, la Rama Legislativa participa en la planeación a través de nuevas leyes que definen nuevos lineamientos que deben ser considerados dentro del ejercicio de la planeación.

Entre las políticas y reglamentaciones que sirven de pilar para la planeación que realiza la UPME para el sector eléctrico, y en especial para la transmisión se destacan:

---

<sup>2</sup> Sistema de Transmisión Nacional: En Colombia, es el conjunto de líneas, subestaciones y activos conexos que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

- Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional el cual contiene planeación de la expansión, conexión, operación y medida.
- Decreto 28 de 1995: Por el cual se reglamenta parcialmente la ley 143 de 1994 en lo concerniente a la organización y funcionamiento de la Unidad de Planeación Minero Energética. Allí se establece que, en cuanto a la transmisión de energía eléctrica, la UPME estructura los procesos para la ejecución de los proyectos de transmisión y distribución de electricidad definidos en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, y también realiza el seguimiento de dichos proyectos.
- Ley 697 de 2001: Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.
- Resolución CREG 22 de 2001: Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se establece la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
- Resolución 181313 de 2002: En donde se establecen criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución 181315 de 2002: En donde se le asigna a la UPME la función de seleccionar los inversionistas que ejecuten los proyectos aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo con el marco establecido en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.
- Resolución 180924 de 2003: Por la cual se establece y desarrolla el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución CREG 071 de 2006: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. En esta resolución se determina que la UPME es la encargada de pronosticar los requerimientos de demanda del país.
- Resolución CREG 106 de 2006: Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.
- Resolución CREG 083 de 2008: Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa.

- Resolución 180919 de 2010: Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto.
- Resolución CREG 024 de 2013: Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección.
- Resolución 90604 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía: Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección.
- Resolución CREG 094 de 2014: Por la cual se establecen los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional o en los Sistemas de Transmisión Regional.
- Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Resolución CREG 113 de 2015: Por la cual se modifican algunas disposiciones sobre los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección, contenidas en la Resolución CREG 024 de 2013.

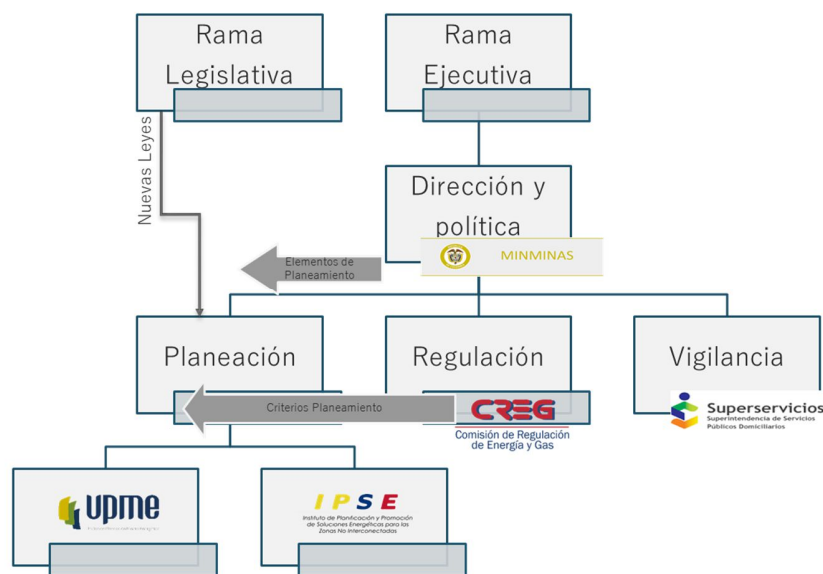
De igual manera, la Ley Eléctrica, en el artículo 23 estableció las funciones de la CREG orientadas a la expansión de la transmisión, entre las que sobresalen:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia. En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la UPME en el plan de expansión.
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación.
- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.
- Establecer esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.

En términos generales, la UPME utiliza este marco normativo para darle una base reglamentaria sólida al ejercicio de planeamiento de la transmisión, apoyándose también en los escenarios de desarrollo y expansión de la generación de energía eléctrica, los cuales son de referencia y también desarrollados por la UPME, y que, combinados con los pronósticos de demanda que produce la misma entidad, logra conformar las entradas para la planeación de la cadena de valor del sector eléctrico colombiano<sup>3</sup>.

De esta manera, en el nivel funcional global, la planeación de la transmisión de energía eléctrica se aprecia de mejor manera a partir de la ilustración 2.

Ilustración 2 Diagrama de niveles funcionales de la planeación del sector eléctrico



Fuente: Plan-IN - SA&S, 2017.

Así, la planeación del sector eléctrico recae en cabeza de la UPME, en especial en cuanto a la generación y la transmisión de energía eléctrica. En respuesta a esta responsabilidad, la UPME recoge los elementos del Plan Nacional de Desarrollo vigente y dentro de sus funciones, establecidas en la Ley 143, en el decreto 1258 de 2013 y en las demás resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG:

<sup>3</sup> La cadena de valor del sector eléctrico en Colombia está definida por las cuatro actividades básicas: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

- Produce el Plan Energético Nacional, para ser adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, el cual es de carácter indicativo, cuyos principios fundamentales son<sup>4</sup> (UPME, 2015):
  - Seguridad del suministro y diversificación de la canasta
    - Confiabilidad y calidad del servicio.
    - Cubrimiento de la demanda.
  - Asequibilidad al servicio y equidad social
    - Universalización del servicio.
    - Costos de la energía y capacidad de pago.
  - Impactos de obras de infraestructura
    - Mitigación de impactos ambientales y de efectos negativos del cambio del clima: Eficiencia energética, Energías renovables, Bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, reducción de vulnerabilidad.
    - Generación de valor en obras de infraestructura y reducción de efectos negativos sobre las comunidades.
- Establece los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda.
- Establece los mecanismos para satisfacer las necesidades energéticas teniendo en cuenta los recursos existentes, convencionales y no convencionales, considerando criterios ambientales, económicos, sociales y tecnológicos.
- Desarrolla el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión - PERGT, el cual es de carácter indicativo en cuanto a generación y mandatorio en cuanto a transmisión.
- Ejecuta las convocatorias para los proyectos de expansión de transmisión aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, tanto en el STN como en los STRs<sup>5</sup>.

En términos de procedimientos, la planeación del sector la realiza la UPME con el soporte de un cuerpo consultivo denominado Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, establecido mediante las resoluciones CREG 051 de 1998 y 085 de 2002, el cual participa en la creación, la discusión y la elaboración del plan que propone la UPME para la componente de Transmisión, antes de que éste sea publicado por la UPME en su versión preliminar. Luego, el

---

<sup>4</sup> Tomado del Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050, UPME 2015.

<sup>5</sup> STR-Sistema de Transmisión Regional.

plan preliminar propuesto se presenta en un taller convocado por la UPME y además es comentado por todos los grupos de interés (agentes del sector, academia, los gremios y/o cualquier interesado), sugerencias que son recogidas y atendidas por la UPME para finalmente entregar la versión definitiva para que sea adoptada por el Ministerio de Minas y Energía. Como complemento de alta relevancia, el PERGT se acompaña de un documento denominado “Identificación de las variables socio ambientales para los proyectos: Alertas tempranas” cuyo objetivo es el de identificar para un área de estudio las implicaciones, posibilidades y condicionantes a las que puede verse sometido un proyecto de expansión del sector eléctrico, herramienta que se vuelve fundamental para la precisión del alcance, el tiempo de ejecución y por supuesto el costo de la expansión.

De forma complementaria para las Zonas No Interconectadas – ZNI en donde no se dan las condiciones de economía de escala para expandir la infraestructura del mismo modo que se hace en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano - SIN, el suministro de energía eléctrica se ofrece mediante el uso de fuentes alternas convencionales y no convencionales, como por ejemplo el uso de plantas diésel o de gasolina, las pequeñas o micro centrales hidroeléctricas, los sistemas fotovoltaicos e inclusive los nuevos sistemas de almacenamiento que están tomando fuerza a nivel mundial. Este tipo de iniciativas se llevan a cabo a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE, cuyas responsabilidades son las de identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, financieramente viables y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país, mandato establecido en Decreto 1140 de 1999.

## 2.1. Insumos del escenario de expansión de transmisión de energía eléctrica

Para comprender las razones y los resultados que genera la UPME en cuanto a la estrategia de expansión de la transmisión de electricidad en Colombia, inicialmente es fundamental conocer las estimaciones con respecto a los dos inductores básicos del desarrollo de la transmisión de electricidad. Estos son:

- Crecimiento de demanda
- Expansión de generación

### 2.1.1. Crecimiento de demanda

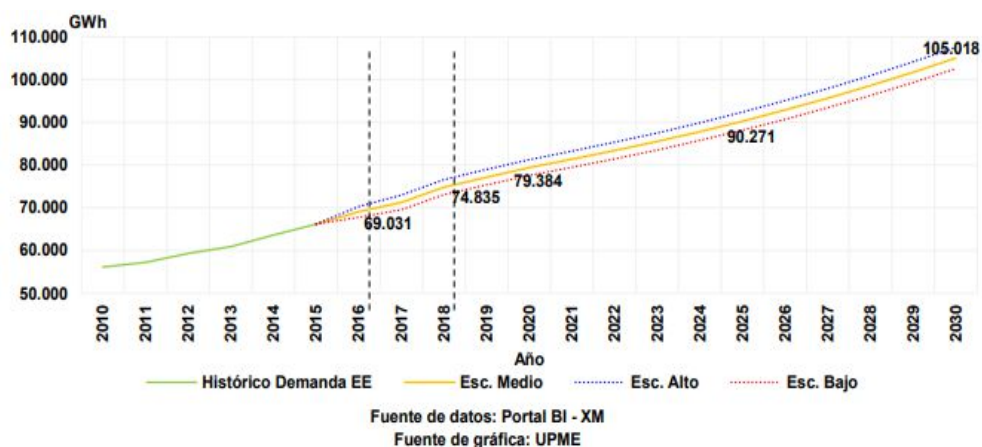
La UPME, en el documento más reciente del Plan de Expansión, plantea para Colombia un crecimiento que ubicará la demanda<sup>6</sup> en alrededor a los 103,7 TWh-año en el escenario medio. Si se incluyen las transferencias estimadas a Panamá, se alcanzarían niveles del orden de 105

---

<sup>6</sup> La demanda incluye las cargas especiales, pero no incluye las transferencias a Panamá

TWh-año para el escenario medio. Estos niveles de consumo equivalen a una tasa media a partir de 2016 y hasta el año 2030, de 3,04% (UPME, 2016) cómo se observa en la Ilustración 3.

Ilustración 3 Pronóstico de demanda de energía eléctrica, incluye cargas especiales y las exportaciones a Panamá



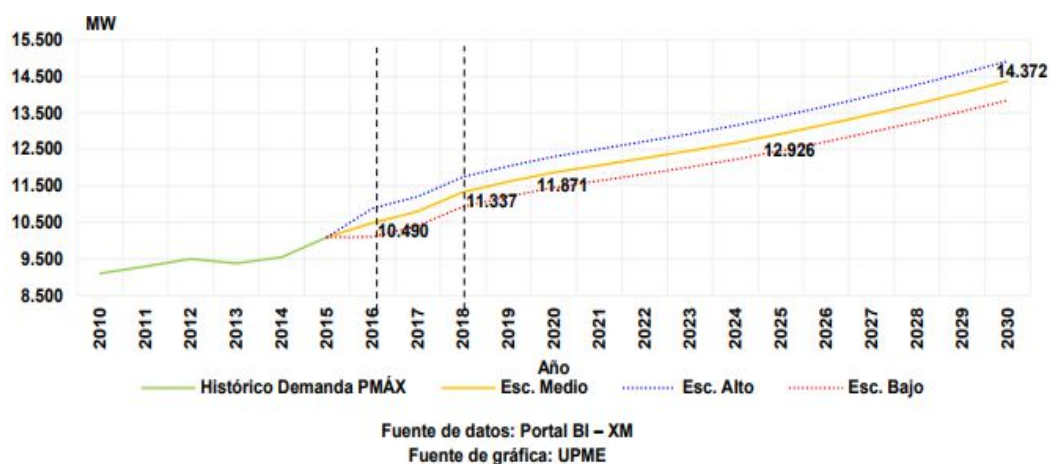
Fuente: UPME, 2017.

Sin embargo, una práctica común es la de analizar los requerimientos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN, a partir del escenario alto de demanda, lo cual ayuda a generar soluciones estructurales más robustas ya que deben cumplir con los atributos de beneficio y de solución técnica para mayores niveles de consumo. Con ello, para el escenario alto, el nivel máximo de consumo estimado ronda los 107,2 TWh-año para el 2030.

En cuanto a la demanda esperada de potencia máxima, las estimaciones se ubican alrededor de los 14.372 MW para el escenario medio (con tasa de crecimiento interanual promedio de 2,39%), y 14.917 MW para el escenario alto, ambos para el año 2030, como se aprecia en la Ilustración 4.



Ilustración 4 Pronóstico de demanda de potencia eléctrica, incluye cargas especiales y las exportaciones a Panamá

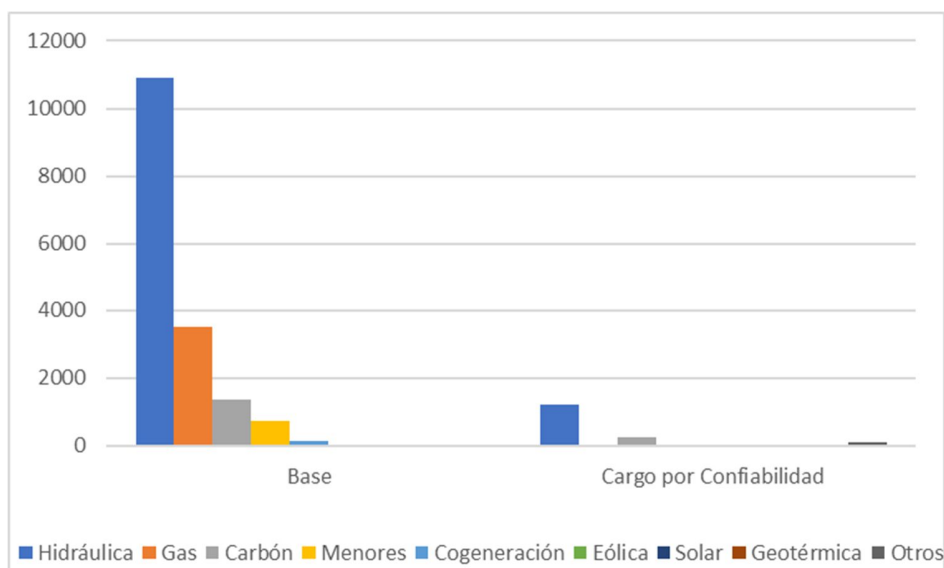


Fuente: UPME, 2017.

### 2.1.2. Expansión de la generación

Desde el lado de la oferta de electricidad, a través del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión - PERGT (UPME, 2016), el cual es indicativo para la componente de generación y que cuenta con revisiones anuales, la UPME ha planteado en la más reciente versión cuatro escenarios de largo plazo en donde se combinan alternativas convencionales de generación de electricidad como la térmica (gas y carbón) más la hidráulica de gran y mediana escala, junto con el uso de fuentes no convencionales como la eólica, la fotovoltaica, la biomasa y la geotérmica. Estos escenarios tienen una base común de generación representada principalmente por los proyectos en construcción, más los resultantes de la subasta de cargo por confiabilidad, como se muestra a continuación:

Gráfica 1 Base común de los escenarios generación de expansión de generación UPME 2016-2030



Fuente de Datos UPME

Fuente de Gráfica: Plan-IN SA&S, 2017.

Esta base común acumula 18.143,9 MW de capacidad instalada, de los cuales el 9,38% (1538,3 MW) corresponde a proyectos del cargo por confiabilidad.

Finalmente, los cuatro escenarios principales ofrecen diferencias principalmente en el mix de generación dentro de las que se destacan las siguientes variaciones, tomadas del PERGT 2016-2029 de la UPME:

- Se tuvieron en cuenta varias limitaciones, específicamente al desarrollo de centrales hidroeléctricas con embalse y proyectos renovables no convencionales en el departamento de la Guajira. Con relación al recurso eólico, se consideró el 50 % del caso base, es decir, 727 MW. Escenario con 22909 MW de capacidad instalada a 2030.
- Para el escenario 2 se conserva la misma limitación para la puesta en servicio de plantas hidroeléctricas a gran escala y no hay restricción para proyectos renovables no convencionales en la Guajira. La capacidad eólica se fija y se techa en 1450 MW, y se modela un impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>. Escenario con 22713 MW de capacidad instalada a 2030.
- La estrategia 3 contempló limitaciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos a gran escala y plantas renovables no convencionales en la Guajira, por lo que se fijó la capacidad eólica en 727 MW. Adicionalmente, se consideró el mismo impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>. Escenario con 22235 MW de capacidad instalada a 2030.

- El escenario 4 fija y techa la capacidad eólica en 1450 MW, sin ninguna otra restricción adicional para los demás recursos. Tampoco existe un impuesto a las emisiones de CO2 en esta estrategia. Escenario con 23905 MW de capacidad instalada a 2030.

## 2.2. Definición del escenario de expansión de transmisión de energía eléctrica

La expansión de la red se define en esencia con el objetivo de atender la demanda de energía y potencia de todo el sistema eléctrico, usando los recursos de generación actuales y futuros, asegurando unas condiciones técnicas (criterios de planeamiento), con el mínimo costo de expansión y en consonancia con las normas regulatorias y ambientales.

El ejercicio parte de un diagnóstico de la red actual en varias dimensiones, a partir del cual se establecen las debilidades de la red que son una medida relativa del potencial incumplimiento futuro de los criterios técnicos de planeamiento (cargabilidad, pérdidas, regulación de voltaje, límites de intercambio, cortocircuito, estabilidad transitoria y modal, entre otros).

Luego, se simula<sup>7</sup> la evolución de las problemáticas identificadas en el horizonte de planeamiento, para dar paso a la determinación de opciones de solución, las cuales mediante un proceso iterativo son puestas a prueba para verificar si son capaces de remediar los problemas identificados.

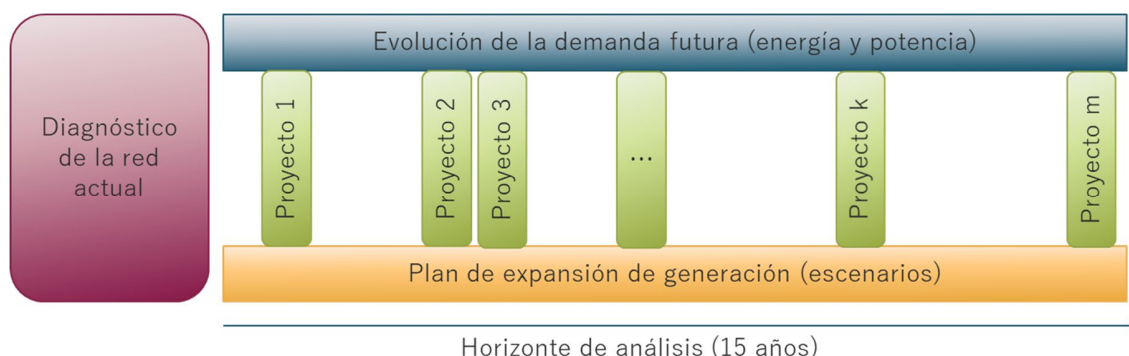
Los proyectos que solucionan los problemas identificados se convierten en viables, para luego ser analizados desde la perspectiva temporal y validar si son oportunos. Los que tengan evaluación temporal favorables (oportunos) se someten a evaluación económica y de las potenciales alternativas para solucionar los problemas identificados en el diagnóstico, se selecciona los proyectos que maximicen el beneficio para la sociedad, usando una evaluación económica tipo Beneficio/Costo.

En el diagrama de la Ilustración 5, se muestra como cada proyecto que se propone ejecutar y que cumple con las condiciones de viabilidad, oportunidad y beneficio, mantiene el enlace adecuado entre las fuentes de generación y la demanda, lo que significa que ese conjunto de proyectos permiten que se atienda la demanda de energía y potencia de todo el sistema eléctrico, usando los recursos de generación actuales y futuros, asegurando unas condiciones técnicas (criterios de planeamiento), con el mínimo costo de expansión y en consonancia con las normas regulatorias y ambientales.

---

<sup>7</sup> Las simulaciones incluyen como mínimo análisis de estado estable, en falla y transitorios.

Ilustración 5 Diagrama simplificado de la determinación de la expansión en transmisión



Fuente: UPME, 2015

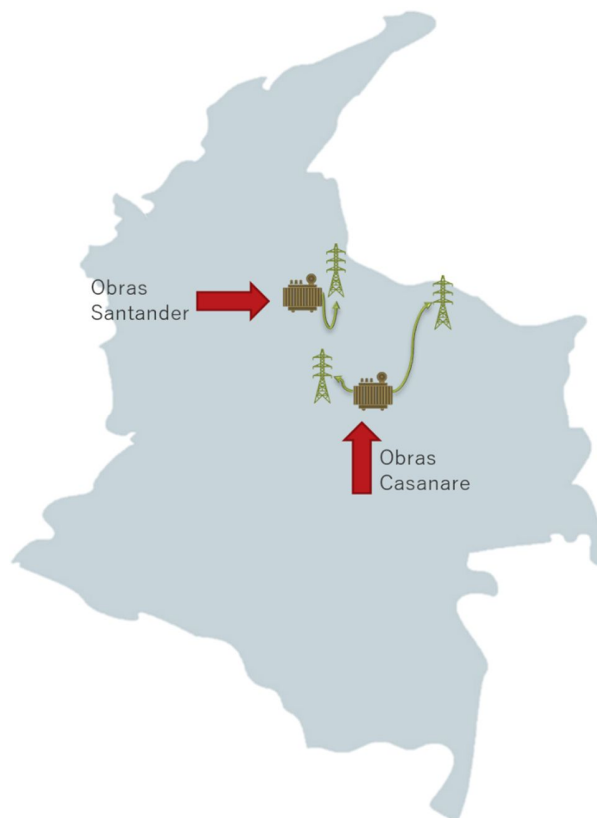
Recientemente, la UPME ha añadido una perspectiva de muy largo plazo, buscando generar señales de corredores que se deben reservar desde el presente para viabilizar la interconexión futura, sin tener que aguardar a la definición específica y explícita de un proyecto en el STN.

Con esta metodología, y usando los insumos explicados anteriormente, la UPME, en el más reciente PERGT 2016-2030, identificó la necesidad de desarrollar los siguientes proyectos (UPME, 2016), los cuales son adicionales a los establecidos en los planes de expansión de años previos:

- Obras Santander
  - Nueva subestación del STN (Nueva Granada 230 kV), reconfigurando el doble enlace Guatiguará –Sochagota 230 kV en Guatiguará – Nueva Granada 230 kV y Nueva Granada – Sochagota 230 kV y dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA.
    - Fecha de puesta en operación: diciembre de 2022
  - Tercer transformador 500/230 kV – 450 MVA en Sogamoso
    - Fecha de puesta en operación: noviembre de 2019
- Obras Casanare – Arauca (Fecha de puesta en operación: noviembre de 2021)
  - Nueva Subestación Caño Limón II 230/115 kV – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 230 kV en Banadía – Caño Limón II (La Paz) – Caño Limón 220 kV. Se considera una extensión de la barra de Caño Limón.
  - Nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA.
  - Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV.
  - Nueva línea Alcaraván – Banadía 230 kV.

Una vista gráfica simplificada de la ubicación aproximada de las nuevas expansiones recomendadas en el más reciente PERGT 2016-2030, que definen el escenario de expansión base de transmisión de energía eléctrica, se presenta en la Ilustración 6:

Ilustración 6. Obras adicionales del escenario de transmisión. PERGT UPME 2016-2030



Fuente: Datos UPME, Fuente de Ilustración: Plan-IN SA&S, 2017.

Otros proyectos de expansión de la transmisión que están en proceso de diseño o construcción y que fueron definidos en Planes de Expansión de años anteriores son los siguientes:

- UPME 03 - 2017 Bahía de Transformador Valledupar 220 kV
- UPME 01-2017 Bahía de Transformador Bosque 220 kV
- UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV
- UPME 08 - 2016 Bahía de transformación en la Subestación La Sierra 230 kV
- UPME 07 - 2016 Línea de Transmisión Virginia - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 05-2016 Conexión de la Subestación La Enea a 230 kV al circuito San Felipe Esmeralda 230 kV
- UPME 03 - 2016 Subestación San Antonio 230 kV y Líneas de transmisión asociadas
- UPME 05 - 2015 Palenque 230 kV
- UPME 01 - 2014 Proyecto La Loma 500 kV

- UPME 06 - 2014 Proyecto Río Córdoba 220 kV
- UPME 05 - 2014 Refuerzo Costa Caribe 500 kV
- UPME 04 - 2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV
- UPME 03 - 2014 Subestaciones Ituango - Medellín (katíos)
- UPME 07 - 2013 Montería
- UPME 06 - 2013 Caracoli (Soledad)
- UPME 05 - 2013 Suria
- UPME 01 - 2013 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 05 - 2012 Línea Bolívar – Termocartagena 220 kV
- UPME 03 - 2010 Chivor Norte Bacatá
- UPME 05 - 2009 Quimbo
- UPME 02 - 2009 Armenia

## Capítulo 3. Identificación de implicaciones socioambientales y alertas tempranas de proyectos de transmisión de energía de los Planes de Expansión

En este capítulo se presenta la metodología usada para la identificación de las implicaciones socioambientales de las actividades de transmisión de energía, los aspectos identificados, los factores y las dinámicas ambientales o redes de implicaciones de dichas actividades.

### 3.1. Metodología

En esta sección se presenta una metodología general para la identificación de las implicaciones indirectas, acumulativas y sinérgicas del escenario de crecimiento de transmisión de energía.

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 de transmisión.

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 Ciencias de la Complejidad que favorezcan 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 la representación sistémica de las actividades del proyecto que se desea evaluar y de sus implicaciones socioambientales, por lo que se incluye: fases del proyecto, impactos directos, consecuencias indirectas de diferentes órdenes, implicaciones terminales, condicionantes y causas estructurales.

Se asume que la representación sistémica, denominada red de implicaciones, 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, pero también, se puede calcular matemáticamente valores con los que la red sería evaluada, lo cual disminuye la subjetividad.

Los valores obtenidos para cada red de implicaciones permiten la construcción de los mencionados mapas de sensibilidad y de los indicadores de alerta temprana para la utilización por parte de los tomadores de decisión al nivel de planeación y de inversión.

Como se mostrará, esta metodología sistémica permite:

1. La inclusión de las consecuencias directas e indirectas del proyecto.
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.

### 3.1.1 Identificar aspectos socioambientales y factores condicionantes.

En este primer paso se debe identificar en una tabla como la mostrada en la Tabla 5:

- 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 5 . Ejemplo abstracto de identificación de impactos socioambientales

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

### 3.1.2 Construir una red de implicaciones ampliada.

A partir de la Tabla 5, 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 7. 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 deben ser clasificadas en condicionadas y no condicionadas<sup>8</sup>. 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. 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. Se debe observar que las relaciones condicionadas son de dos tipos: condicionantes de escenario y condicionantes de territorio.

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?

Las relaciones condicionadas tienen el propósito de incluir la noción espacial en el modelo, que son consecuentes 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.

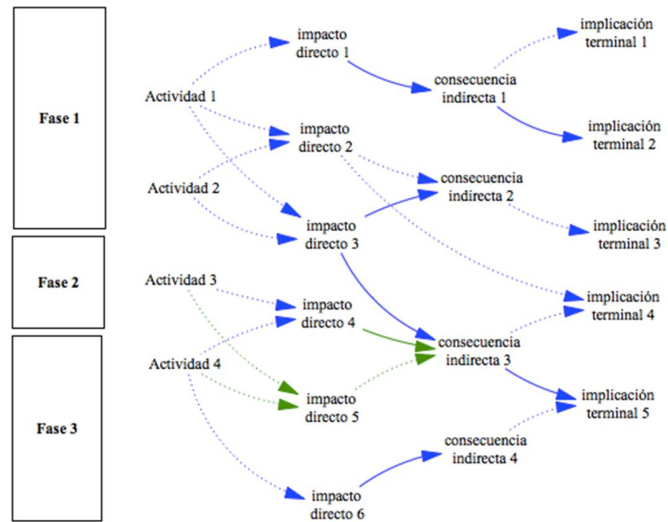
Las relaciones condicionadas entre las actividades y los impactos directos permiten la representación de las internalidades del proyecto que dan lugar a la noción intrínseca de escenario, mientras que las demás relaciones condicionadas permiten la representación de las externalidades del proyecto, es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

---

<sup>8</sup> Se recomienda representar las causalidades condicionadas con líneas punteadas y las causalidades no condicionadas con líneas continuas.

Ilustración 7 Red de implicaciones ampliada<sup>9</sup>



Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

### 3.1.3 Priorizar las relaciones que serán consideradas para obtener la red de implicaciones definitivas.

Cuando se ha construido la red de implicaciones ampliada en consenso con los grupos multidisciplinarios y de las partes interesadas, se deben priorizar los atributos y relaciones que fueron considerados, de modo que, se tenga un mayor nivel de certeza en que la ampliación de la red de implicaciones no cuenta con ruido que pueda conducir a una pérdida de propósito de la red de implicaciones.

Dado que los nuevos atributos son, básicamente, consecuencias indirectas que, además, pueden estar condicionadas, en este paso también se debe documentar para cada nueva relación condicionada los condicionantes que se pudieran suscitar.

---

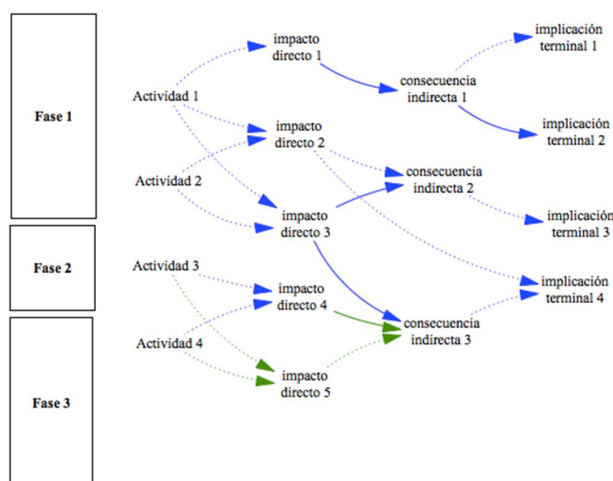
<sup>9</sup> Las relaciones en azul corresponden a implicaciones acumulativas aditivas, mientras que las verdes son implicaciones acumulativas sinérgicas. Los trazos punteados se refieren a relaciones condicionadas que, como su nombre lo indica, dependen de condicionantes, mientras que los trazos continuos corresponden a relaciones no condicionadas

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 8 se presenta la priorización realizada a la red de implicaciones ampliada de la Ilustración 7.

*Ilustración 8. Red de implicaciones definitiva.*

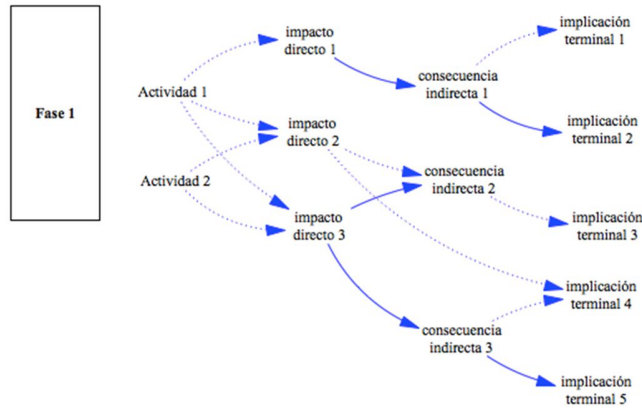


Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

### 3.1.4 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 9. Esto permite conocer las implicaciones para cada momento del proyecto y saber así, cuál momento es más sensible y por qué.

Ilustración 9. Red de implicaciones de la Fase 1

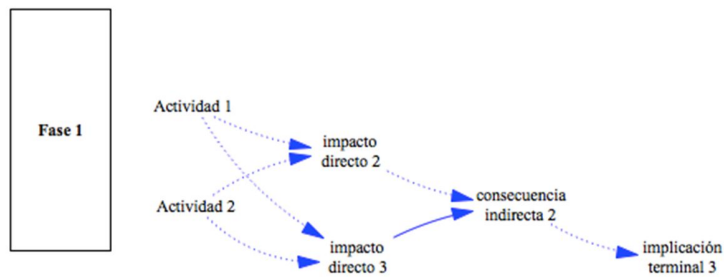


Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

### 3.1.5 Identificar las dimensiones de implicación.

Las dimensiones de implicación son una nueva partición de la red de implicaciones, que se hace considerando cada una de las consecuencias terminales y las causas que la generaron, vea ejemplo en la Ilustración 10.

Ilustración 10. Dimensión de implicación de la implicación terminal 3



Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

### 3.1.6 Asignar un valor de sensibilidad a las relaciones condicionadas.

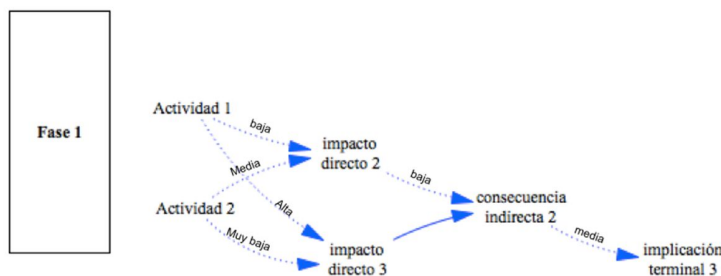
En este paso se asigna un valor de sensibilidad de los definidos en la Tabla 6 cada una de las relaciones condicionadas de la dimensión de implicación, vea ejemplo en Ilustración 11

Tabla 6. 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 11 Sensibilidad de los condicionantes de la dimensión de implicación de la implicación terminal 3



Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

Para establecer el valor condicionante en una cierta relación se pondera cada uno de los aspectos condicionantes identificados para esa relación vía modelamiento matemático.

Por ejemplo, en la Ilustración 12, se tiene una relación condicionada por tres aspectos condicionantes, para la cual se ha definido un modelo matemático basado en la importancia del aspecto condicionante sobre la relación, esto significa que se ha realizado una ponderación porcentual en la que se ha considerado los siguientes valores para cada uno de los tres aspectos condicionantes identificados: 25%, el 25% y el 50% para un total de

100%. Nótese que para una cierta unidad territorial se verifican solo los dos primeros condicionantes, para un total de 50%.

Ilustración 12 Condicionantes ponderados en una relación condicionada



Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

Para el valor obtenido en el ejemplo, 50%, se dice que el valor condicionante de la relación es de sensibilidad media (vea Tabla 6, columna rango).

El tipo de modelo matemático que se realiza para la valoración cualitativa de cada una de las relaciones condicionadas depende del tipo de atributos que conecta la relación condicionada y de los aspectos condicionantes que han sido considerados. No necesariamente todos los modelos que se utilizarán para establecer el condicionante de relación será de tipo ponderación.

### 3.1.7 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.

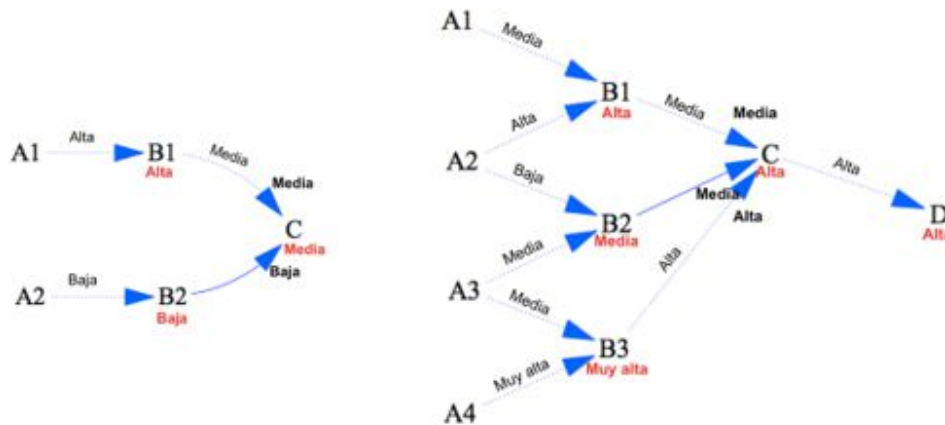
En las **implicaciones acumulativas aditivas** la calificación de la implicación  $I_{K+1}$  depende de las implicaciones  $I_K$  y condicionantes  $C_K$  que le precedieron como se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 1

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

Esta ecuación 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 6. En orden a ilustrar la utilización de la fórmula vea los ejemplos de la Ilustración 13.

Ilustración 13 Ejemplos diferenciados<sup>10</sup>



Fuente: Plan-IN- SA&S, 2017

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 14, 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.

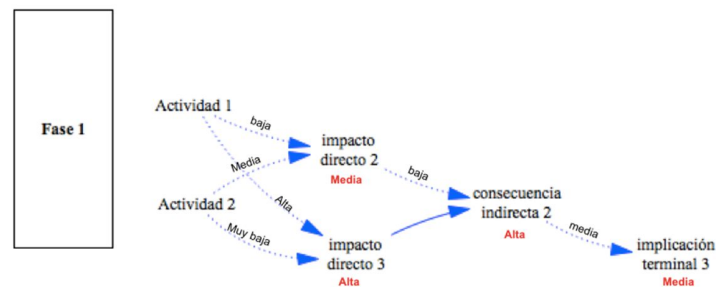
---

<sup>10</sup> Aquí se presentan dos ejemplos distintos. Vea que las relaciones iniciales que parten de A siempre son condicionadas. 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 negro, 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.



- 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 14, 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 14 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 (1). Es decir, en las implicaciones acumulativas sinérgicas se tiene:

Ecuación 2

$$I_{K+1} = \text{máx}\{I_K \cdot C_K\} \quad (2)$$

Como se mencionó anteriormente, 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 contra intuitiva. Entendiéndose contra intuitiva 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 (1), 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.

### 3.1.8 Evaluación de las Fases del proyecto.

La evaluación de las fases se realiza a partir de cada una de las calificaciones obtenidas para las dimensiones sobre cada una de las unidades geográficas seleccionadas utilizando la siguiente tabla:

*Tabla 7. Tabla de evaluación de las fases a partir de las dimensiones.*

Tabla de evaluación	Inexistente	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
Inexistente	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
Muy baja	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1
Baja	0,4	0,4	0,4	0,6	0,8	1
Media	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	1
Alta	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1
Muy alta	1	1	1	1	1	1

Fuente: Unión Temporal Plan-IN- SA&S, 2017

### 3.1.9 Mapa de sensibilidad e Índice de alerta temprana

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 indicadores para 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 índices de alerta temprana de las fases.

### 3.1.10 Influencia y dependencia

Dado que el ráster 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 14, en la Tabla 8. 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 8. 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 14 .

	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, para el caso de la dimensión, es importante la identificación de los mencionados atributos porque el atributo más influyente se corresponde con el más impactante, mientras que el más dependiente denomina toda la dimensión.

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

Ecuación 4

$$T = \frac{1}{e-1} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{D^k}{k!} \quad (4)$$

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 14 la matriz de influencias indirectas se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. 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

### 3.1.11 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.

### 3.1.12 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.

## 3.2. Identificación de dinámicas ambientales de los escenarios de expansión de Líneas de Transmisión de Energía

Con base en lo contenido en los preceptos de Desarrollo Sostenible para el país, desarrollados a través 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 10:

Tabla 10. Principales elementos de la Política de Desarrollo Sostenible en Colombia

ELEMENTOS CENTRALES DE LA POLÍTICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PAIS
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

<b>ELEMENTOS CENTRALES DE LA POLÍTICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PAIS</b>
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: Plan-IN - SA&S,2017 con base en Política de Cambio Climático y ODS.

### 3.3. Identificación de factores que inciden sobre los efectos y problemas ambientales identificados

La transmisión eléctrica 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 11. Impactos y condicionantes la transmisión eléctrica en relación con la política de desarrollo sostenible

<b>Impactos de la transmisión eléctrica en sus diferentes etapas en relación con la política de desarrollo sostenible</b>		
<b>Características del desarrollo sostenible</b>	<b>Consideraciones para los escenarios de expansión</b>	<b>Impactos identificados</b>
Condiciones ambientales que deben ser tenidas en cuenta en la estructuración y desarrollo de los proyectos hacia su sostenibilidad	Emisiones de carbono bajas	La transmisión de energía en el país contiene bajas emisiones de carbono, por lo que las actividades del escenario no impactan significativamente la consideración que contiene la Política de Desarrollo Sostenible.
	Infraestructura que soporte los embates de la variabilidad climática	La infraestructura planteada para el desarrollo del escenario contiene las características deseables para la

Impactos de la transmisión eléctrica en sus diferentes etapas en relación con la política de desarrollo sostenible		
Características del desarrollo sostenible	Consideraciones para los escenarios de expansión	Impactos identificados
		Política de Desarrollo Sostenible en tanto ella puede hacer al sistema más estable y persistente frente a las fallas.
	Control de derrames y emisiones derivadas de la operación	Las emisiones en la transmisión son de muy baja intensidad por lo que no se incluyen como un posible impacto.
	Protección de especies y ecosistemas sensibles, vulnerables o en riesgo	Afectación de ecosistemas Colisión de aves
Efectos que deben producir los proyectos para que el desarrollo sea sostenible	Prestación del servicio de manera eficiente y continua	El desarrollo del escenario se plantea como una medida en si para mejorar la prestación del servicio y reducir las dinámicas del desabastecimiento y la continuidad, por lo que este precepto de sostenibilidad esta incluido y es un impacto positivo del desarrollo del escenario.
	Cobertura que atienda toda la demanda	El escenario busca cubrir la demanda de electricidad en el sistema interconectado, por lo que contiene en si mismos este precepto de sostenibilidad, siendo este un impacto positivo.
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
		Afectación a comunidades étnicas
		Cambios en el estado y manejo de las vías de interés local y regional

Impactos de la transmisión eléctrica en sus diferentes etapas 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	Corrupción

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

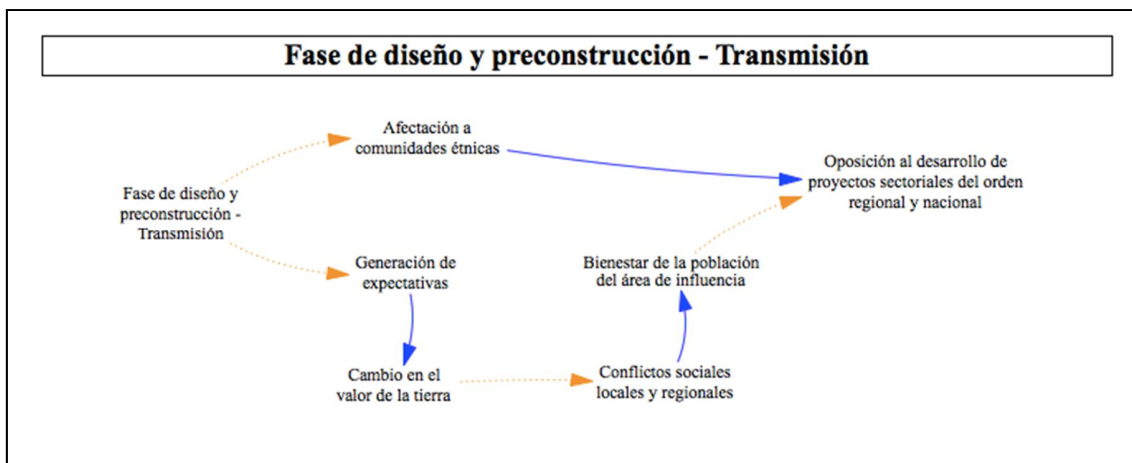
Esto significa que las actividades asociadas a la transmisión eléctrica en el marco del escenario de expansión presentan un impacto (positivo y negativo) más significativo en lo relacionado con los temas de sostenibilidad y bienestar de las comunidades de las áreas de influencia, mientras las implicaciones ambientales de la transmisión aparecen más reducidas que las relacionadas con las implicaciones sociales. Si bien se presentan impactos en el desarrollo de los proyectos, se requiere realizar una evaluación de los mismos para poder establecer la importancia de cada uno de ellos, de acuerdo con el contexto donde se desarrollen las actividades.

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

### 3.3.1 Etapa de preconstrucción

Las redes de implicaciones para la transmisión eléctrica en etapa preconstructiva se expresa de la siguiente manera:

Ilustración 15: Red de implicaciones en preconstrucción de ductos



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017



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 viabilidad misma de su ejecución.

De otro lado, la generación de expectativas ha sido señalada como el efecto más complejo en las etapas tempranas del proyecto, 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 del proyecto y la operación, suelen ser factores de manejo difícil, que pueden afectar directamente la viabilidad del proyecto al constituirse en fuentes de conflicto local y regional.

Las implicaciones de los proyectos en fase de preconstrucción construcción se centran de manera muy especial en las dinámicas sociales que se originan por las perturbaciones asociadas a un proyecto. 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 las implicaciones más relevantes, condicionantes e indicadores, que podrían incidir sobre el desarrollo de las obras de expansión del STN, definidas en los planes de expansión:

*Tabla 12: Implicaciones y condicionantes en preconstrucción de líneas*

Causas y posibles implicaciones en preconstrucción de líneas		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Generación de expectativas	Altos niveles de pobreza y desatención del Estado	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

Causas y posibles implicaciones en preconstrucción de líneas		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
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

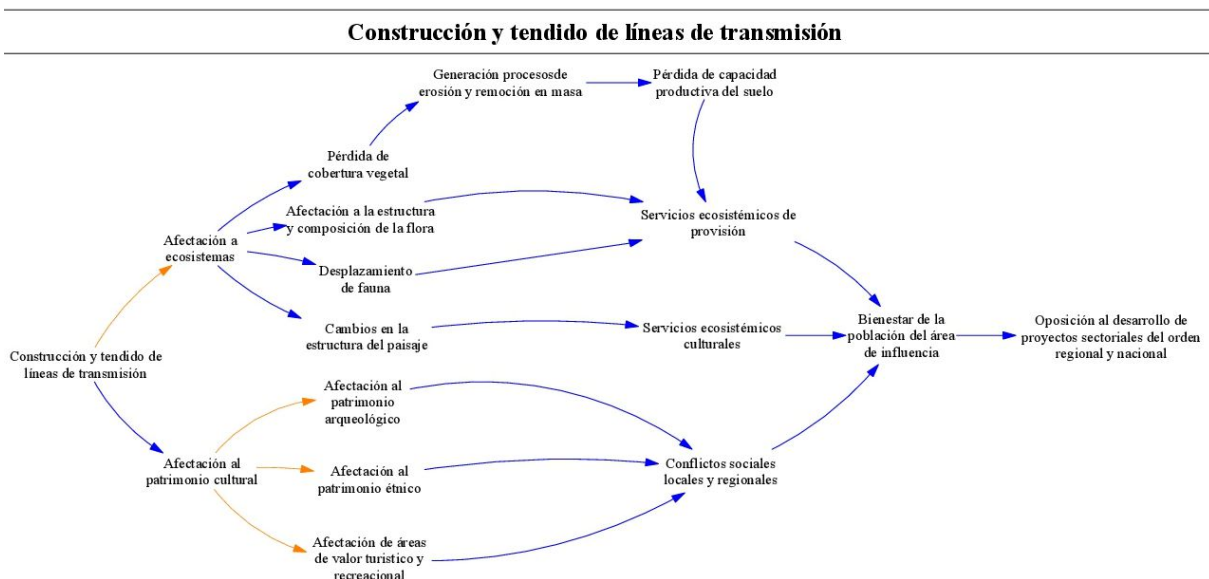
Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.3.2 Etapa de construcción

En la etapa de construcción se generan algunos de los impactos más visibles a lo largo de la vida útil de los proyectos de transmisión eléctrica por líneas, si bien hay que tener en cuenta que se presentan impactos, consecuencias e implicaciones que pueden ser recurrentes en los proyectos, no siempre estos se dan y, por tanto, no siempre se evidencian.

Las implicaciones de esto se describen en el siguiente gráfico:

Ilustración 16. Red de implicaciones en transmisión eléctrica



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

La construcción de líneas produce impactos o efectos durante la construcción más visibles sobre el ambiente, ello implica afectaciones asociadas fundamentalmente al manejo y uso de la servidumbre y a la dinámica constructiva y de transporte de los materiales y equipos que se usarán y que contienen volúmenes importantes a transportar.

Los impactos descritos en la red se ven focalizados en las servidumbres de las líneas, especialmente en la ubicación de torres, la pérdida de cobertura vegetal se genera cuando existe en el territorio vegetación de porte alto (> 2 m), lo cual está asociado al desplazamiento de fauna y afectación a la estructura y composición de la flora.

La construcción de líneas tiene implicaciones 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. En este sentido es de tenerse en cuenta que las dinámicas constructivas en los tendidos eléctricos son de corta duración, por lo que esta implicación tiene poca persistencia dentro del territorio.

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.

Por último, la construcción podría incidir directamente en 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 que tienen un manejo a través de la Ley General de Cultura; en la afectación de áreas de valor cultural relacionados con la diversidad cultural del país, es decir, territorios de grupos étnicos, 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 afectación tiene una incidencia directa en el incremento de conflictos sociales en las localidades y regiones. Es de esperarse que los proyectos que desarrollan el escenario puedan prever estas situaciones y mitigar cualquier impacto, que en tendidos eléctricos parecen ser de menor intensidad que en el marco de otros proyectos lineales.

En la fase de construcción de las obras de expansión de la transmisión, las implicaciones que se muestran en el siguiente cuadro pueden presentarse y ser exacerbadas cuando existen las condiciones territoriales señaladas, según se indica en la segunda columna de la Tabla 13.

Tabla 13 Impactos y condicionantes en la construcción de líneas

Causas y posibles implicaciones en construcción de líneas		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Afectación de ecosistemas	Sensibilidad de los ecosistemas a la intervención	Zonas ambientalmente sensibles
Afectación al patrimonio arqueológico	Existencia de patrimonio arqueológico	Áreas de valor arqueológico
Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos	Existencia de áreas de valor cultural de grupos étnicos susceptibles de ser afectados	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

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

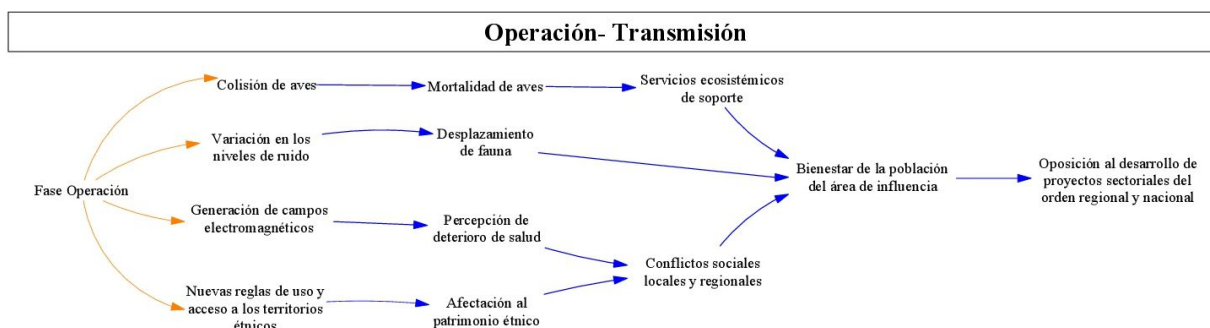
En la etapa de construcción las implicaciones más importantes tienen que ver con las acciones del manejo que permitan la prevención de afectaciones en temáticas socioambientales. Las dinámicas del manejo de cada proyecto deben privilegiar las medidas de manejo si el proyecto se asienta sobre ecosistemas o especies sensibles y 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.

La sensibilidad especial que genera la presencia de proyectos en territorios de grupos étnicos puede implicar dificultades en el relacionamiento con comunidades étnicas, toda vez que estas áreas obedecen a otros sistemas de conocimiento que pudieran entrar en conflicto con la dinámica nueva que se impone. En este sentido, es de especial relevancia que los proyectos que se desarrollen para ejecutar el escenario contemplen las complejidades que los territorios colectivos imponen desde el punto de vista cultural.

### 3.3.3 Etapa de operación

En la operación de líneas, las siguientes son las redes de implicaciones que fueron identificadas en conjunto por los expertos participantes del proceso:

Ilustración 17 red de implicaciones en etapa de operación de líneas de transmisión



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

La colisión de aves con los tendidos eléctricos es especialmente sensible en especies amenazadas ya sea por sus condiciones de amenaza o vulnerabilidad o por sus características migratorias.

La posibilidad de generación de campos electromagnéticos perjudiciales para la salud humana ha sido una preocupación social en crecimiento en Colombia. Aunque todavía no existen estudios que permitan inferirlo y las preocupaciones sociales están por estudiar y comprobar, son un reclamo en ascenso frente a los proyectos de transmisión, que generan inquietudes comunitarias que deben tener un manejo. Si bien la construcción de líneas se asocia a una “percepción” de la comunidad frente a los campos electromagnéticos, los diseños de las líneas deben cumplir la normativa vigente incluyendo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Por tanto, las condiciones de bienestar no se verán afectadas.

De otro lado, la afectación a través del establecimiento de la servidumbre a los territorios asociados a grupos étnicos por las nuevas reglas de uso y manejo que se imponen, así como la dinámica de las actividades asociadas a la operación del tendido, suele ser un impacto con mayor sensibilidad en los territorios asociados a grupos étnicos. Las servidumbres suelen ser una fuente de conflictos en la manera que reconfiguran la forma de uso y acceso al territorio y esto presenta una sensibilidad especial en territorios diferenciados culturalmente y protegidos por fueros especiales a razón de su condición cultural.

Por último, las principales implicaciones, condicionantes e indicadores relacionados con las etapas operativas de los diferentes proyectos asociados a líneas para transmisión eléctrica son:

Tabla 14 Impactos y condicionantes que afectan la fase de operación de líneas

Causas y posibles implicaciones en operación de líneas		
Implicaciones (directas e indirectas)	Condicionantes	Indicadores
Colisión de aves	Áreas Importantes para la conservación de Aves	AICA
Percepción se generación de campos electromagnéticos	Cercanía de las líneas de transmisión a poblaciones rurales donde es permitida la actividad	Densidad poblacional rural
Nuevas reglas de uso y acceso a los territorios tradicionales étnicos	Limitación al uso en servidumbres y subestaciones	Territorios tradicionales étnicos

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

Durante la operación, los temas más importantes 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.

En cuanto al tema de comunicación, éste debe ser permanente a lo largo del desarrollo del proyecto y de hecho debe ser más fuerte al iniciar el mismo, con el objeto de que las personas entiendan y no sobredimensionen los impactos. Sin embargo, en la operación se requiere un trabajo fuerte de comunicación y manejo ambiental de cara a los grupos humanos afectados por la vida útil del proyecto a largo plazo. Acorde con el análisis anterior, se determinó:

- En la fase de preconstrucción se debe priorizar la gestión frente a la generación de expectativas y al cambio en el valor de la tierra por la compra de predios. 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.

### 3.4. Identificación de dinámicas ambientales de los escenarios de expansión de Líneas de Transmisión de Energía

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. Es de anotar, que los indicadores corresponden a los condicionantes, es decir a la forma cómo de una u otra forma es posible que el impacto se exprese en un territorio, si no existe una condición con la que se pueda medir el indicador, su expresión futura en el escenario no podrá ser medida.

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 socioecológicas.

### 3.4.1 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 la ejecución de 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.

La sensibilidad de este impacto está dada principalmente 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. Es necesario

aclarar que la oposición se está evidenciando también en la actualidad en predios de personas adineradas quienes no están interesados en constituir servidumbres y pueden generar presión en la comunidad. Sin embargo, ésta última consideración es bastante difícil de demostrar con los datos actuales que tiene el país y lo que se presenta como consistente es que, en zonas de mayor carencia de desarrollo, pueden existir expectativas mas altas de la población que puedan generar distorsiones en el relacionamiento de los proyectos.

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 15 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



### 3.4.2 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.

A 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 16 Sensibilidad asociada a los condicionante 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 limita las transformaciones que un proyecto define sobre un área determinada. La limitación al desarrollo de actividades tradicionales de grupos étnicos, especialmente relacionadas con las

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de preconstrucción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
		servidumbres impuestas y la ocupación de terrenos por obras de infraestructura asociadas a la expansión, generan limitaciones al uso tradicional que pueden generar conflictos sociales al proyecto.

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.4.3 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 implica adaptaciones lo que implica que las formas aprendidas de adelantar la gestión socio ambiental de las empresas ya no son 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. Se genera fundamentalmente en las dificultades que experimentan los grupos y personas para tramitar los diferentes intereses y se expresa específicamente en dinámicas contrarias entre subgrupos o facciones. El conflicto puede extenderse a las instituciones de la sociedad como lo son 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, relacionado 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 17 Sensibilidad asociada a los condicionante 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 limitadas al uso en relación con los proyectos de expansión que pueden incidir directamente en la viabilidad o incluso en la aceptación 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 lo que podría generar en superposición con los intereses empresariales que deriven en áreas con altas limitaciones para el desarrollo de los proyectos del escenario de expansión.

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.4.4 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 a proyectos ha tomado matices públicos al convertirse en instrumento de consultas 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, donde se creó un sistema muy lento y dispendioso para que los recursos lleguen a las regiones y se ha reducido la incidencia local en la forma de uso y disposición. Una de las preguntas más difíciles de responder 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.

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

*Tabla 18 Sensibilidad asociada a los condicionantes 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

### 3.4.5 Afectación de ecosistemas

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

Unión Temporal Plan-IN- SA&S  
Carrera 7 No.67 -28 Of. 401  
Bogotá D.C. – Colombia

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 (Ilustración 18).

### ***Zonas ambientalmente sensibles***

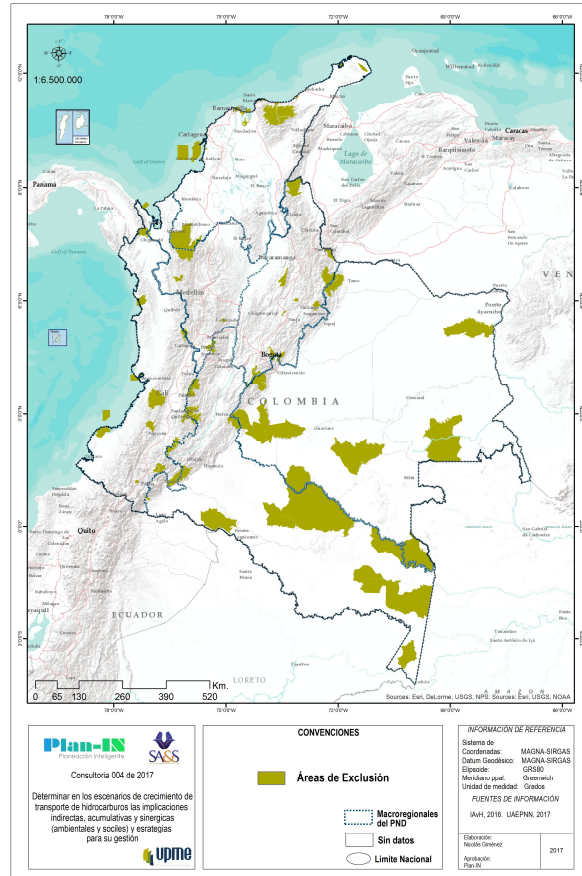
Igualmente, aunque no de categoría estricta, hay otras áreas del Sistema Nacional Ambiental, que presentan restricciones para el desarrollo de proyectos del sector minero energético por su alta sensibilidad ambiental y la posibilidad de uso está condicionada por factores del manejo que deben ser pactados 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 19):

**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.

Ilustración 18. Áreas de exclusión- Parques Nacionales Naturales



Fuente: IAvH 2016, UAEPNN 2017

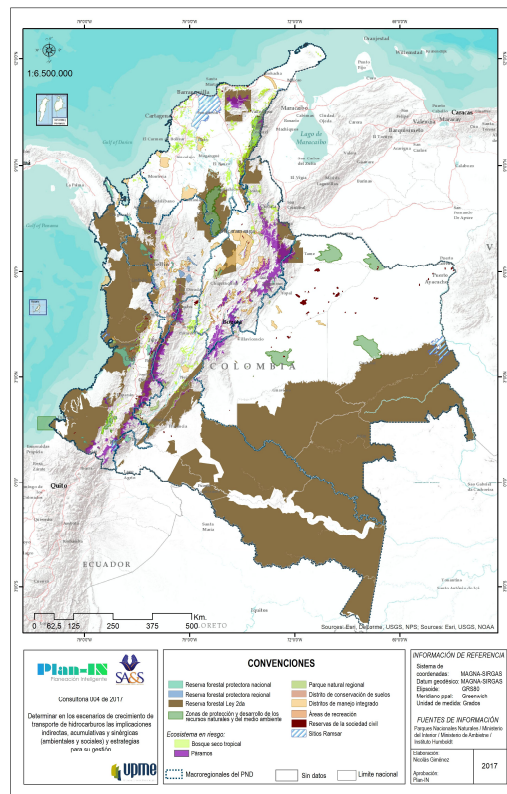
**Reservas Forestales Protectoras:** corresponden a ecosistemas de bosque que mantienen su función, zonas de propiedad pública o privada que se reservan para destinarlas al mantenimiento y utilización sostenible de los bosques y demás coberturas naturales.

**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.

**Parque Natural Regional:** Los Parques Nacionales 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).

Ilustración 19. Zonas ambientalmente sensibles



Fuente: IAvH 2016, UAEPNN 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.

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

*Tabla 19 Sensibilidad asociada a los condicionantes 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, es decir, áreas protegidas por algún régimen especial de manejo.	Afectación de coberturas que impliquen daño a un ecosistema sensible y que signifiquen para la sociedad la pérdida de un bien natural en riesgo

Fuente: Plan-IN - SA&S, 2017



### 3.4.6 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 20 Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales 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

### 3.4.7 Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos

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 proyecto 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.

Desde la perspectiva que la inserción de los proyectos de interés de los escenarios 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 1991<sup>11</sup>, 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.

*Tabla 21 Sensibilidad asociada al condicionante socioambiental en construcción*

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de construcción		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Afectación al patrimonio cultural de grupos étnicos	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

### 3.4.8 Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional

Las localidades y regiones tienen condiciones especiales para la atracción 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 limitantes 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.

---

<sup>11</sup> 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

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 22. Sensibilidad asociada a los condicionantes socioambientales 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 áreas de interés de valor turístico y recreacional en la medida que limitan el uso a lo largo de las servidumbres, además de cambiar la estructura del paisaje apto para el disfrute.

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.4.9 Colisión de aves

Las líneas de transmisión constituyen un obstáculo dentro del hábitat ya que impiden el libre desplazamiento y no siempre son claramente visibles, lo que provoca colisiones que generalmente se traducen en la muerte del animal.

Los tendidos eléctricos corresponden a infraestructura numerosa, de gran longitud y permanencia, que generalmente inciden en el hábitat de las aves.

De acuerdo con el Instituto Humboldt, las AICAS son Áreas Importantes para la Conservación de las Aves en Colombia y el mundo, que se identifican con base en criterios técnicos que consideran la presencia de especies de aves que de una manera u otra son prioritarias para la conservación. Cuando el territorio cumple la condición de ser un AICA, la sensibilidad del mismo a la puesta en operación de obras de transmisión de energía se incrementa, dada la potencial afectación de aves prioritarias para la conservación en estas zonas.

La sensibilidad territorial a esta implicación se aborda de la siguiente forma:

Tabla 23. Sensibilidad asociada a las AICAS en operación

Sensibilidad de los indicadores de los condicionantes durante la etapa de operación		
Impacto directo	Condicionante	Sensibilidad
Colisión de aves	Áreas Importantes para la conservación de Aves	Presencia de aves prioritarias para la conservación ya sea por rutas migratorias o por aspectos de la vulnerabilidad o de la amenaza de la especie

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.5. Modelos matemáticos de las relaciones condicionadas

Los modelos de cálculo se realizan para cada una de las fases de los proyectos de transmisión de energía, 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 el proyecto.

#### 3.5.1 Modelo por etapa del proyecto

##### 3.5.1.1. 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  $DPT$ .

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

Esta relación tendrá la máxima sensibilidad 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  $CVT$ .

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

En la fórmula tenemos que, si existen zonas ambientalmente sensibles 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  $BP$ .

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

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 de la transmisión  $DPT$ .

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

### 3.5.1.2. 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  $CTT$ .

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

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 y campesino *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*.

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

### 3.5.1.3. Fase de operación de la transmisión

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

$$\hat{C}_{ECB \leftarrow OT} = \begin{cases} 0,8 & \text{Si existen áreas importantes para la conservación de aves} \\ 0,4 & \text{Si no existen áreas importantes para la conservación de aves}^{12} \end{cases}$$

Indicadores utilizados: 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 *GCE* con respecto a la fase de operación de la transmisión *OT*.

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

---

<sup>12</sup> Considerando el valor de 0,4 para calibración del modelo.

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*.

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

### 3.5.2. Sensibilidad territorial a las implicaciones directas e indirectas de proyectos de transmisión de energía eléctrica

La descripción de las sensibilidades en territorio se dividió con las macro regiones definidas por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), descritas a continuación:

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

A continuación, se presentan las descripciones y mapas de sensibilidad territorial a los condicionantes identificados para las implicaciones de actividades de transmisión de energía.

#### 3.5.2.1. Fase preconstrucción

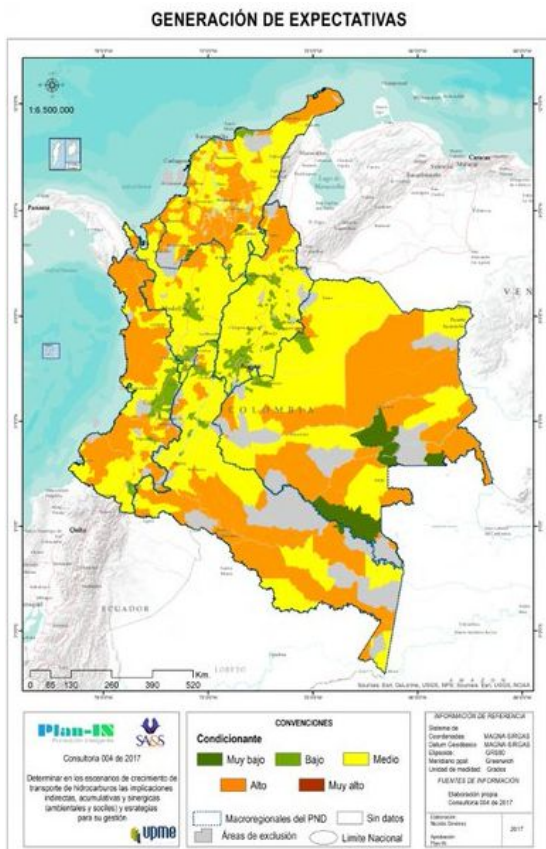
##### Generación de expectativas

La sensibilidad a la generación de expectativas por la llegada de un proyecto de transmisión eléctrica en el territorio se potencializa en altos niveles de pobreza y desatención del estado, que se refleja en el índice de pobreza multidimensional y la tasa de desempleo departamental.

El mapa de la implicación permite identificar grandes áreas en sensibilidades medias y altas como se observa en la Ilustración 20. La sensibilidad media predomina en el centro del país en las regiones Centro Oriente y Bogotá y Eje Cafetero y Antioquia, mientras la sensibilidad alta tiene presencia importante en las regiones Caribe, Centro Sur Amazonía, Llanos y Pacífico.

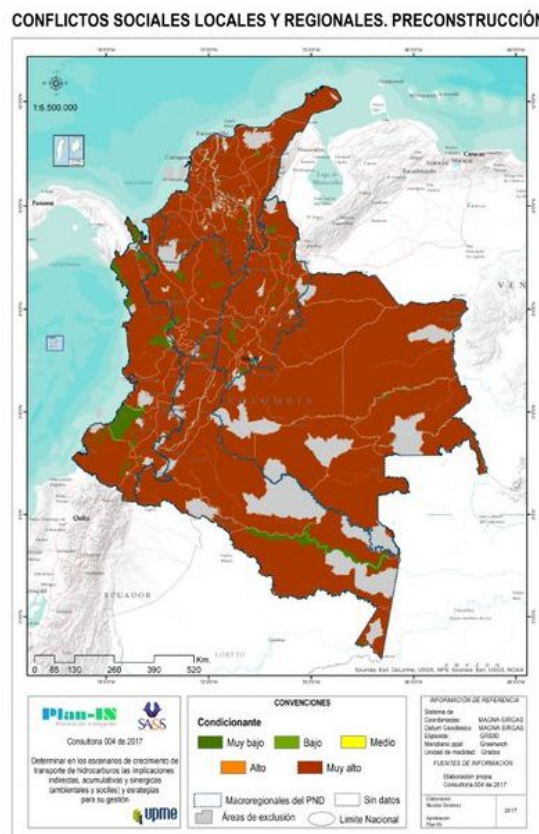
Entre los municipios con mayores sensibilidades se encuentran: La Primavera (Vichada), Cumaribo Vichada), Santa Rosalía (Vichada), El retorno (Guaviare) y Medio Atrato (Chocó).

Ilustración 20. Mapa sensibilidad Generación de Expectativas



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

Ilustración 21. Mapa Sensibilidad Conflictos Sociales locales y regionales



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

### Conflictos Sociales locales y regionales

El mapa de sensibilidad a conflictos sociales y regionales muestra que casi la totalidad del territorio colombiano es altamente sensible a esta implicación. Esta sensibilidad es concordante con lo expresado por los expertos en los talleres regionales, quienes manifestaron el alto impacto de este tipo de implicaciones en esta fase del desarrollo de los proyectos.



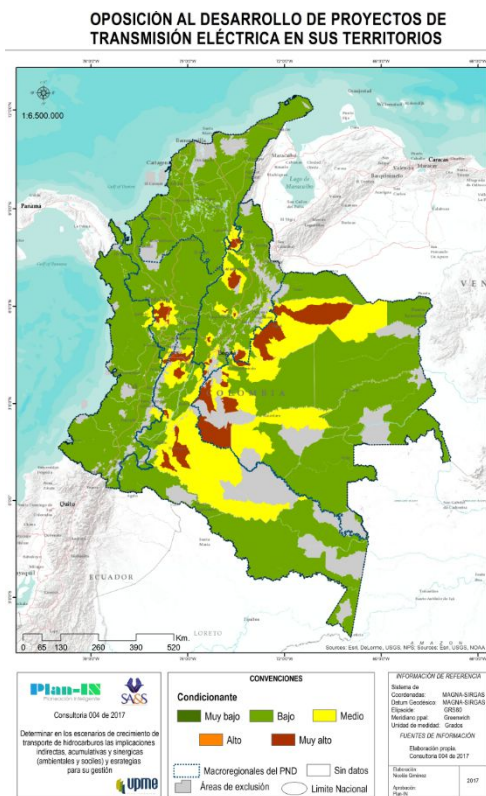
Esta territorialización se elaboró con el análisis de tres indicadores: zonas ambientalmente sensibles, superposición con otros proyectos de interés regional o nacional y presencia de territorios con solicitudes de restitución de tierras.

**Oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional**

La sensibilidad territorial a la oposición al desarrollo de proyectos de transmisión de energía es alta hacia el piedemonte de la cordillera oriental. Estas áreas corresponden a municipios en donde se han realizado o se ha solicitado el desarrollo de consultas populares para tomar decisiones respecto a la prohibición y aceptación del desarrollo de actividades minero-energéticas.

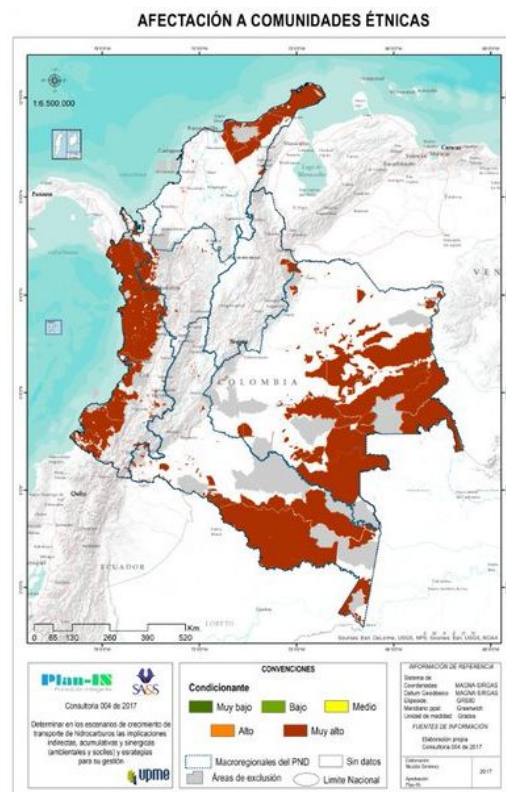
En sensibilidad media se encuentran los municipios que colindan con los anteriores, dada la susceptibilidad que se genera en los mismos, producto de la influencia de los municipios que tienen consultas populares en curso (Ilustración 22).

*Ilustración 22. Mapa Sensibilidad oposición al desarrollo de proyectos sectoriales del orden regional y nacional*



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

*Ilustración 23. Mapa Sensibilidad Afectación a comunidades étnicas*



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

Las regiones con mayores áreas en sensibilidades muy alta y media son Llanos y Centro Sur Amazonía, aunque se pueden observar pequeñas zonas en el centro del país con el mismo comportamiento.

#### Afectación a comunidades étnicas

Otra condición territorial que genera alta sensibilidad al desarrollo de este tipo de proyectos, es la presencia de comunidades étnicas dada su alta susceptibilidad a cualquier tipo de cambio que se pueda generar en las reglas de uso del territorio, como son las restricciones al uso que se imponen con una servidumbre de una línea de transmisión. En la Ilustración 23, se observan con una muy alta sensibilidad las áreas correspondientes a territorios étnicos.

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

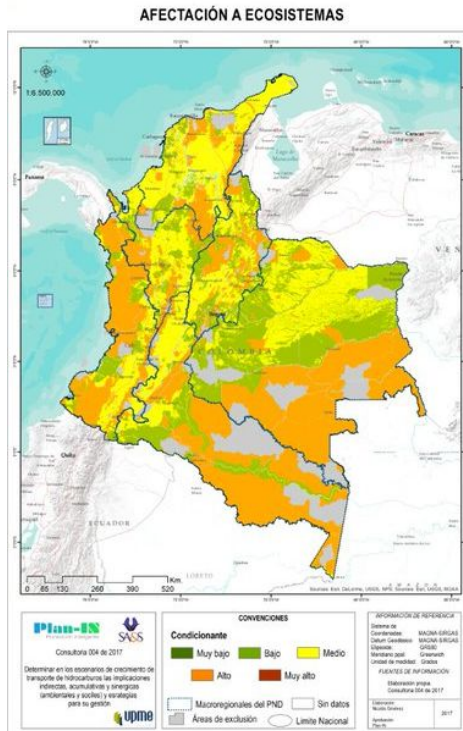
##### 3.4.4.1 Fase construcción

#### Afectación de ecosistemas

Las actividades asociadas a la construcción de líneas de transmisión pueden afectar los ecosistemas, cuando la vegetación sobre la cual se constituye la servidumbre es de portes altos (mayor a 2 m). Cuando el proyecto atraviesa zonas ambientalmente sensibles estas implicaciones pueden generar efectos no deseados en el territorio. Otro factor que incrementa la sensibilidad del territorio a este tipo de implicaciones es la vulnerabilidad al cambio climático; ecosistemas altamente sensibles al cambio climático tienen mayor vulnerabilidad a afectaciones por intervenciones antrópicas.

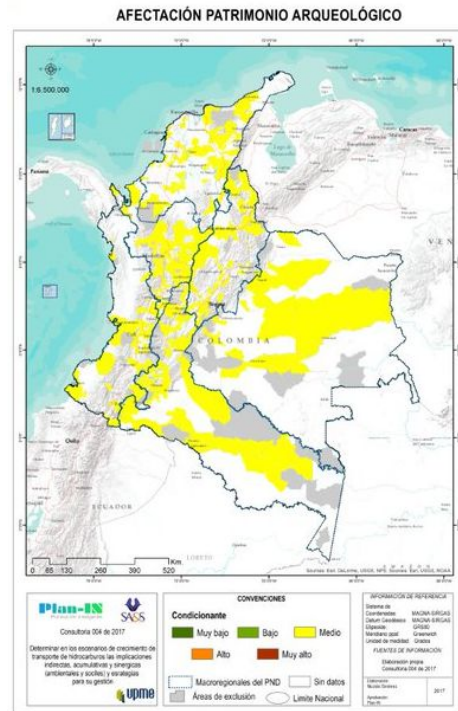
La región Pacífica, Llanos y Centro Sur Amazonía, presentan extensiones importantes en alta sensibilidad, tal como se muestra en la Ilustración 24. El 35% de territorio presenta una sensibilidad media, localizada principalmente en las regiones de los Llanos, El Caribe, Centro Oriente y Bogotá y Eje Cafetero y Antioquia.

Ilustración 24. Mapa Sensibilidad Afectación de ecosistemas.



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

Ilustración 25. Mapa Sensibilidad Afectación al patrimonio arqueológico



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

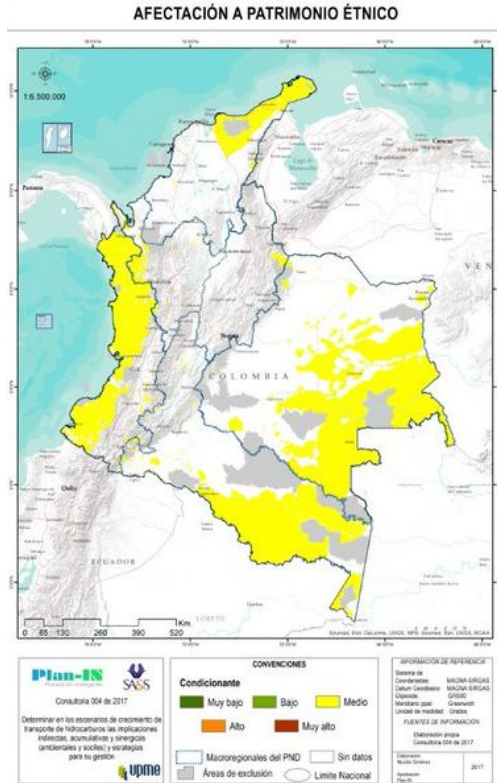
### Afectación al patrimonio arqueológico

La construcción de proyectos de transmisión eléctrica puede generar afectaciones culturales en las áreas de influencia directa. Estas implicaciones pueden exacerbarse cuando se está en presencia de áreas de alto potencial arqueológico, dado el riesgo de afectación del patrimonio cultural en estas zonas (Ilustración 25). Dichas áreas poseen una sensibilidad media y se presentan en las seis macroregiones del país.

### Afectación al patrimonio étnico

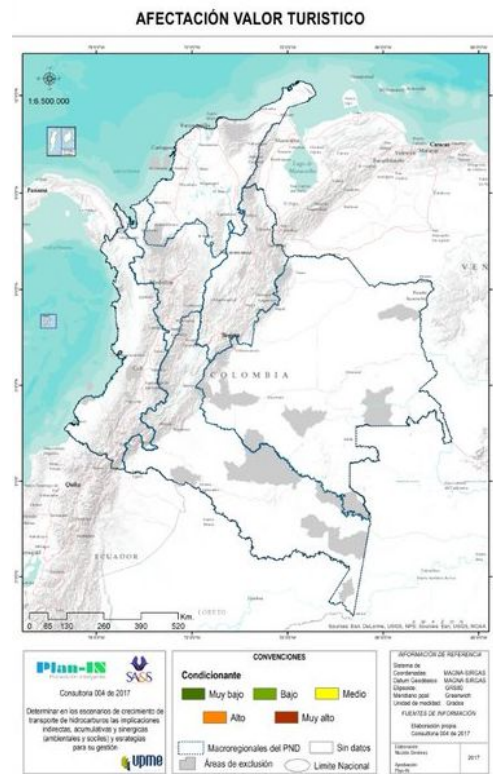
Territorios con presencia de grupos étnicos tienen también mayor sensibilidad a la implicación de afectación al patrimonio cultural. Las regiones con mayores áreas con este tipo de sensibilidad son Caribe, Pacífico, Llanos y Centro Sur Amazonía (Ilustración 26). Los departamentos más sensibles son La Guajira, César, Amazonas, Vichada, Vaupés, Valle del Cauca, Chocó, Cauca y Guaviare.

Ilustración 26. Mapa Sensibilidad Afectación Patrimonio étnico



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

Ilustración 27. Mapa Sensibilidad Afectación Valor Turístico



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### Afectación al patrimonio de áreas de valor turístico y recreacional

Hay una tercera condición del territorio que genera mayor sensibilidad a una posible afectación del patrimonio cultural, que es la presencia de áreas de alto valor turístico y recreacional. Estas áreas son muy localizadas en el territorio y son de tipo puntual, por lo cual no se alcanzan a observar a la escala del mapa, sin embargo, a nivel local y regional pueden llegar a tener incidencia (Ilustración 27).

#### 3.5.2.2. Fase de Operación

#### Colisión de aves

Para la implicación de colisión de aves, se utiliza como indicador de sensibilidad las áreas importantes para la conservación de aves - AICAs (Ilustración 28).

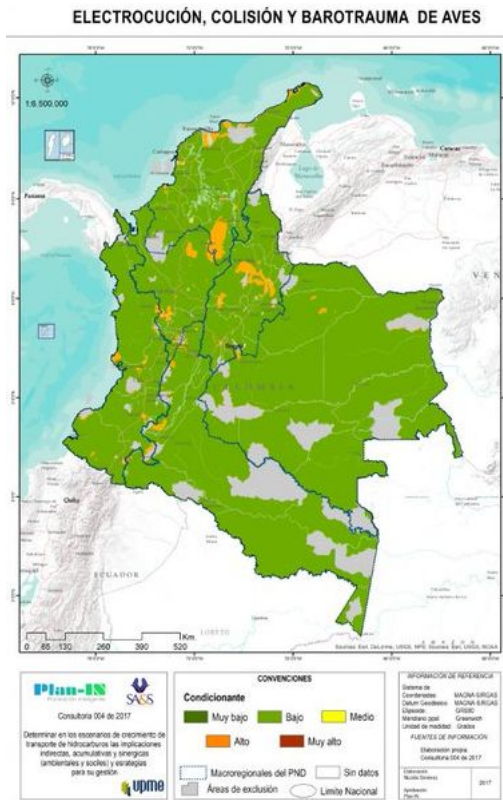
Tal como se observa en el mapa, existen áreas importantes en sensibilidad alta al sur de la región Caribe y hacia el centro de la Región Centro oriente y Bogotá. Otras áreas de sensibilidad alta, pero menor dimensión, se observan en las otras regiones del país. El resto del territorio presenta una sensibilidad baja.

**Nuevas reglas de uso y acceso a los territorios tradicionales étnicos**

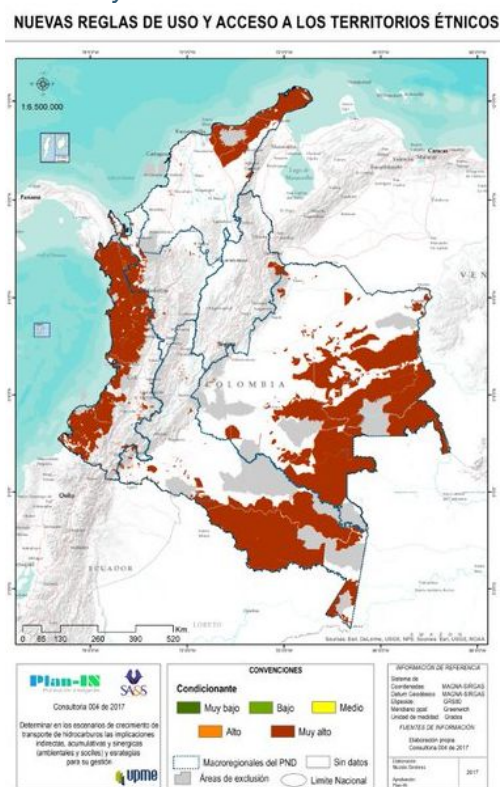
Esta sensibilidad está dada por la limitación al uso en zonas pertenecientes a las servidumbres y subestaciones, principalmente para territorios tradicionales étnicos. Se observa muy alta sensibilidad en las regiones Caribe, Pacífico, Llanos y Centro Sur Amazonía, ya que estas nuevas reglas de uso y acceso llegan a afectar el desarrollo cotidiano de estos pueblos (Ilustración 29).

Ilustración 28. Mapa Sensibilidad colisión de aves

Ilustración 29. Mapa Sensibilidad Nuevas Reglas de Uso y acceso a los territorios étnicos



Fuente: Plan-IN - SA&S,2017



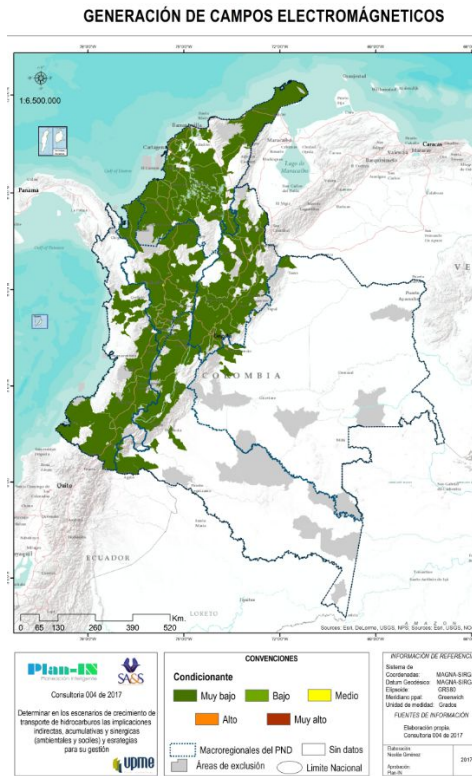
Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

**Generación de Campos Electromagnéticos**

En la operación de los proyectos de transmisión se generan campos electromagnéticos. En algunas ocasiones las comunidades asocian la generación de dichos campos con deterioro de su salud, a pesar de que este aspecto no ha podido ser comprobado científicamente. Territorios rurales con altas densidades poblacionales adquieren una sensibilidad mayor a este tipo de percepciones.

Las regiones con mayores densidades en zona rural se ven representadas en la Ilustración 30, con una sensibilidad muy baja, como la Caribe, Eje Cafetero y Antioquia y Centro Oriente y Bogotá. Las áreas en blanco son los lugares donde existe baja densidad poblacional, representando una sensibilidad poco representativa.

*Ilustración 30 Mapa Sensibilidad Generación de Campos Electromagnéticos*

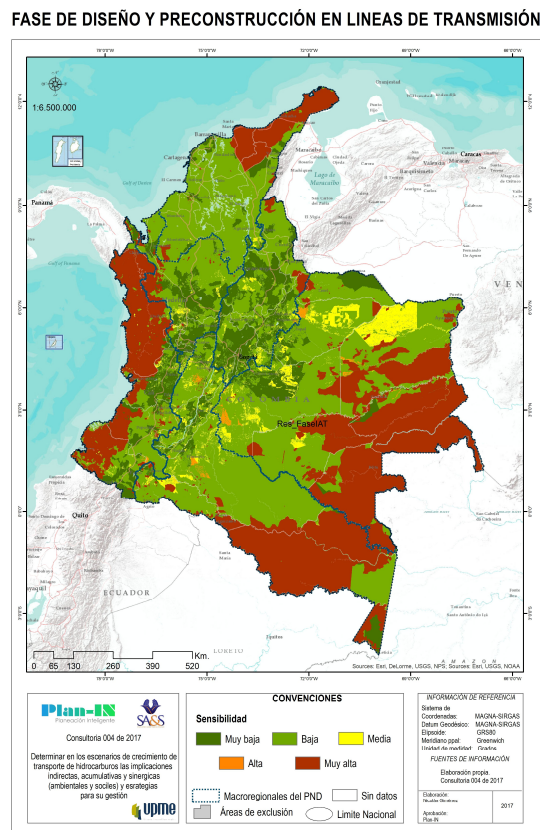


Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

### 3.6. Alertas Tempranas para las actividades de transmisión de energía

La fase de preconstrucción (Ilustración 31) muestra una sensibilidad muy alta en la parte suroriental de las regiones Centro Sur Amazonía y Llanos Orientales, al igual que en la región Pacífica y en la zona norte de la región Caribe. Esta sensibilidad está asociada, por un lado, a unas condiciones territoriales históricas de alta pobreza y desatención del Estado que hacen de estos territorios más sensibles a la generación de expectativas por el desarrollo de este tipo de proyectos. A lo anterior, se le agrega la presencia de territorios étnicos, que generan una sensibilidad territorial muy importante, dada la fragilidad cultural de los grupos indígenas y comunidades negras a cualquier intervención en sus territorios. Hacia el centro del país, se observan algunas áreas dispersas de alta y muy alta sensibilidad. Dos áreas importantes de sensibilidad muy alta se localizan al norte de la región Centro Oriente Bogotá y una de sensibilidad alta al occidente de la región Llanos Orientales.

Ilustración 31. Alertas tempranas preconstrucción transmisión



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

Unión Temporal Plan-IN- SA&S  
 Carrera 7 No.67 -28 Of. 401  
 Bogotá D.C. – Colombia

Así mismo, el condicionante de conflictos sociales y regionales, muestra una muy alta sensibilidad en casi todo el territorio nacional. Esta condición territorial deberá ser tenida en cuenta antes del inicio de cada proyecto y preferiblemente antes de la fase de preconstrucción, con el fin de anticiparse a una oposición al desarrollo de proyectos de transmisión de energía. En este caso, temas como existencia previa de proyectos de alto impacto en estos territorios, procesos de restitución de tierras y zonas ambientalmente sensibles son detonantes a la hora de emprender un proceso de constitución de servidumbres para proyectos de transmisión de energía.

Una buena noticia, es que la expansión de la transmisión eléctrica del país, tal como se observa en el PERGT, está concentrada en la zona central de Colombia. Esto implica que la mayoría de las áreas que presentan muy alta sensibilidad, localizadas hacia la periferia del país, no van a ser objeto de intervención, por lo menos en el corto y mediano plazo, de planes de expansión de transmisión de energía.

En fase de construcción de líneas de transmisión eléctrica (Ilustración 32) se observa en términos generales sensibilidades medias y altas en casi todo el país. La región Caribe, presenta sensibilidades medias en casi toda el área debido principalmente a las condiciones sociales, sin embargo, se presentan sensibilidades altas hacia los sectores del bajo cauca, estribaciones de la sierra Nevada y la zona fronteriza del Perijá.

La región Centro Oriente y Bogotá, presenta sensibilidades medias y altas asociadas a las más altas densidades poblacionales que se observan en esta región y a las dinámicas de sensibilidad especial asociadas a los mosaicos del sistema Nacional de Áreas Protegidas que complementan la visión de conservación del país.

La región Centro Sur Amazonía, presenta sensibilidades altas predominantemente, lo que significa que las sensibilidades ambientales tienen un gran peso en las dinámicas del manejo de este sector. La zona de piedemonte y cordillera presenta sensibilidades medias, lo que representa mejores condiciones de intervención de posibles proyectos.

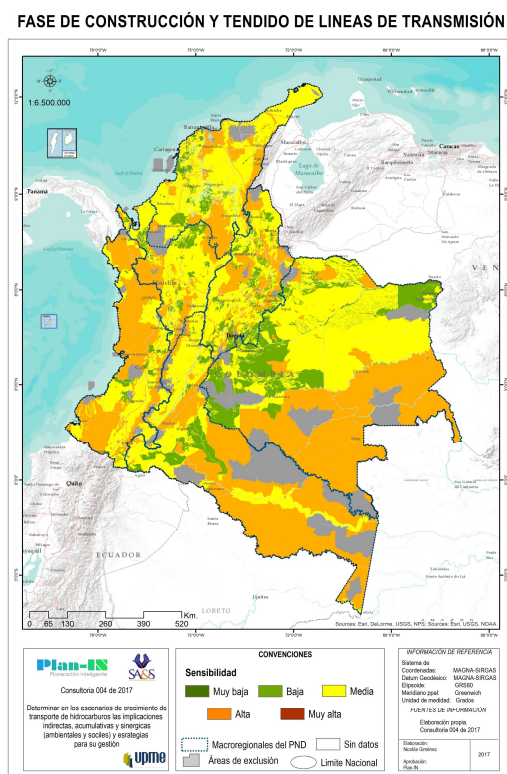
La región Eje Cafetero y Antioquia, presenta sensibilidades medias predominantemente, sin embargo, hacia las zonas ribereñas del Cauca y Atrato presenta sensibilidades altas relacionadas con el condicionante de afectación de ecosistemas, lo que genera en construcción una mayor afectación por intervenciones en áreas más sensibles desde el punto de vista ecosistémico,

La región Llanos, presenta sensibilidades medias y altas en gran parte del área. Las dinámicas más importantes de atención están relacionadas con sensibilidad de ecosistemas y con áreas tradicionales de grupos étnicos, por lo que deberán ser las prioridades de manejo en caso de que se desarrollen proyectos en estos sectores.



La región Pacífico, presenta altas sensibilidades asociadas a factores ambientales y étnicos en gran parte del área. Sin embargo, como se ha mencionado, los proyectos del escenario están enfocados más hacia el centro del país.

Ilustración 32. Alertas tempranas construcción transmisión

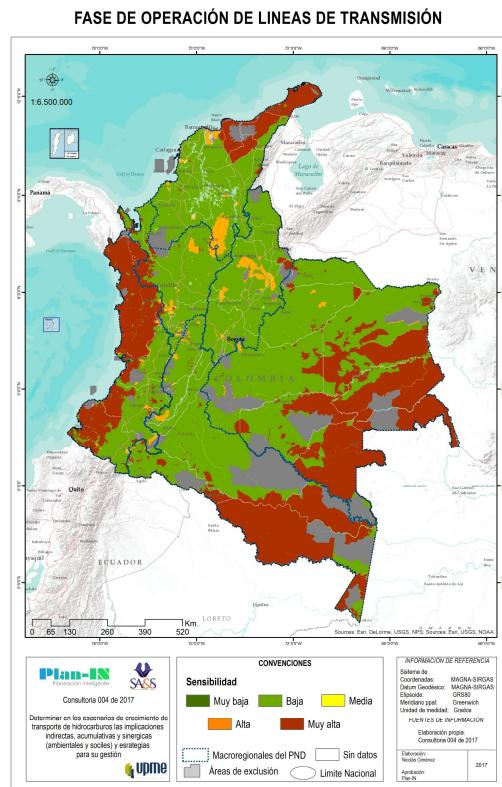


Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

En operación de líneas de transmisión eléctrica (Ilustración 33 Ilustración 32) se observa en términos generales sensibilidades bajas en casi todo el país. Sensibilidades muy altas se observan asociadas a territorios colectivos, donde la servidumbre de los tendidos puede generar cambios en las dinámicas de uso y manejo tradicional de estos grupos, de allí la mayor sensibilidad. La sensibilidad de estos territorios en la fase de operación de líneas de transmisión es un aspecto que debe tenerse muy en cuenta en los procesos de consulta previa con comunidades étnicas, de tal forma que se pueda anticipar la generación de este tipo de implicaciones no deseadas en territorio. Dado que la localización de las áreas con sensibilidad alta se presenta hacia las áreas periféricas del país y en éstas no se tiene proyectada la expansión del STN, no representarían dificultades para el desarrollo de la expansión de la transmisión.

Se observan además algunas áreas de sensibilidad alta dispersas a lo largo de las regiones, estas corresponden fundamentalmente con zonas en donde podría exacerbarse una posible afectación a aves por corresponder a áreas de alta importancia para la conservación de este tipo de fauna.

*Ilustración 33 Alertas tempranas operación transmisión*



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

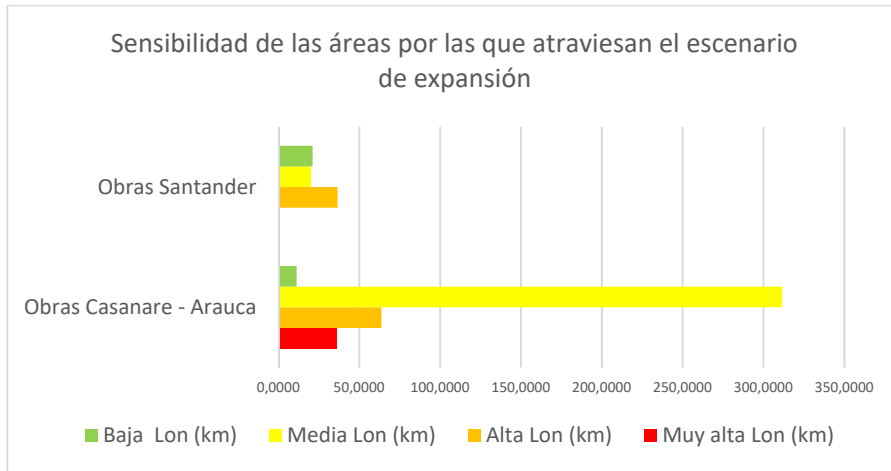
### 3.7. Alertas Tempranas para el escenario de expansión

El escenario de expansión presenta dos áreas hacia las cuales se debe realizar la expansión: obras de Santander y obras en Casanare y Arauca.

Las obras de Santander presentan sensibilidades altas principalmente, debido a los condicionantes socioambientales que las caracterizan.

Las obras en Casanare y Arauca presentan una dinámica más sensible donde predominan las sensibilidades medias, pero se presenta un importante sector en sensibilidades altas y muy altas.

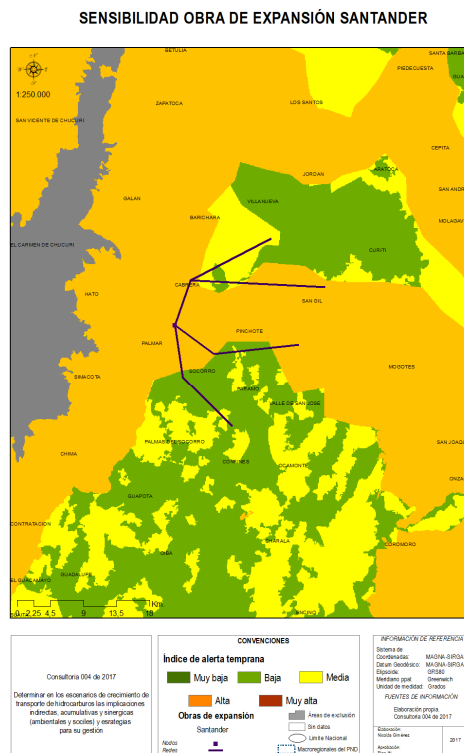
Ilustración 34 Sensibilidad de las áreas del escenario de expansión.



Fuente: Plan-IN - SA&S, 2017, 2017

Las obras de Santander presentan específicamente las siguientes sensibilidades:

Ilustración 35 Sensibilidad del escenario de expansión Obras Santander



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

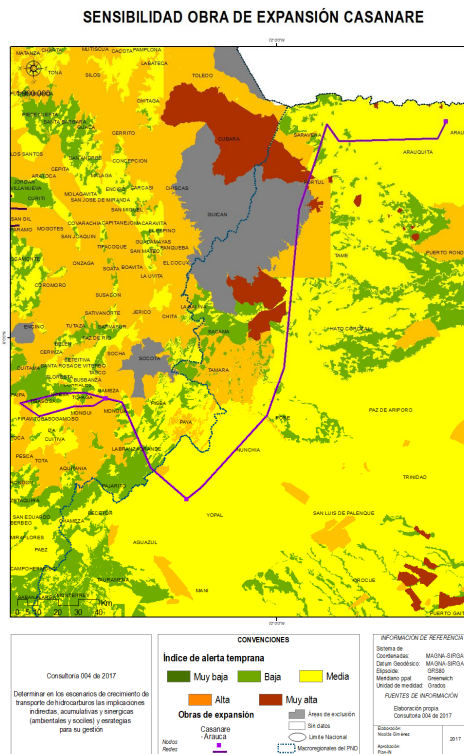
Unión Temporal Plan-IN- SA&S  
Carrera 7 No.67 -28 Of. 401  
Bogotá D.C. – Colombia

Como puede observarse, predominan las sensibilidades muy altas y altas. Esta mayor sensibilidad está dada por los condicionantes ambientales, especialmente la dinámica ecosistémica y la variedad de zonas de importancia para la conservación de aves.

Esto significa que el desarrollo de estas obras debe contemplar medidas ambientales acordes con estas sensibilidades, buscando incorporar las mejores prácticas para el sector.

Con respecto a las obras en Casanare y Arauca, que comprenden una mayor área, las sensibilidades están expresadas de la siguiente manera:

*Ilustración 36 Sensibilidad del escenario de expansión Obras Casanare*



Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

Como se observa, el área por la que se desenvuelve el escenario de expansión presenta predominantemente sensibilidades medias. Esto está dado en gran parte por las condiciones sociales que imprimen unas dinámicas muy particulares a este sector. Cabe anotar que los

antecedentes regionales al tema de oposición a proyectos son una dinámica que debe ser revisada y tomada en cuenta al momento de la estructuración de la gestión social del proyecto.

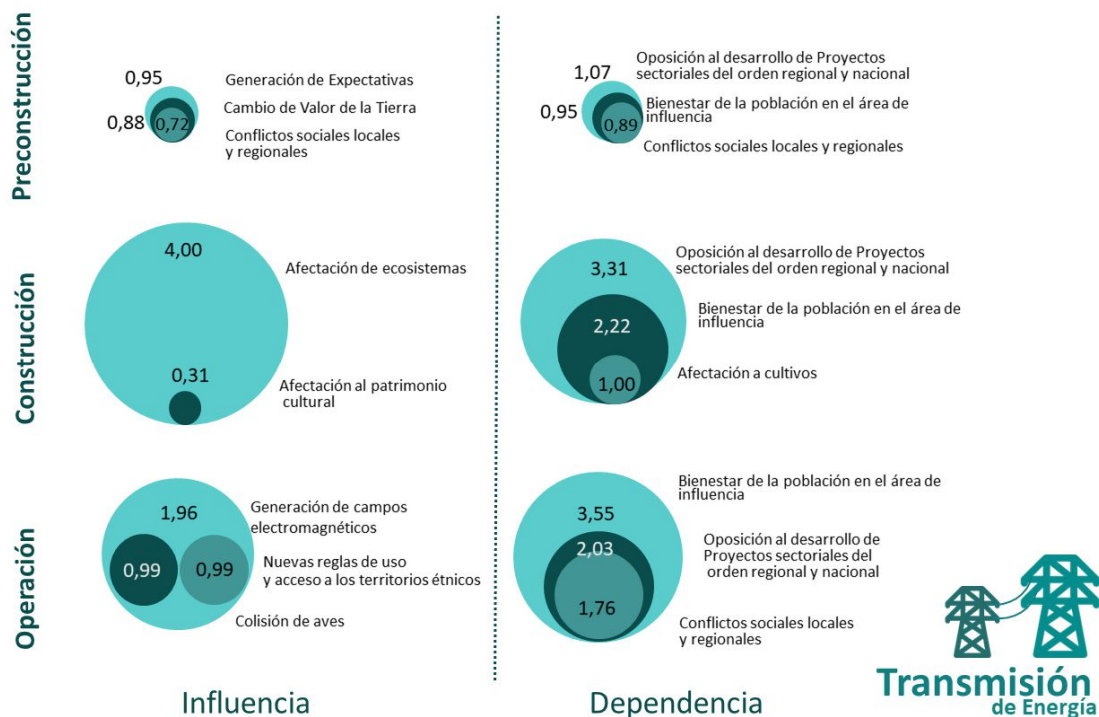
El trazado de estas obras es fundamental para no afectar áreas de especial valor ambiental asociadas al sistema de parques nacionales, específicamente el Parque Cocuy y deberá observarse una dinámica fuerte de trabajo con miras a identificar los grupos étnicos del área de influencia y las acciones y medidas de manejo para garantizar la integridad de estos grupos.

### 3.8. 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 37).

Ilustración 37. Influencias y dependencias red de transmisión eléctrica



Fuente: Plan-IN & SAS&S, 2017

Acorde con el análisis anterior, se determinó:

- En la fase de preconstrucción se debe priorizar la gestión frente a la generación de expectativas y al cambio en el valor de la tierra por la compra de predios. 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.
- El análisis de la red de implicaciones para la fase de construcción indica que se debe priorizar la gestión en la afectación a ecosistemas y en el patrimonio cultural, de esta manera, menguar los efectos esperados más dependientes que son la oposición al desarrollo de proyectos sectoriales de orden regional y nacional, cambios en el bienestar de la población en el área de influencia y afectación a cultivos.

Para la fase de operación de los proyectos de transmisión los efectos esperados son cambios en el bienestar de la población en el área de influencia, oposición al desarrollo de proyectos sectoriales de orden regional y nacional y los conflictos sociales locales y regionales, que pueden ser atendidos con la priorización de gestión en la percepción de la comunidad hacia la generación de campos electromagnéticos, colisión de aves y nuevas reglas de uso y acceso a los territorios étnicos.

## Capítulo 4. Metodología para cuantificar costos y beneficios de obras de transmisión de energía

En este capítulo se presentan algunas experiencias de valoración económica de proyectos de transmisión, el enfoque metodológico de la propuesta metodológica para la valoración de costo beneficio de los proyectos de transmisión de energía eléctrica y la definición de los impactos a valorar.

### 4.1 Experiencias nacionales en valoración económica de proyectos de transmisión eléctrica

A nivel local, la Autoridad de Licencias Ambientales (ANLA) es la encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible del país, para el presente caso del Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano. Uno de los requisitos para obtener una licencia ambiental es presentar una valoración económica justificada y consistente con todo el estudio de impacto ambiental. En este contexto, se identifican las siguientes valoraciones económicas de proyectos de líneas de transmisión eléctrica a los que recientemente ANLA les ha otorgado una licencia ambiental:

#### 4.1.1. Valoración económica de la Conexión Antioquia-Medellín-Ancón Sur y Líneas de Transmisión Asociadas

El proyecto consiste en la construcción de líneas de transmisión en estructuras auto soportadas doble circuito a 500 kV con una longitud aproximada de 109,58 km, y de 21,84 Km para la línea a 230 kV Medellín – Ancón Sur. Cabe resaltar que para la línea a 230Kv de 11,38 km abarca 4 circuitos ya que se comparte Estructura entre la conexión de la SE Medellín con la SE Ancón Sur y la conexión Medellín con la Línea de Occidente. La valoración económica permitió demostrar la viabilidad del proyecto debido a que el análisis costo beneficio arrojó como resultado que los beneficios generados serían mayores a los costos. Con ello, ANLA otorgó licencia ambiental a este proyecto por medio de la Resolución No. 00441 del 24 de abril de 2017.

#### 4.1.2. Estudio de impacto ambiental de la Línea de Transmisión a 230 kV Montería-Urabá y Subestación Asociada

El proyecto Línea de Transmisión Montería – Urabá 230 kV y su subestación asociada, tuvo como objetivo la construcción de la nueva Subestación Montería 230 kV encapsulada tipo GIS

y la línea en circuito sencillo 230 kV con una longitud aproximada de 131,83 km, desde la nueva Subestación Montería 230 kV hasta la actual Subestación Urabá 230 kV, atendiendo las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012-2025”, adoptado mediante la Resolución MME No. 9 1159 del 26 de diciembre de 2013. En este caso, ANLA consideró que la valoración económica incluida en el estudio de impacto ambiental fue adecuada en su planteamiento metodológico, cuantificación y resultados. Así, mediante la Resolución No. 00331 del 31 de marzo de 2017 las obras de transmisión de energía relacionadas anteriormente obtuvieron su licencia ambiental.

#### 4.1.3. Valoración económica de la Construcción de la Segunda Línea Bolívar-Cartagena a 220kV

Este proyecto contempla: i) la construcción de una línea en circuito sencillo 220 kV, desde la Subestación Bolívar 220 kV hasta la Subestación Cartagena 220 kV con una longitud aproximada de 19,82 km; ii) instalación de una bahía de línea 220 kV en la subestación Bolívar 220 kV; y iii) la instalación de una derivación de bahía de línea 220 kV en la subestación Cartagena 220 kV. Con el otorgamiento de la licencia ambiental para este proyecto, mediante la Resolución No. 01357 del 11 de noviembre de 2016, se aprobó la valoración económica de este proyecto.

#### 4.2. Marco teórico de valoración económica de impactos aplicado en proyectos de transmisión de energía eléctrica

En la valoración de los costos y beneficios asociados a los proyectos de transmisión de energía eléctrica se deben identificar los efectos directos e indirectos que éstos generan sobre los consumidores. Como efectos directos se entienden aquellos beneficios o costos derivados del proyecto que perciben los usuarios al consumir el servicio de energía eléctrica. Por otro lado, los efectos indirectos son aquellos beneficios o costos vinculados al proyecto, y que perciben los usuarios al consumir otros bienes y servicios. Estos efectos indirectos operan a través de mecanismos que en economía se denominan externalidades.

Las externalidades son costos o ingresos (externalidades negativas o positivas, respectivamente) que un individuo o empresa impone o proporciona a otros sin compensarlos (en externalidades negativas), o sin recibir nada a cambio (en externalidades positivas) (Krugman & Wells, 2006).



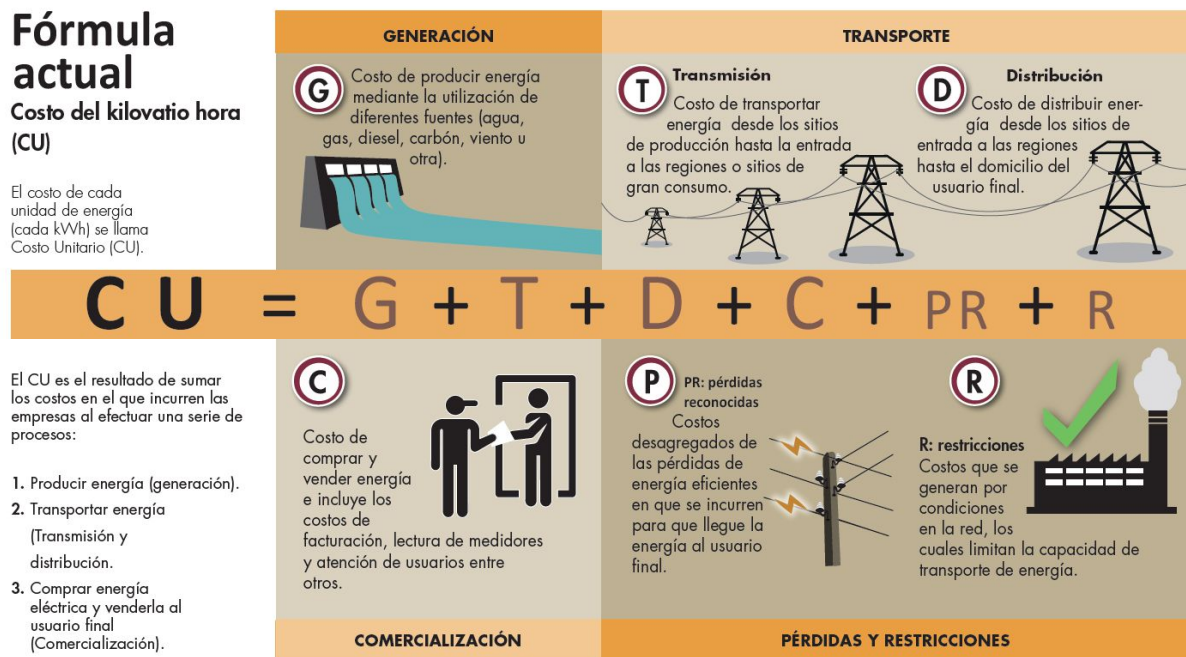
Para analizar los beneficios y costos de un proyecto de transmisión de energía eléctrica se deben reconocer los efectos del proyecto sobre los consumidores, y los canales a través de los cuales operan dichos efectos. Para desarrollar este análisis, se estudian los efectos directos e indirectos por separado y su operatividad sobre dichos agentes (los consumidores).

#### 4.2.1. Efectos directos de los proyectos de transmisión de energía eléctrica

Los proyectos de transmisión de energía eléctrica mejoran la capacidad de transmisión de la red, y aumentan su confiabilidad. De este modo, un proyecto de transmisión permite transportar mayores niveles de energía en una red de transmisión a un costo dado, y eventualmente brinda la posibilidad de reducir los costos del componente de transmisión de la tarifa.

Con base en lo anterior, en el análisis de los efectos directos de un proyecto de transmisión sobre los usuarios se debe tener en cuenta la fórmula actual del costo por kilovatio/hora - kWh. La Ilustración 38 resume el esquema tarifario vigente definido en la Resolución CREG 119 de 2007.

Ilustración 38. Fórmula actual costo unitario kWh



Fuente: CREG (2016). Cartilla Energía Eléctrica. Propuesta para modificar su costo unitario. Resolución CREG 240B de 2015.

Según la Ilustración 38, el costo del kilovatio hora está en función de:

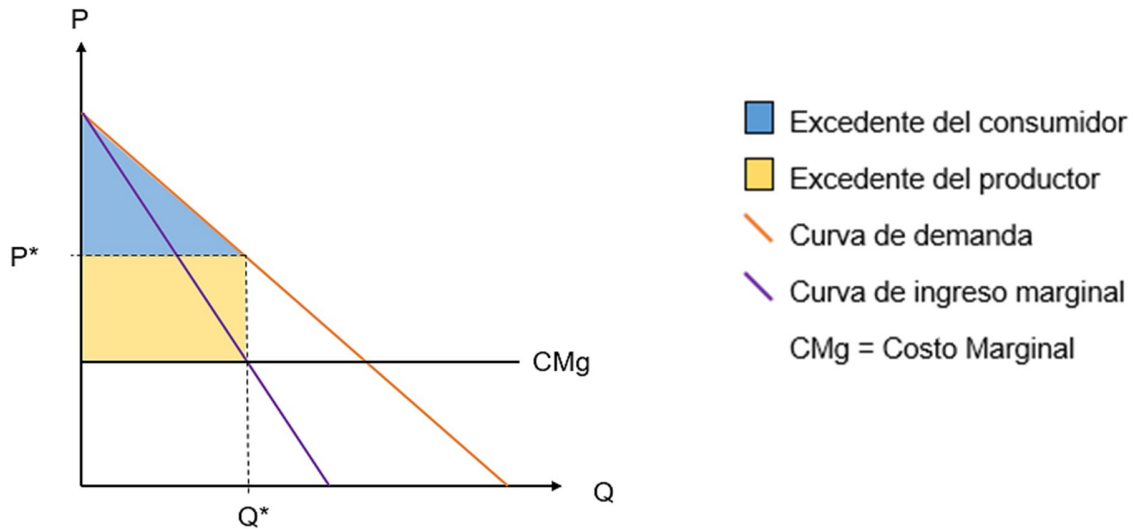
- Costo de la generación (G): costo de producir la energía mediante la utilización de diferentes fuentes.
- Costo de la transmisión (T): costo de transportar la energía desde el sitio de generación hasta la entrada a las regiones o sitios de gran consumo.
- Costo de distribución (D): costo de distribuir la energía desde los sitios de entrada a las regiones hasta el domicilio del usuario final.
- Costo de comercialización (C): costo de comprar y vender energía. Incluye el costo de facturación, lectura de medidores y atención a los usuarios.
- Costo por pérdidas reconocidas (PR): costo desagregados de las pérdidas de energía eficientes en que se incurren para que llegue la energía a los usuarios finales.
- Costo de las restricciones (R): Costo generados por las condiciones de la red, que limitan la capacidad de transporte de energía.

Como se mencionó al principio de la sección, los desarrollo en transmisión de energía mejoran la capacidad de la red y su confiabilidad. Esto permite reducir el costo de las restricciones (componente R de la tarifa), y tiene incidencia sobre los costos de transmisión (se pueden reducir o aumentar. El efecto se explica más adelante). Adicional a lo anterior, al mejorar la confiabilidad de la red, mejora la calidad del servicio, con lo que se genera una ganancia para los consumidores.

Estos beneficios descritos se pueden ver de forma analítica a través de las ganancias en el excedente del consumidor. Las gráficas a continuación explican de forma más clara el efecto que tienen este tipo de proyectos sobre los consumidores, teniendo en cuenta que la transmisión de energía es un monopolio regulado.

Un monopolio maximiza su beneficio donde la curva de costo marginal se cruza con la curva de ingreso marginal. La Ilustración 39 muestra el equilibrio del monopolio.

Ilustración 39. Efecto de proyectos de transmisión sobre el excedente del consumidor (Oferta y demanda de energía eléctrica)



Fuente: Elaboración propia con base en Krugman & Wells (2007).

Como se muestra en la ilustración anterior, tanto la oferta como la demanda son funciones del precio por kWh.

Ecuación 5. Funciones de oferta y demanda de energía eléctrica

$$Q_{ofertada} = F (Img (f(\text{precio kWh})), Cm_g)$$

$$Q_{demandada} = F (\text{Precio kWh})$$

Donde:

$Q_{ofertada}$ : Cantidad de energía transportada ofertada

$Q_{demandada}$ : Cantidad de energía transportada demandada

$Img$ : ingreso marginal del monopolista. Es el ingreso que recibe el monopolista por transportar una unidad adicional de energía. Está en función de la curva de demanda a la que se enfrenta el monopolio, y, por ende, depende del precio por kWh.

$Cm_g$ : costo marginal del monopolista. Es el costo en que incurre el monopolio por transportar una unidad adicional de energía. Depende de la estructura de costos.

El costo marginal del monopolista en el negocio de la transmisión es función del componente T y R de la tarifa, definidos arriba. La Ecuación 6, recoge la función de costo marginal.

*Ecuación 6. Costo unitario de energía por hora*

$$\text{Costo marginal} = f(T) + f(R)$$

Donde,

$$T = \frac{\text{Costo mensual actualizado de la infraestructura de transmisión}}{\text{Total de energía transportada en la red de transmisión (kWh)}}$$

R = costo de las restricciones de capacidad de la red de transmisión

Así pues, el desarrollo de un proyecto de transmisión afecta la función de costo marginal del monopolista en la medida que reduce el costo de las restricciones de capacidad de la red, y dependiendo de la cantidad adicional de energía transportada por la red y de los costos del proyecto de transmisión, puede disminuir el componente T que compone la tarifa. Esto último se hace más claro con las siguientes ecuaciones:

*Ecuación 7. Componente T (antes del proyecto)*

$$T_1 = \frac{CI}{E}$$

*Ecuación 8. Componente T (después del proyecto)*

$$T_2 = \frac{CI + \Delta CI}{E + \Delta E}$$

Donde:

$T_1$ : costo de la transmisión antes del proyecto.

$T_2$ : costo de la transmisión después del proyecto.

CI: costo anual equivalente de la infraestructura.

E: Energía transportada en la red de transmisión.

$\Delta CI$ : Incremento del costo de la infraestructura debido a la nueva inversión por el proyecto de transmisión.

$\Delta E$ : Energía adicional que se conecta a la red de transmisión debido al proyecto.

En el caso que:

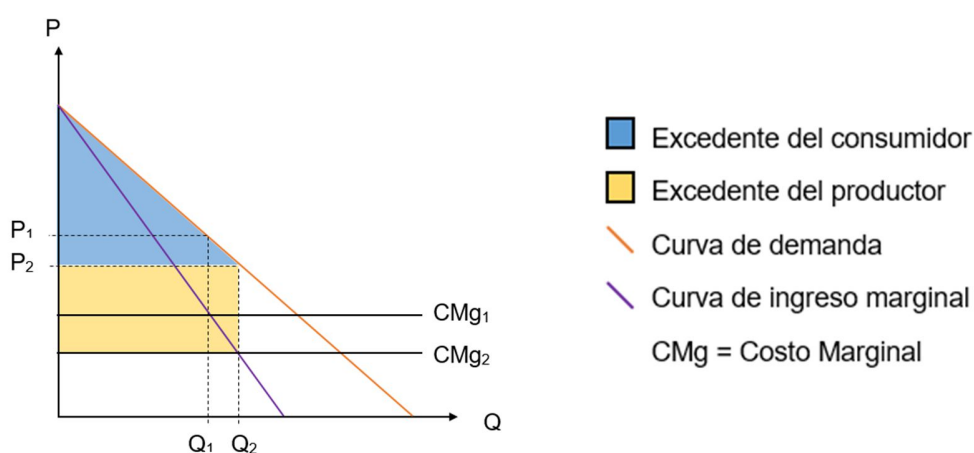
$$\frac{CI}{E} > \frac{\Delta CI}{\Delta E}$$

Entonces:

$$T_2 < T_1$$

Así pues, al disminuir el componente R, y eventualmente disminuir el componente T de la función de costo marginal, se genera un desplazamiento de la curva de costo marginal hacia abajo, lo que genera una nueva cantidad ofertada/demandada de equilibrio a un nuevo precio. Esto se aprecia en la Ilustración 40.

Ilustración 40. Efecto sobre el excedente del consumidor por disminución del componente T  
Fuente:

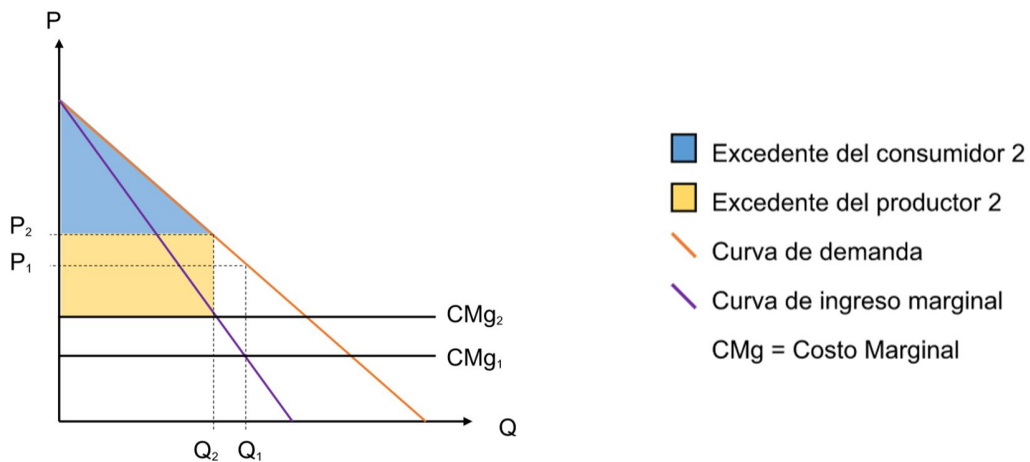


Fuente: Unión temporal Plan-IN & SA&S, 2017 con base en Krugman & Wells (2007)

Al comparar la Ilustración 40 y la Ilustración 41 es posible observar que el excedente del consumidor aumenta dado el desplazamiento de la curva de costo marginal, representando una ganancia para todos los usuarios.

Cabe anotar que en el caso en el que el componente T de la tarifa aumente debido al proyecto, el efecto sobre la función de costo marginal dependerá de la magnitud del cambio en el componente T frente al cambio en el componente R. En el caso que la magnitud del cambio en el componente R sea mayor a la magnitud del cambio en el componente T, el impacto sobre el excedente del consumidor sigue igual al descrito en la Ilustración 40. Por el contrario, si la magnitud del cambio en el componente R es menor a la magnitud del cambio en el componente T, la función de costo marginal se desplaza hacia arriba generando una pérdida de bienestar en los consumidores, esto último se aprecia en la Ilustración 41.

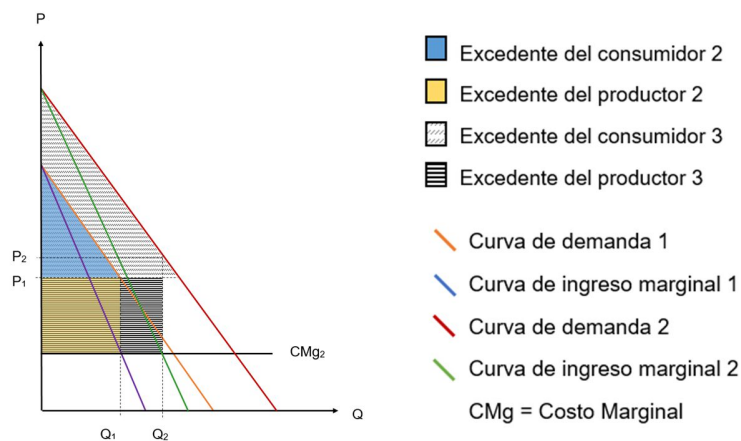
Ilustración 41. Efecto sobre el excedente del consumidor por aumento en el componente T



Fuente: Unión temporal Plan-In & SA&S, 2017 con base en Krugman & Wells (2007)

Adicional a los beneficios mencionados, los proyectos de transmisión mejoran la confiabilidad de la red, es decir, que la probabilidad de racionamiento se hace menor. Esto tiene como efecto un desplazamiento horizontal hacia la derecha de la curva de demanda. Lo anterior implica que, a una cierta cantidad de energía los consumidores están dispuestos a pagar más debido a una mejora en la calidad del servicio. Ilustración 42 muestra este efecto.

Ilustración 42. Efecto sobre el excedente del consumidor por mejora en la confiabilidad de la red de transmisión



Fuente: Unión temporal Plan-In & SA&S con base en Krugman & Wells (2007).

Así pues:

$$\text{Excedente consumidor}_1 < \text{Excedente consumidor}_2 < \text{Excedente consumidor}_3$$

En conclusión, los proyectos de transmisión pueden tener un efecto directo positivo sobre los consumidores, y se ve reflejado en el aumento del excedente del consumidor cuando se desplaza la curva de costo marginal hacia abajo, y la curva de demanda hacia la derecha.

#### 4.2.2. Efectos indirectos de los proyectos de transmisión de energía eléctrica

Los efectos indirectos de los proyectos de transmisión de energía están relacionados con las afectaciones externas que éstos tienen sobre el consumo de otros bienes y servicios. Tales efectos pueden ser positivos o negativos. Los efectos positivos asociados a los proyectos de transmisión pueden ser:

- Al mejorar la confiabilidad de la red se reduce el número de horas de racionamiento, pudiéndose aumentar las horas de servicio de alumbrado público en las horas de la noche. Existe la posibilidad de que esto signifique un impacto positivo en:
  - El comercio de una región
  - El disfrute del espacio público
  - La reducción en la percepción de inseguridad
  - La accidentalidad vial
- Al disminuir las horas de racionamiento, las familias o los usuarios finales pueden hacer uso de los electrodomésticos un número mayor de horas.
- Al mejorar la confiabilidad y la capacidad de la red de transmisión, se mejoran las condiciones para la prestación de servicios sociales como la educación, y la salud.

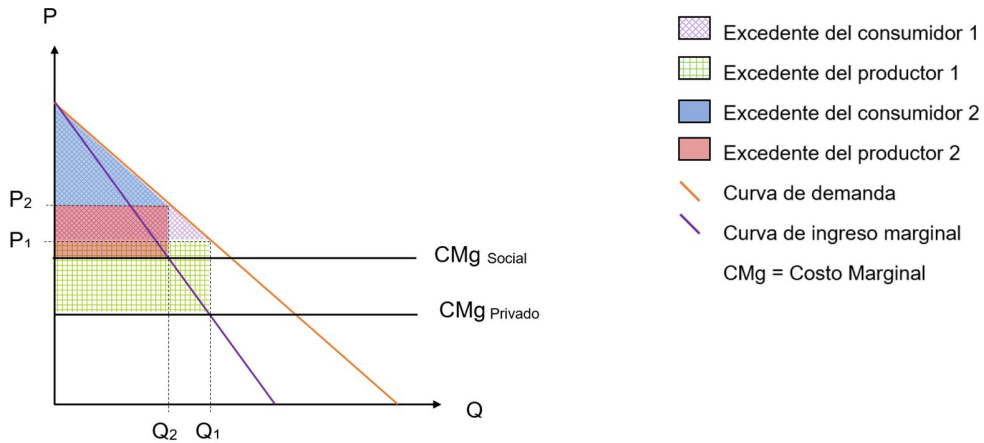
Los efectos negativos son en su mayoría impactos socioambientales inherentes al proyecto, tales como:

- Cambio en los ecosistemas
- Modificación del paisaje
- Afectación a las comunidades de aves

A continuación, se analiza la operatividad de las externalidades negativas y positivas en el equilibrio de un mercado monopólico regulado.

### 4.1.3.1. Externalidades Negativas

Ilustración 43. Cambio en el punto óptimo generado por externalidades negativas



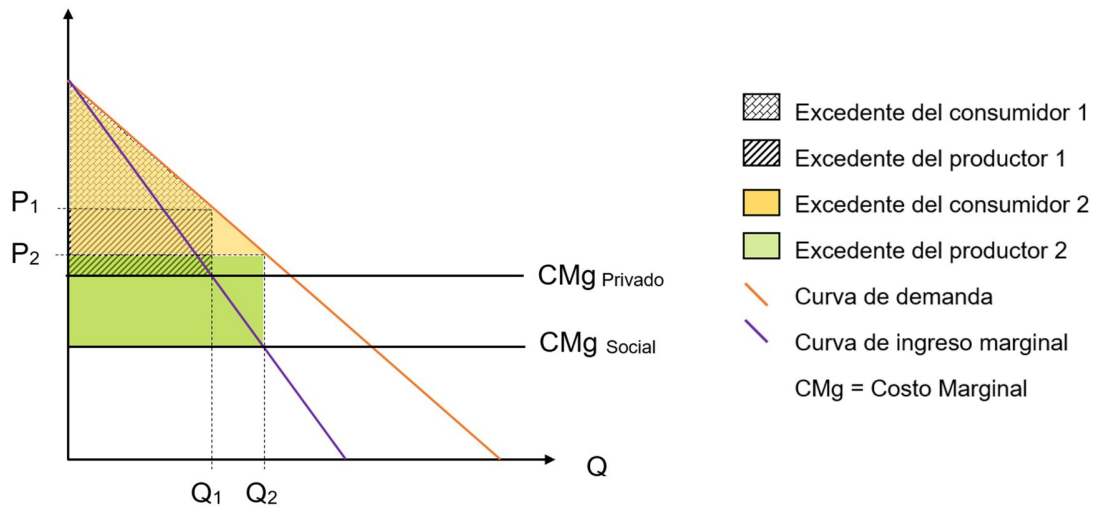
Fuente: Unión temporal Plan-In & SA&S con base en Krugman & Wells (2007).

La Ilustración 43 muestra la interacción entre la oferta y la demanda en un mercado con un equilibrio en una cantidad transada  $Q_m$  a un precio  $P_m$ . Sin embargo, si en el proceso productivo se generan externalidades negativas, el punto óptimo estaría dado por el cruce entre la curva de ingreso marginal y la curva del coste marginal social (incluye el costo de la actividad productiva generado a la sociedad en general). Así entonces, el equilibrio de mercado óptimo se daría en el punto  $Q^*$  a un precio  $P^*$ . Nótese que en este nuevo equilibrio de mercado se transan menos cantidades a un precio mayor.



### 4.1.3.2. Externalidades Positivas

Ilustración 44. Cambio en el punto óptimo generado por externalidades positivas



Fuente: Unión temporal Plan-In & SA&S con base en Krugman & Wells (2007).

En un mercado con externalidades positivas en producción ocurre lo inverso que en el caso de las externalidades negativas. Ahora la curva de costo marginal social (dadas las externalidades positivas, el costo social es menor al costo privado de llevar a cabo la actividad productiva) está desplazada hacia abajo con respecto a la curva de costo marginal privado (Ilustración 44). En el punto óptimo en donde se reconoce el valor de las externalidades, la cantidad transada es mayor a un precio menor.

Lo anterior pone de manifiesto la necesidad de valorar tanto las externalidades negativas como las positivas para poder emitir un juicio respecto al beneficio que tiene un proyecto de transmisión sobre toda la sociedad.

### 4.3. Selección de los costos y beneficios del transporte de energía eléctrica

Para la selección de costos y beneficios a cuantificar se tuvo en cuenta:

1. La tipificación de los impactos positivos y negativos directos e indirectos relevantes que se presentan durante el desarrollo de nuevas líneas de transmisión de energía, la cual fue realizada a partir del análisis de redes de implicaciones y el desarrollo de los talleres regionales.
2. Los costos y beneficios económicos directos e indirectos derivados de la construcción y puesta en operación del proyecto de transmisión.
3. Que las variables seleccionadas pudieran ser cuantificadas en una fase temprana de planificación sectorial.

Las variables incluidas para la valoración costo beneficio se listan a continuación:

Costos:

- Costo de inversión por la ejecución del proyecto
- Modificación de la calidad del paisaje
- Afectación a las comunidades de aves
- Afectación de los ecosistemas naturales y de la cobertura vegetal

Beneficios

- Reducción de restricciones (R)
- Disminución en el costo de las horas de racionamiento (mejora de confiabilidad)
- Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes
- Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud
- Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación
- Incremento del uso y disfrute del espacio público

Variables que pueden constituir un costo o un beneficio:

- Variación del componente T de la tarifa por adición de nueva demanda<sup>13</sup>

#### 4.4. Costos y beneficios de obras de transmisión

##### 4.4.1. Costos

##### 5.2.1.1. Costo de inversión por la ejecución del proyecto

En una evaluación costo beneficio, el primer componente a considerar es el costo de inversión del proyecto. Hay que considerar dentro de los costos totales, los costos de inversión directa e indirecta del proyecto, que se representa como el valor del mismo en unidades constructivas y amplificado por un factor de riesgo que recoge la incertidumbre a la que se enfrentan los oferentes al momento de implantar el proyecto en territorio. Adicionalmente, se considera un deflactor para indexar los valores de las unidades constructivas al año en que empieza el proyecto.

*Ecuación 9.*

$$\text{Costo Inversión} = UC * \text{Deflactor} * Fr$$

Donde:

*UC*: costo del proyecto en unidades constructivas (las Unidades Constructivas son definidas por la CREG y el costo inicial del proyecto lo define la UPME)

*Fr*: factor de riesgo esperado

*Deflactor*: como los valores de las UC están en COP 2008, se deflactan los valores. Así pues, este deflactor corresponde a:

$$\text{Deflactor} = \frac{IPP_i}{IPP_{2008}}$$

Donde

*IPP<sub>i</sub>*: índice de precios al productor del año en que empieza el proyecto

*IPP<sub>2008</sub>*: índice de precios al productor del año 2008.

---

<sup>13</sup> La variación de la componente T puede ser positiva o negativa, se debe evaluar para cada proyecto para saber si se incluye como un costo o un beneficio.

Las unidades constructivas son definidas en la Resolución 011 de febrero de 2009 como el “conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN”

El factor de riesgo esperado del proyecto de transmisión se propone como medida de ajuste de los valores del costo de los proyectos de transmisión en Unidades Constructivas, y los valores por los cuales son adjudicados los proyectos a los concesionarios. Este factor de riesgo esperado se define a partir del análisis estadístico de un histórico de convocatorias de la UPME.

La expresión a continuación presenta el factor de riesgo como función del promedio de los índices de riesgo de los proyectos estudiados.

$$Fr = \frac{\sum_{i=1}^N Ir_i}{N}$$

Donde:

$Fr$ : Factor de riesgo esperado

$Ir_i$ : Índice de riesgo asociado a cada proyecto

$N$ : Número de proyectos estudiados

El índice de riesgo (mencionado en la expresión anterior), asociado a cada proyecto se construye a partir de un conjunto de datos históricos de proyectos. Dichos datos históricos comprenden los VPN´s ofertados y sus valores en unidades constructivas. La siguiente ecuación define el índice de riesgo mencionado:

$$Ir_i = \frac{VPN_i}{UC_i}$$

Donde:

$Ir_i$ : Índice de riesgo asociado a cada proyecto

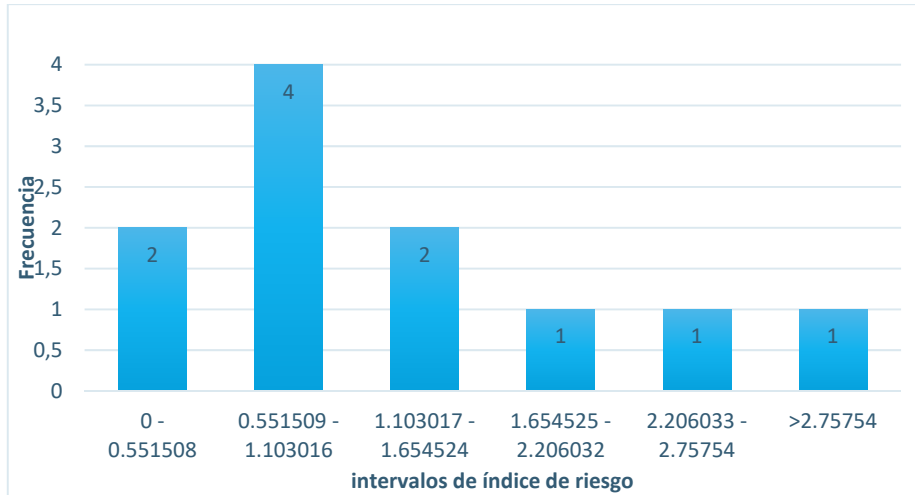
$VPN_i$ : Valor presente neto del proyecto.

$UC_i$ : Valor del proyecto en unidades constructivas.

Cabe anotar que para el cálculo de los  $Ir$  se deben actualizar los valores de las UC a pesos colombianos del momento de la evaluación.

A modo de ilustración, se presenta un histograma de frecuencias por intervalos de los índices de riesgo asociados a los siguientes proyectos: UMPE 01 2017, UPME 03 2017, UPME 09 2016, UPME 08 2016, UPME 07 2016, UPME 05 2016, UPME 03 2016, UPME 09 2015, UPME 05 2015, UPME 06 2014, UPME 04 2014, y UPME 03 2014.

Ilustración 45. Histograma de frecuencias de índices de riesgo por intervalo



Fuente: Plan- IN & SA&S, 2017 con base en datos suministrados por la UPME

Debido a que en los datos históricos analizados las ofertas ganadoras superan considerablemente los valores de los proyectos en Unidades Constructivas, se propone una segunda alternativa para calcular el factor de riesgo, y se define como el promedio de los índices de riesgo de los proyectos más una desviación estándar.

$$Fr_a = \frac{\sum_{i=1}^N Ir_i}{N} + Sdv$$

Donde:

$Fr_a$ : Factor de riesgo esperado alterno

$Ir_i$ : Índice de riesgo asociado a cada proyecto

$N$ : Número de proyectos estudiados

$Sdv$ : Desviación estándar del conjunto de índices de riesgo asociados a cada proyecto

### 5.2.1.2. Afectación a la calidad paisajística

Este impacto hace referencia a la alteración de los elementos naturales del entorno, generando cambios en la composición cromática y estructural del paisaje, modificando su belleza escénica y afectan la capacidad de absorción visual del paisaje por la transformación de barreras visuales. Es decir, el impacto ocurre con cambios en la visibilidad, calidad visual e intervención antrópica que afectan el valor escénico del área de influencia directa producto del desarrollo de un proyecto

de transmisión de energía eléctrica.

Dada la subjetividad de este impacto, debido a que varía según la percepción de cada individuo, la mejor forma de valorarlo es a través de un método de preferencias declaradas. El análisis de elección contingente es uno de los métodos de preferencias declaradas más utilizados ya que tiene en cuenta que los bienes y servicios están compuestos por varios atributos. Estos atributos son tenidos en cuenta por los individuos para tomar sus decisiones de consumo. En este caso, la disponibilidad a pagar por la calidad visual del paisaje es uno de los atributos.

Para realizar la cuantificación monetaria de este impacto se plantea la metodología de transferencia de beneficios de la disponibilidad a pagar de otra población, en los cuales se presenten las preferencias declaradas de la comunidad por la calidad del paisaje.

#### Metodología de transferencia de beneficios

La transferencia de beneficios es la metodología que permite la aplicación de valores económicos estimados para un contexto específico, a otro contexto denominado sitio de política (Boyle & Bergstrom, 1992).

Esta técnica es generalmente utilizada cuando los estudios de valoración económica primarios representan un alto costo y tiempo para el proyecto. Su aplicación es recomendada cuando el costo de inexactitud no es alto para la sociedad y algunos autores sugieren comparar los costos del posible error de la transferencia con los del estudio primario basándose en criterios de costo-efectividad (Brouwer, 2000).

Así, la metodología de valoración económica de transferencia de beneficios es conocida como la técnica de “segundo mejor” frente a los estudios de valoración contingente elaborados con información primaria, los cuales son considerados como “primer mejor” (Rosenberger & Loomis, 2001).

La transferencia de beneficios posee dos enfoques:

- *Transferencia de valor*: se refiere a la aplicación de un valor único o de tendencia central desde un sitio específico a otro contexto de política.
- *Transferencia de función del valor*: en la cual el la transferencia del valor del sitio específico hacia el sitio de política se realiza por medio de una función de beneficio y/o el análisis de regresión estadística (Rosenberg & Loomis, 2001).

Vale la pena aclarar que el uso del método de transferencia de beneficios presenta algunas limitaciones:

- *Generales*: relacionadas con la escasez y la baja calidad de estudios primarios (Brookshire & Neil, 1992).

- *Metodológicas*: diferencias causadas por los métodos de estudios utilizados, escasez de información sobre los lugares sustitutos, tipo de valor estudiado (uso o no uso) y la medida requerida (disponibilidad a pagar o disponibilidad a aceptar) (García, 2005).
- *Semejanzas entre el sitio de estudio y de política*: estudios primarios hechos para sitios únicos, y diferencias importantes entre los sitios de estudio (recursos y/o poblaciones).
- *Incertidumbre*: relacionada con la validez de los datos en el tiempo (García, 2005).

Pese a lo anterior, esta metodología es utilizada a nivel mundial en múltiples estudios de valoración ambiental, y en estudios de toma de decisiones de política. Esto se debe a que representa una reducción en costos y tiempo cuando los recursos son limitados.

Los lineamientos generales que se han definido para aplicar el método de valoración económica de transferencia de beneficios son los siguientes (Boyle & Bergstrom, 1992; Desvougues *et al.*, 1992; y Rosenberg & Loomis, 2001):

- i) Definición del sitio de política, el servicio económico a valorar y la población afectada.
- ii) Identificación de los estudios que ya han realizado la valoración del servicio económico.
- iii) Evaluación de la aplicabilidad de la valoración económica del servicio que se pretende transferir de acuerdo con la calidad y semejanza entre el sitio de estudio y sitio de política.
- iv) Ajuste de valores al sitio de política de acuerdo con ingresos per cápita, transferencia de funciones de beneficio, llevar las cifras a valor presente y/o meta análisis.
- v) Realizar la transferencia (agregación) del servicio económico valorado desde un agente representativo hacia toda la población del área de influencia directa del sitio de política.

#### Proceso de valoración

Con base en la metodología de valoración de transferencia de beneficios y sus lineamientos generales de aplicación, se presenta el proceso de valoración del impacto de afectación de la calidad paisajística durante los proyectos de líneas de transmisión de energía eléctrica en dos etapas: i. identificación de la disponibilidad a pagar (DAP) por las afectaciones a la calidad del paisaje en proyectos de transmisión de energía eléctrica; y ii. aplicación de la transferencia de beneficios a nivel agregado.

Para conocer la DAP por las afectaciones a la calidad del paisaje en proyectos de transmisión de energía eléctrica en Colombia, se realizó una revisión de los estudios de valoración económica de líneas de transmisión de energía que han recibido licencia ambiental por parte de la ANLA durante los años 2014-2017. En este caso, fueron encontrados 19 proyectos a los que la autoridad ambiental otorgó licencia ambiental. Sin embargo, la ANLA especificó en 16 de esos 19 proyectos que se debían presentar y/o realizar ajustes metodológicos a la valoración económica del impacto de calidad del paisaje. Los restantes 3 estudios presentaron una valoración económica adecuada del impacto analizado, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 24 Disponibilidad a pagar (DAP) por la conservación de la calidad del paisaje

Estudio de impacto ambiental	Población del área de influencia	DAP por persona (Pesos de 2016)	VPN de la DAP por persona (Pesos de 2017)
Conexión Antioquia-Medellín-Ancón Sur y Líneas de Transmisión Asociadas (Resolución de la ANLA No. 00441 del 24 de abril de 2017)	24.499	16.391	17.063
Línea de Transmisión Montería-Urabá a 230 Kv y Subestación Asociada (Resolución de la ANLA No. 00331 del 31 de marzo de 2017)	642.780	12.512	13.025
Líneas de transmisión asociadas a la Conexión Ituango-Cerromatoso (Resolución de la ANLA No. 00714 del 23 de junio de 2017)	18.930	31.286	32.569
Desviación estándar			10.317
Mediana			17.063
Promedio			20.886

Fuente: Plan-IN - SA&S,2017

Se destaca que los 3 estudios encontrados presentan una metodología de posibles escenarios basados en la información disponible en términos de representatividad poblacional y cálculos estadísticos. Adicionalmente, sus valoraciones económicas corresponden al año 2016, lo cual se acerca a las condiciones socioambientales y económicas actuales.

Dado que los 3 estudios que se consideran para encontrar la DAP presentan sus valores en cifras de 2016, se multiplica la DAP registrada en cada uno de los estudios de valoración económica por la inflación esperada en el año de estudio.

Se obtiene que la DAP anual por conservar el paisaje de un colombiano se ubica en el rango de \$13.025-\$32.569 pesos de 2017, con una elevada desviación estándar de \$10.317. Dado que la desviación estándar representó el 49% del valor promedio de las observaciones, se concluye que la mediana es una mejor aproximación de la DAP para los datos encontrados. Así, se encuentra que la DAP anual por persona para conservar el servicio socioeconómico y ambiental que le genera la disponibilidad del paisaje es de \$17.063 pesos de 2017.

En la presente consultoría se propone incluir factores de sensibilidad referentes a presencia de patrimonio cultural, puntos de hallazgos arqueológicos y por zonas ambientalmente sensibles, ya que, si bien el uso no es restringido, se da lugar a afectaciones sobre estos tipos de paisajes.

Los factores de sensibilidad propuestos se encuentran en la siguiente tabla:



Tabla 25 Factores sensibilidad

Variables paisajísticas	Factor de sensibilidad
Patrimonio Cultural	1.0
Hallazgo Arqueológico	1.0
Zonas ambientalmente sensibles	1.0
Dos o más	1.0
Ninguno	0.5

Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017.

Para el desarrollo de esta metodología, se requiere una herramienta GIS en su primera fase, allí se conectan las subestaciones con línea recta (dado que en la fase de planeación preliminar no se tiene certeza del trazado del proyecto) teniendo en cuenta las sensibilidades calculadas por la presente consultoría, de esta manera se identifican los municipios por donde posiblemente se podrían tender las líneas de transmisión. Seguidamente, se multiplica un factor de sensibilidad sobre la población en edad de trabajar de dichos municipios, teniendo en cuenta la presencia y ausencia de las variables paisajísticas nombradas en la Tabla 25.

Para el cálculo de la población en edad de trabajar a nivel municipal<sup>14</sup>, se tiene en cuenta el porcentaje de la población en edad de trabajar nacional para el año anterior al análisis y se multiplica por la población total de cada municipio, expresada en la siguiente ecuación:

Ecuación 10. PET municipal

$$PET_{municipal} = \left( \sum_{i=1}^N Pm * \%PET_{nacional} \right) * Fp_{10\%}$$

En donde:

$PET_{municipal}$ : Población en edad de trabajar a nivel municipal

$Pm$ : Población municipal total

$\%PET_{nacional}$ : Porcentaje nacional de personas en edad de trabajar <sup>15</sup>

$Fp_{10\%}$ : Factor de corrección de la población, es una aproximación al porcentaje real de individuos, que podrían estar afectados por el deterioro paisajístico de la entrada en operación del proyecto.

<sup>14</sup> Datos disponibles en el banco de la Republica: [www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls](http://www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls)

<sup>15</sup> Para el presente estudio en el año 2016 fue del 80%

Finalmente, se aplica el método de transferencia de beneficios al incorporar la DAP de un agente representativo a la población estimada del área de influencia del proyecto, esta metodología asume que, en promedio, la DAP para un individuo es la misma en los diferentes sitios y se mantiene en el tiempo. De esta manera, la DAP de un individuo se debe multiplicar por la población del área de influencia del proyecto en edad de trabajar, tal como se muestra a continuación:

$$CP_p = (N_{t1} * fs1 + N_{t2} * fs2) * DAP_t * Ft_{15\%}$$

*Dónde:*

$CP_p$ : Costos total anual por afectación a la calidad del paisaje

$N_{t1}$ : número de personas del área de influencia directa

$N_{t2}$ : número de personas del área de influencia indirecta

$fs1$ : Factor de Sensibilidades por presencia de variables paisajísticas

$fs2$ : Factor por Sensibilidades por ausencia de variables paisajísticas

$Ft_{15\%}$  Factor de corrección del trazado del 15% por los posibles incrementos de longitud en el trazado, los cuales pueden surgir al momento de realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad por los operadores.

$DAP_t$ : DAP anual por persona para conservar el paisaje

### 5.2.1.3. *Afectación a las comunidades de aves*

Este impacto ocurre por la alteración y disminución de hábitats de la avifauna, ya que se afecta la matriz de vegetación en la región, estos cambios del ambiente biótico y abiótico modifican los parámetros de reproducción y sobrevivencia. Así mismo, la inclusión en el paisaje de conductores y cables de guarda que dividen y atraviesan espacialmente el medio aéreo en el rango de acción de las aves locales y migratorias genera que colisionen con ellos, afectando a las poblaciones que tienen corredores de movimiento definidos de acuerdo con sus requerimientos espaciales y alimenticios.

Para realizar la cuantificación monetaria de este impacto se plantea la metodología de transferencia de beneficios de la disponibilidad a pagar de otra población, en donde se presenten las preferencias declaradas de la comunidad por conservar las especies de aves.

### Metodología de transferencia de beneficios

La explicación y el desarrollo de esta metodología ya fueron presentados en detalle en la afectación de la calidad del paisaje.

### Proceso de valoración

A partir de la metodología de valoración de transferencia de beneficios y sus lineamientos generales de aplicación, también se presenta el proceso de valoración del impacto de afectación a las comunidades de aves durante el desarrollo de una línea de transmisión de energía eléctrica en dos etapas: i. identificación de la DAP por las afectaciones a las comunidades de avifauna en proyectos de transmisión de energía eléctrica; y ii. aplicación de la transferencia de beneficios a nivel agregado.

Tal como se realizó para la afectación de la calidad paisajística, para identificar la DAP por las afectaciones a las comunidades de aves en proyectos de transmisión de energía eléctrica en Colombia, se realizó una revisión de los estudios de valoración económica de líneas de transmisión de energía que han recibido licencia ambiental por parte de la ANLA durante los años 2014-2017. En este caso, fueron encontrados 19 proyectos a los que la autoridad ambiental otorgó licencia ambiental, los mismos identificados en la búsqueda realizada para el impacto de afectación al paisaje. No obstante, la ANLA definió que para 16 de esos 19 proyectos se debían presentar y/o realizar ajustes metodológicos a la valoración económica del impacto de calidad del paisaje. Cabe anotar que, de los 16 estudios encontrados, 15 estudios realizaron la valoración del impacto a través de la internalización y solo 1 estudio presentó una valoración económica por medio del método de valoración contingente.

Los restantes 3 estudios presentaron una valoración económica adecuada por medio de la internalización del impacto con los Planes de Manejo Ambiental. En particular, la revisión de las valoraciones económicas del impacto ambiental de afectación de las comunidades de aves permitió identificar que el impacto solo será internalizado en un 100% si las medidas y planes incluidos en los Planes de Manejo Ambiental corrigen y previenen el impacto analizado.

Asimismo, se identificó que la ANLA ha exigido que los Planes de Manejo Ambiental contengan:

- Programas de seguimiento y monitoreo de corredores de vuelo en la etapa de operación.
- Las especificaciones técnicas del tipo, localización y número de desviadores de vuelo, los cuales deben guardar relación con el objetivo, meta e indicadores propuestos.
- El reporte de aves accidentadas (especificando la especie con nombre científico, familia taxonómica, número de individuos hallados, lugar donde se encontró el ave, estado y registro fotográfico).
- La aplicación de los Planes de manejo Ambiental debe iniciarse en la etapa de construcción y continuar en la operación, pues la afectación a las aves ocurre desde el montaje de los cables de guarda y los conductores.

En el caso en que el impacto de afectación a las comunidades de aves no logre ser internalizado en un 100%, se debe recurrir a la valoración por transferencia de beneficios de la DAP por la conservación de la avifauna. Dado que no se encontró un estudio de valoración económica de un proyecto de transmisión de energía eléctrica con licencia ambiental otorgada por ANLA con valoración económica por afectación de aves, se propone utilizar un estudio de valoración económica a nivel internacional. En particular, el estudio seleccionado fue realizado por Sultanian & Van Beukering (2008) en Holanda y Mali, donde a través de encuestas le preguntaron a un grupo de personas su DAP por conservar aves migratorias. El promedio del valor encontrado en dicho estudio para cada país fue de \$10.1 Euros por persona al año.

Para convertir la DAP de Euros a pesos colombianos (COP) se empleó el factor de conversión de Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) para consumo privado en 2004, reportado por el Banco Mundial. El factor de conversión de PPA de Colombia (1045,33) se dividió por el factor de conversión de PPA de Holanda (0,92) y el valor resultante se multiplicó por la DAP en Euros para encontrar la DAP en COP de 2004.

Una vez se encontró la DAP en pesos colombianos de 2004, se convirtió a pesos colombianos de 2017 con el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Para ello se tuvo en cuenta el promedio del IPC del 2004 y el promedio del último año, según los datos del Banco de la Republica. El IPC para el 2004 fue de 79,06 y para el 2016 fue de 131,8. Con ello, la DAP anual por persona es igual a \$19.130 pesos de 2017. Teniendo en cuenta que el poder adquisitivo en Colombia es menor al de una persona en Europa se ajusta con un 50%. Estos resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla.

*Tabla 26 Disponibilidad a pagar (DAP) por la conservación de las comunidades de aves*

DAP anual por persona en 2004 (Euros de 2004)	DAP anual por persona en 2004 (Pesos colombianos de 2004)	DAP por persona 2016(Pesos colombianos de 2016)
10,1	11.476	9.565

Fuente: Unión Temporal Plan-In & SA&S, 2017 con base en Banco Mundial.

Para el desarrollo de esta metodología se toma el mismo trazado de las líneas de transmisión calculado para afectación al paisaje, teniendo en cuenta la población municipal, específicamente la población en edad de trabajar.

Para el cálculo de la población en edad de trabajar a nivel municipal<sup>16</sup>, se tiene en cuenta el porcentaje de la población en edad de trabajar nacional para el año anterior al análisis y se multiplica por la población total de cada municipio, expresada en la siguiente ecuación:

<sup>16</sup> Datos disponibles en el banco de la Republica: [www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls](http://www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls)

Ecuación 11. PET municipal

$$PET_{municipal} = \left( \sum_{i=1}^N Pm * \%PET_{nacional} \right) * Fp_{10\%}$$

En donde:

$PET_{municipal}$ : Población en edad de trabajar a nivel municipal

$Pm$ : Población municipal total

$\%PET_{nacional}$ : Porcentaje nacional de personas en edad de trabajar <sup>17</sup>

$Fp_{10\%}$ : Factor de corrección de la población, es una aproximación al porcentaje real de individuos, que podrían estar afectados por el deterioro paisajístico de la entrada en operación del proyecto.

Para estimar la sensibilidad se tienen en cuenta las áreas importantes para la conservación de Aves - AICAs, las cuales se encuentran consignadas en el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt. Se asigna un factor de sensibilidad por presencia/ausencia de AICAs en el área de influencia del proyecto por el trazado de las líneas, explicado en el numeral 5.2.1.2, el cual se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 27 Factor Sensibilidad Aves

Categoría Presente	Factor de sensibilidad
Presencia de AICA	1.0
Ninguna	0.5

Fuente: Unión Temporal Plan-IN - SA&S, 2017

Se toma la población total de cada uno de los municipios seleccionados en el numeral anterior y se operan por el factor de la Tabla 27, teniendo en cuenta si en sus territorios cuentan con áreas de conservación de aves con valor de 1 y su ausencia con un valor de 0,5.

Adicional, se incorpora en la ecuación la efectividad de los desviadores de vuelo, aunque existe mucha variación en los factores claves que inciden en la colisión de aves, se asume una afectividad del 60% (De La Zerda & Rosselli, 2003).

Para aplicar el método de transferencia de beneficios al incorporar la DAP de un agente representativo a toda la población del área de influencia directa de un proyecto de transmisión de energía se asume que, en promedio, la DAP para un individuo es la misma en ambos sitios y

<sup>17</sup> Para el presente estudio en el año 2016 fue del 80%

se mantiene en el tiempo, y se empleará el método descrito anteriormente para la estimación de la población total.

Dado lo anterior, la DAP anual por persona se multiplica por la población del área de influencia del proyecto en edad de trabajar, así:

*Ecuación 12. Afectación a comunidad de aves*

$$CP_t = (N_{t1} * fs1 + N_{t2} * fs2) * EDV * DAP_t * Ft_{15\%}$$

Dónde:

$CP_t$ : Costos total anual por afectación a las comunidades de aves

$N_{t1}$ : número de personas del área de influencia directa

$N_{t2}$ : número de personas del área de influencia indirecta

$DAP_t$ : DAP anual por persona para conservar el paisaje

$fs1$ : Factor de Sensibilidades por presencia de AICAs

$fs2$ : Factor por Sensibilidades por ausencia de AICAs

$EDV$ : Efectividad de los desviadores de vuelo

$Ft_{15\%}$  Factor de corrección del trazado del 15% por los posibles incrementos de longitud en el trazado, los cuales pueden surgir al momento de realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad por los operadores.

#### 5.2.1.4. *Modificación de los ecosistemas naturales y de la cobertura vegetal*

Este impacto es generado por las actividades de remoción de cobertura vegetal y descapote, aprovechamiento forestal y excavaciones. La magnitud de este impacto varía de acuerdo con las coberturas vegetales intervenidas para la construcción de las obras.

Al momento de valorar este impacto, es necesario hacer salvedad en cuanto a que las coberturas que se requieren remover son aquellas que superen los dos (2) metros de altura, ya que para aquellas que tengan una altura inferior a esta, se establece un uso compatible con las líneas de transmisión.

Con el fin de determinar el costo asociado a la remoción de dichas coberturas se plantea una metodología basada en la superposición de mapas, y la valoración por servicios ecosistémicos, determinada por Costanza et al (2014) en su artículo titulado “Cambios en el valor global de los servicios ecosistémicos”, y actualizada por el Banco Mundial, en la cual se da un valor por hectárea al año según el Bioma y el servicio ecosistémico que esté presente.

Para valorar este impacto se utiliza una herramienta de GIS, con el fin de sobreponer el trazado de la línea de transmisión sobre el mapa de coberturas vegetales<sup>18</sup>, considerando que en esta fase no se cuenta con el trazado definitivo, se toma el área de influencia suministrado por la UPME, 2016 y se realiza una intersección<sup>19</sup> con las coberturas, de esta manera determinar, cuales se encuentran en esta zona.

Con el fin de determinar el porcentaje que se puede afectar, se identifican las coberturas naturales de porte alto, basados en la Leyenda Nacional de Coberturas de la Tierra (IDEAM, 2012), descartando las que sean de origen antrópico, para así finalmente, obtener la proporción de área de cobertura que será necesario compensar, dichas coberturas se listan a continuación<sup>20</sup>:

#### Bosques:

- Bosque Denso: i) Bosque denso alto, ii) Bosque denso bajo.
- Bosque abierto: i) Bosque abierto alto, ii) Bosque abierto bajo
- Bosque fragmentado
- Bosque de galería y ripario
- Plantación Forestal

#### Áreas con vegetación herbácea y/o arbustiva.

- Arbustal Vegetación Secundaria o en transición

Una vez se tenga la proporción de cobertura que requiere de compensación, se multiplica por el área de servidumbre preliminar, expresada a continuación:

$$CV_r = L * A * PCR$$

$L$  = Longitud de la línea de transmisión (Trazado preliminar lineal<sup>21</sup>)

$A$  = Ancho de servidumbre (60m)

---

<sup>18</sup> Coberturas de la tierra. Período 2005 – 2009. Escala 1:100.000. Fuente: IDEAM 2012

<sup>19</sup> Calcula una intersección geométrica de entidades de entrada. Las entidades o partes de entidades que se superponen en todas las capas y/o clases de entidad se escriben en la clase de entidad de salida.

<sup>20</sup> Al momento de realizar la ejecución del proyecto se deben considerar los componentes y características de las coberturas aquí enunciadas.

<sup>21</sup> Calculado para afectación de paisajes y afectación de aves

*PCR* = Porcentaje de coberturas naturales de porte alto

Es necesario realizar un análisis de costo, para el cual se propone la actualización de los valores propuestos, bajo la metodología de Constanza et al (2014). Dicha metodología, considera un total de 17 servicios ecosistémicos los cuales son provistos por 16 Biomas, y un valor agregado a nivel global, estimación realizada por el método de transferencia de beneficios básicos, en el cual se asume un valor unitario por área de tipo de ecosistema y se multiplica por el área a compensar.

Siguiendo los pasos descritos anteriormente se propone la siguiente fórmula

$$\text{Valor a compensar}_i = CVr * VHaS * Ft_{15\%}$$

En donde:

*CVr* = Cobertura vegetal a remover

*VHaS* = Valor Hectárea Servicios Ecosistémicos (\$19.503.306 en 2016<sup>22</sup>)

*Ft<sub>15%</sub>* Factor de corrección del trazado del 15% por los posibles incrementos de longitud en el trazado, los cuales pueden surgir al momento de realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad por los operadores.

Si bien es necesario, al momento de contar con las áreas definidas, entrar a considerar de manera más profunda las coberturas por las cuales se espera realizar el trazado, la fórmula propuesta permite definir, de manera preliminar, los costos a incurrir dentro del proyecto a ejecutar, permitiendo determinar su viabilidad.

#### 4.4.2. Beneficios

##### 4.4.2.1. Variación del componente T de la tarifa por adición de nueva demanda

Como se mencionó en la sección 1.4 de este documento, este impacto hace referencia a la potencial adición de usuarios (antiguos más nuevos), entre los cuales se redistribuirá el costo de la red de transmisión. El beneficio se puede asociar en el incremento del excedente del

---

<sup>22</sup> Valor ajustado del estudio de Constanza et al (2014), por medio de la inflación estadounidense



consumidor, cuando los nuevos clientes incorporados también entran a pagar la red antigua y la nueva. No obstante, no siempre este es el caso. Con la construcción de nuevos proyectos, la tarifa puede incrementar o disminuir. Esto depende de la relación del costo de la infraestructura construida versus la demanda incorporada.

Cabe recordar la definición de T como la razón entre el costo equivalente de la infraestructura de transmisión y la energía transportada en la red:

$$T = \frac{CI}{E}$$

Donde:

*T*: costo de la transmisión.

*CI*: costo anual equivalente de la infraestructura.

*E*: Energía transportada en la red de transmisión.

En el caso de incorporación de grandes clientes, el incremento de inversión es frecuentemente atenuado con el incremento de energía adicionada, que en el consolidado se representa como un mayor delta (cambio en %) de energía que pasará a pagar la componente T de la tarifa, y que es mayor que el delta (cambio en %) del valor de la infraestructura de transporte de electricidad.

Así, el efecto de un proyecto de transmisión sobre el componente T de la tarifa es positivo siempre cuando:

*Ecuación 13.*

$$\frac{\Delta CI}{\Delta E} < \frac{CI}{E}$$

Donde:

*CI*: Costo anual equivalente de la infraestructura de transmisión eléctrica

*E*: energía transportada en la red de transmisión (Kwh)

$\Delta CI$ : Incremento del costo anual equivalente de la infraestructura debido a la nueva inversión por el proyecto de transmisión.

$\Delta E$ : energía adicional transportada en la red de transmisión.

Si se cumple lo anterior, el costo del componente T de la tarifa con el desarrollo del proyecto de transmisión será menor al costo del componente T de la tarifa antes del proyecto.

$$T_2 < T_1$$

El beneficio económico en el tiempo derivado de una reducción en el componente T de la tarifa se puede expresar de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\Delta CT = \left( \sum_{i=1}^N \Delta T * D_i \right)$$

Donde:

$\Delta CT$ : Cambio en el costo de la energía debido al cambio en el costo del componente T de la tarifa

$\Delta T$ : Cambio en el costo de la variable T de la tarifa

$D_i$ : Demanda anual proyectada de energía a partir del año de entrada en operación del proyecto

La fórmula anterior es válida para el caso en el que se incorporen grandes clientes a la red de transmisión. Para el caso en el que se incorporen clientes pequeños residenciales debido a la ampliación en la cobertura de la red la expresión viene dada por:

$$\Delta CT = \left( \sum_{i=3}^N \Delta T * D_i \right)$$

Nótese que el beneficio se empieza a surtir efecto en  $i=3$ . Esto es debido a que para que se materialice el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos de distribución de energía que permitan que los beneficios de la transmisión se irradian hasta los clientes finales en baja tensión.

#### 4.4.2.2. Reducción de restricciones

La componente R de la tarifa de energía recoge los mayores costos de generación debidos a restricciones operativas y eléctricas en la red de transporte, y servicios asociados con la generación. Cuando un nuevo proyecto de transmisión del STN es planeado y evaluado, éste puede permitir el reemplazo de una fuente de electricidad más costosa y seguramente más contaminante, por otra más eficiente que es la electricidad despachada. La UPME determina mediante simulaciones técnicas, cuánta generación se reduce fuera de mérito y así se logra la disminución de las restricciones generadas por el nuevo proyecto. Lo anterior implica un impacto en el precio (reducción), y por lo tanto un beneficio económico. Este beneficio económico por la reducción del componente R de la tarifa empieza a hacerse efectivo desde el año de entrada en operación del proyecto y se calcula por el periodo de tiempo de vida útil del proyecto (25 años).

El cálculo en el cambio del costo por reducción de restricciones se puede expresar de la siguiente forma:

*Ecuación 14. Reducción de restricciones*

$$\Delta CR = \left( \sum_{i=1}^N \Delta R * D_i \right)$$

Donde:

$\Delta CR$ : Cambio en el costo por reducción de restricciones

$\Delta R$ : Cambio en el costo de la variable R de la tarifa

$D_i$ : Demanda anual proyectada de energía a partir del año de entrada en operación del proyecto

#### 4.4.2.3. *Disminución en el costo de las horas de racionamiento*

La confiabilidad se entiende como la habilidad del sistema eléctrico de mantener la continuidad de la atención de la demanda ante la salida de un elemento de la red (transformador, línea o subestación de transmisión). En este sentido, cuando se construyen proyectos de transmisión, la red aumenta su nivel de confiabilidad y se evita el racionamiento parcial o incluso hasta total de algunas fracciones de la demanda.

El beneficio derivado de la disminución de las horas de racionamiento se aproxima con base en el costo incremental operativo de racionamiento de energía<sup>23</sup>, y la energía adicional anual conectada a la red de transmisión producto del proyecto. Así pues, el indicador propuesto recoge la valoración de la energía adicional anual que se conecta a la red de transmisión de acuerdo con el costo económico marginal de racionar hasta 1,5% de la demanda (CRO1)<sup>24</sup>. La fórmula a continuación recoge el indicador propuesto.

---

<sup>23</sup> Ver resolución CREG 025 de 1995

<sup>24</sup> Se toma el CRO1 asumiendo que el impacto del proyecto de transmisión en la reducción del racionamiento es pequeño.

*Ecuación 15. Disminución en el costo de las horas de racionamiento*

$$DHR = \left( \sum_{i=1}^N CRO * \Delta E \right)$$

Donde:

*DHR*: disminución en las horas de racionamiento.

*CRO*: costo racionamiento de energía - \$/kWh (CRO1 publicado por la UPME).

$\Delta E$ : energía adicional transportada en la red de transmisión.

$i = 1, 2, 3 \dots N$ : número de años que dura la concesión.

#### 4.4.2.4. *Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes*

Cuando se construye un nuevo proyecto de transmisión del STN y se incrementa la cobertura, se lleva electricidad a zonas que antes no contaban con ella. Estos proyectos permiten reemplazar sistemas o fuentes de generación que pueden ser más contaminantes (carbón, gas, ACPM, etc.) por una fuente menos contaminante. Así pues, se propone el siguiente indicador que pretende valorar económicamente la disminución de emisiones debido al uso de generaciones más limpias.

*Ecuación 16. Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes*

$$ACE = \sum_{i=3}^N (EECO2_{factor\ de\ emisión\ más\ contaminantes\ i} - EECO2_{factor\ de\ emisión\ matriz\ energetica}) * CCO2CERS * EDEC$$

Donde:

*ACE*: ahorro en el costo de las emisiones

$EECO2_{factor\ de\ emisión\ más\ contaminantes\ i}$ : factor de emisiones CO2 equivalentes por las generaciones más contaminantes en el año  $i$

$EECO_2$  *factor de emisión matriz energética*: factor de emisión de matriz energética nacional

$CCO_2BC$ : costo del CO<sub>2</sub> en bonos de carbono<sup>25</sup>.

$EDEC$ : energía desplazada de generaciones más contaminantes

$N$ : número de años de concesión del proyecto

Nótese que el beneficio se empieza a materializar en  $i=3$ . Esto es debido a que, para materializar el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos que conecten la red de transmisión a una nueva fuente de generación menos contaminante.

Para llevar a cabo los cálculos anteriores, se tienen como insumo los factores de emisión de la matriz energética nacional (para diciembre de 2016 fue de 0.086 TonCO<sub>2</sub>/MWh (UPME, 2016).

#### 4.4.2.5. *Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud*

La Resolución 18 0466 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, en el Capítulo VII, Artículo 41, plantea los requisitos que deben cumplirse para prestar el servicio de energía eléctrica en instalaciones hospitalarias, destacando la importancia que tiene la provisión (del suministro de energía eléctrica) de forma segura y óptima al señalar que “*en las áreas médicas críticas, [...] la **continuidad** del servicio de energía es esencial para la seguridad de la vida [...]*” (resaltado fuera de texto). Asimismo, el apartado f) precisa que:

*en todo centro de atención hospitalaria de niveles I, II y III debe instalarse una fuente alterna de suministro de energía eléctrica (una o más plantas de emergencia) que entre en operación dentro de los 10 segundos siguientes al corte de energía del sistema normal.*

Lo anterior destaca la importancia que tiene la confiabilidad en el suministro de energía, la cual crece cuando se aumenta el número de enlaces existentes en ella. Con base en esto, y con el fin de mejorar la confiabilidad en el servicio, en Colombia se ha dado fuerza a la construcción de nuevas líneas de transmisión, como uno de los mecanismos para fortalecer la interconectividad del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El beneficio de las obras de transmisión en el servicio de salud se puede analizar bajo el siguiente enfoque: al aumentar la confiabilidad de la red, los costos en que incurren los centros de salud debido a fallas en el suministro de energía disminuyen. Esto significa que no tendrán que poner en funcionamiento la planta de emergencia, evitando incurrir en gastos más altos de combustible

---

<sup>25</sup> Se toma como valor \$15000 para 2016. Consultado en: <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions>

para el funcionamiento de la misma, y de mantenimiento (preventivo y correctivo). Así pues, el ejercicio se enfoca en la evaluación del beneficio de la confiabilidad en el suministro de energía.

Para el caso de los hospitales, el análisis se pone en términos del ahorro en los costos al no tener suministro de energía: ¿Cuánto le representa al hospital poner en funcionamiento su planta de emergencia por interrupciones o racionamiento en el suministro de energía eléctrica? Este cálculo se aproxima, por medio de la siguiente expresión:

*Ecuación 17. Ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica*

$$CIS = \left( \sum_{i=3}^N \text{CostoPE} \left( \frac{\$}{\text{kWh}} \right) * DPEUA * NUAB * \Delta\text{Confiabilidad} \right)$$

Donde:

CIS: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

CostoPE : costo de encender la planta de emergencia para producir 1 kWh<sup>26</sup>.

DPEUA: demanda promedio anual de energía de una unidad asistencial<sup>27</sup>

$\Delta$ Confiabilidad: cambio en la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

NUAB: Número de unidades asistenciales beneficiadas por la mejora en confiabilidad. Este dato se aproxima de la siguiente manera:

- Según los datos del SUI, en el 2016 habían inscritas 8.730 unidades asistenciales<sup>28</sup>.
- Según los datos del SUI, en el 2016 había 11.973.281 clientes inscritos<sup>29</sup>.
- Según el DANE, al 31 de diciembre de 2016 la población colombiana ascendía a aproximadamente 49 millones de habitantes<sup>30</sup>.
- De acuerdo con lo anterior, al 2016 había 1.371 clientes por cada unidad asistencial, y 4.09 habitantes por cliente. Es decir, 5.607 habitantes por cada unidad asistencial.
- De acuerdo con esto, se puede aproximar el número de unidades asistenciales beneficiadas por el proyecto, de acuerdo con la cantidad de población que se beneficia.

---

<sup>26</sup> El costo kWh de una planta a diésel es de \$466, según estudio UPME (2015).

<sup>27</sup> Según datos del SUI, fue de 85.179 kWh-año en el 2016. Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>28</sup> Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>29</sup> Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>30</sup> Información disponible en: <http://www.dane.gov.co/reloj/>

*Ecuación 18. NUAB*

$$NUAB = \frac{PBP}{5607}$$

Donde:

*PBP*: Población beneficiada con el proyecto

Con fin de calcular la población beneficiada, se calculó un área de influencia de 30 km alrededor de cada subestación del proyecto, el buffer de 30 km está basado en una aproximación de las longitudes de los ramales principales más los secundarios de circuitos de media tensión de nivel de tensión II, en donde en áreas urbanas sería altamente probable encontrar centros educativos o de salud que se beneficiarán en distribución a partir de obras en transmisión. Así, una distancia indicativa entre subestaciones ronda los 5 a 7 km, con lo que los ramales principales tendrán cerca de 2.5 a 3.5 km de cobertura radial. Al considerar los ramales secundarios, es viable plantear cerca de 10 veces dicha longitud del ramal principal por lo que se obtendría el aproximado del buffer de 30 km.

Nótese que el beneficio se empieza a efectuar en  $i=3$ . Esto es debido a que para que se materialice el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos de distribución de energía que permitan que los beneficios de la transmisión se irradian hasta los clientes finales.

Lo que pretende la expresión es calcular el valor esperado del ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica. Como se mencionó, los centros hospitalarios deben tener, por ley, conexión con una planta de emergencia que les suministre energía en caso de un racionamiento. Con un proyecto de transmisión se aumenta la confiabilidad de la red, disminuyendo la probabilidad de tener que recurrir a la planta de emergencia, y, por ende, reduciendo los costos de operar dicha planta.

#### *4.4.2.6. Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación*

Como forma de calcular el efecto que tienen las mejoras en la transmisión de energía eléctrica en el entorno educativo, se mide el impacto de las tecnologías de la información y las comunicaciones (TICS) en el desempeño escolar de los estudiantes. Lo anterior partiendo del hecho que un buen suministro de energía eléctrica es una condición mínima para que los colegios puedan mejorar sus metodologías de aprendizaje a través de dichas tecnologías. De este modo,

Unión Temporal Plan-IN- SA&S  
Carrera 7 No.67 -28 Of. 401  
Bogotá D.C. – Colombia

las TICS se proponen como el canal a través del cual los desarrollos en las redes de transmisión de energía eléctrica se traducen potencialmente en mejores indicadores de educación.

Rodríguez, Sánchez y Márquez (2011) examinaron el impacto del programa Computadores para Educar (CPE) en varios resultados educativos con información individual de estudiantes que asisten a las escuelas oficiales. El programa consiste en otorgar computadores a las escuelas beneficiadas y brindar entrenamiento a los docentes para el uso de las TICS en la pedagogía y aprendizaje. Los resultados arrojaron que el programa disminuye la tasa de deserción, incrementa los puntajes de las pruebas estandarizadas, y aumenta la probabilidad de ingresar a la educación superior. Además, se encontró que entre más tiempo lleve la escuela como beneficiaria del programa los efectos sobre las variables mencionadas son mayores.

Debido a la disponibilidad de información, y con el objetivo de establecer un indicador que se pueda agregar con los demás indicadores formulados en este documento, se propone medir el impacto de las mejoras en las redes de transmisión sobre los costos de la deserción escolar, analizada en el estudio de Rodríguez et al (2011). Así pues, se toma la tasa adicional de demanda de energía eléctrica que se proveerá a través de la red (esta energía adicional es la que estará potencialmente disponible para ser suministrada a las escuelas), se multiplica por la tasa de penetración de las TICS<sup>31</sup>(la tasa de penetración calcula la incidencia que tienen las TICS sobre la población), y se multiplica por la reducción en la probabilidad de deserción (5,9% según estudio). Este valor corresponde a la reducción en la tasa de deserción producto de mejoras en la cobertura de la red eléctrica, a través del uso de las tecnologías de la información y las comunicaciones. Para valorar esta disminución de la tasa de deserción, se multiplica este valor por el costo promedio anual de un estudiante en escuela pública<sup>32</sup>, y por el número de estudiantes del municipio donde se desarrollará el proyecto. La expresión a continuación resume el indicador propuesto:

*Ecuación 19. Valor anual de la disminución de la tasa de deserción*

$$VDTD = \left( \sum_{i=3}^N \Delta DDA * TPTICS * RPD * CPAE_i * NEM_i \right)$$

Donde:

*VDTD*: valor anual de la disminución de la tasa de deserción

---

<sup>31</sup> Este dato se puede consultar en el observatorio de las TICS del Ministerio de Educación Nacional – MEN.

<sup>32</sup> Este dato se aproxima dividiendo los recursos destinados a educación (disponible en los documentos CONPES), entre el número de niños matriculados en la región estudiada (disponible en el MEN).



$\Delta DDA$ : Porcentaje de demanda adicional de energía eléctrica que se proveerá a través de la red. (%)

$TPTICS$ : tasa de penetración nacional de las TICS (%)

$RDP$ : reducción en la probabilidad de deserción (%)

$CPAE$ : costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año  $i$  (\$)

$NEM$ : número de estudiantes en la región donde se desarrollará el proyecto en el año  $i$

Para aproximar el  $NEM$ , el DANE tiene el número de estudiantes matriculados en educación básica y media en el 2016 por departamento y por zona (rural, urbano). Igualmente se tiene la población total de cada departamento, y la población afectada por el proyecto. Así pues, el número de estudiantes del área de influencia del proyecto se determina según la siguiente relación:

*Ecuación 20. NEM*

$$NEM = \frac{NEMD_i}{PTD} * PIP$$

$NEMD_i$ : Número de estudiantes matriculados en el departamento  $i$

$PTD$ : Población total del departamento

$PIP$ : Población de la región donde se mejora la confiabilidad del servicio

Nótese que el beneficio se empieza a percibir en  $i=3$ . Esto es debido a que para que se materialice el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos de distribución de energía que permitan que los beneficios de la transmisión se irradian hasta los clientes finales.

Al mejorar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica se garantizan las condiciones mínimas para poder llevar a cabo el desarrollo de la jornada escolar en algunos municipios del país. Esto, debido a que, en algunas zonas del país, dadas sus particularidades geográficas, como la altitud, la demanda de energía eléctrica de subsistencia es mayor, tal como lo establece la Resolución 355 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía. Esta resolución señala que el consumo de subsistencia es mayor en alturas inferiores a los 1.000 metros, en comparación con aquellas zonas localizadas en alturas superiores. Con base en esto, las escuelas ubicadas en zonas cálidas (con altitudes inferiores a 1000 msnm) tienen unas necesidades energéticas mayores debido a que requieren de ventiladores y/o aire acondicionado que permitan el buen desarrollo de la jornada escolar.

Dado lo anterior, el beneficio derivado de un proyecto que permite aumentar la confiabilidad en el suministro de energía se traduce en la reducción del costo en que se tendría que incurrir por

el no funcionamiento del establecimiento educativo, lo cual se puede medir a través del siguiente indicador:

*Ecuación 21. Ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas*

$$CISE = \left( \sum_{i=3}^N CPAE_i * NEM_i * \Delta\text{Confiabilidad} \right)$$

Donde:

CISE: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas.

CPAE: costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año *i*.

NEM: número de estudiantes en la región donde se mejorará la confiabilidad del servicio.

$\Delta$ Confiabilidad: cambio en la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

La anterior expresión pretende capturar el ahorro anual en el costo de la interrupción de la jornada escolar en escuelas situadas debajo de los 1.000 msnm debido a fallas en el suministro de energía eléctrica. Esta expresión es la multiplicación del cambio en el nivel de confiabilidad de la red y el costo anual de la asistencia escolar de los niños de la región estudiada, obteniendo como resultado del VPN a los 25 años de vida útil del proyecto.

#### 4.4.2.7. Incremento del uso y disfrute del espacio público

El desarrollo de obras de transmisión de energía eléctrica puede tener un impacto positivo sobre la red de alumbrado público en la medida en que se pueda aumentar la disponibilidad de fluido eléctrico durante la noche.

El DNP (2013) en el documento titulado “Ejemplo Metodológico Alumbrado Público”, identifica una serie de beneficios asociados a las mejoras en la disponibilidad del servicio de alumbrado público, y propone unas alternativas para su valoración.

- Incremento en la actividad comercial del municipio en la noche: se puede medir con el incremento en las ventas en establecimientos comerciales que operen en las noches.
- Aumento de actividades de recreación, deportivas y culturales en las horas de la noche: medible estimando del costo del uso de los escenarios donde se realizan las actividades. Igualmente, se podrían valorar los beneficios de la juventud y demás población que accede a estas actividades sanas, en lugar de incurrir en otras no sanas.
- Disminución de la percepción de inseguridad en la ciudadanía: medible por el ahorro en la fuerza pública, el costo de los bienes y enseres hurtados a la población, etc.

- Baja en la accidentalidad por el tránsito vehicular en las noches: calculado por el ahorro en el servicio médico, los ingresos dejados de percibir por los implicados en el accidente, y los costos de las reparaciones de los automotores, etc.

Debido a la disponibilidad de información, se propone medir los beneficios de las obras de transmisión en el alumbrado público a través de su impacto en la reducción de la accidentalidad por el tránsito vehicular. Así pues, a continuación, se presenta la propuesta de cuantificación con base en lo expuesto por Wanvik (2009) sobre los efectos del alumbrado público en la accidentalidad vial en Holanda, y un estudio de la CEPAL<sup>33</sup> sobre los costos de atención y rehabilitación de heridos en accidentes de tránsito en Medellín.

Según el estudio de Wanvik (2009), los accidentes viales con lesionados se reducen en un 50% al haber alumbrado público en las vías. Por otro lado, Pérez & Bueno (2012), identificaron que los costos promedio en atención a lesionados en accidentes de tránsito en Medellín fueron de 2.000 USD en el año 2012<sup>34</sup> (Este valor indexado a diciembre de 2016 corresponde en COP a 4.4 millones).

Usando los anteriores datos como referente, se propone un indicador del ahorro en costos de hospitalización por reducción en accidentalidad vial dada una mejora en el alumbrado público. La siguiente expresión recoge el beneficio de las mejoras en la red de alumbrado público sobre el costo de la accidentalidad.

*Ecuación 22. Reducción en el costo de accidentalidad*

$$RCA = \left( \sum_{i=5}^N TAM_i * RTAM * CPL_i * PM \right)$$

Donde:

*RCA*: reducción en el costo de accidentalidad

*TAM*: tasa de accidentalidad anual nacional en el año *i*.<sup>35</sup>

*RTAM*: reducción en la tasa de accidentalidad debido a alumbrado público (50% según estudio citado).

*CPL*: costo promedio de una persona lesionada en accidente de tránsito en el año *i* (4.2 millones COP según valores indexados a diciembre de 2016 con base en el estudio citado).

*PM*: población beneficiada con el incremento en la confiabilidad

---

<sup>33</sup> Seguridad vial y salud pública: Costos de atención y rehabilitación de heridos en Chile, Colombia y Perú.

<sup>34</sup> Para la conversión de dólares a pesos se tomó una TRM promedio de 2012 de \$1.797

<sup>35</sup> Fuente Instituto Nacional de Medicina Legal. Disponible en <http://www.medicinalegal.gov.co/observatorio>

Nótese que, debido a que, en los desarrollos de los proyectos de distribución, necesarios para la materialización del beneficio, intervienen decisiones de orden institucional y/o político, se sugiere considerar 5 los años de rezago del beneficio.

#### 4.4.3. Análisis costo beneficio

El análisis costo beneficio (ACB) ha sido la herramienta analítica principal para evaluar proyectos de impacto ambiental (Enríquez, 2005). Esta metodología requiere la caracterización de los costos y beneficios de un proyecto con el objetivo de comparar dos rubros y ejecutar el proyecto sólo si los beneficios exceden los costos. Según Hanley y Spash (2003) el análisis costo-beneficio se realiza llevando a cabo el siguiente procedimiento: en primer lugar, se debe definir el proyecto e identificar los impactos económicamente relevantes; en segundo lugar, se deben cuantificar los impactos físicos y calcular su valor monetario. Por último, a estos valores se les debe aplicar un test de Valor Presente Neto, para conocer la eficiencia relativa del proyecto, y un análisis de sensibilidad a diferentes parámetros como la tasa de descuento, los precios sombra, y las cantidades o cualidades físicas.

El ACB se basa en un principio muy simple: compara los costos y beneficios de un proyecto. Si los primeros son mayores que los segundos entrega un elemento de juicio inicial que indica la no aceptabilidad del mismo.

La diferencia con el análisis convencional, es que en la evaluación económica ambiental, los costos y beneficios de un proyecto obra o actividad están representados por las denominadas externalidades que pueden incrementar los costos sociales del proyecto, por generar una disminución en el nivel de vida de terceros o manifestarse en efectos positivos que aumentan el nivel global del beneficio (Miranda, 1997), excluyendo los costos y beneficios del sector privado por desarrollar el proyecto (MAVDT & CEDE, s.f.).

La comparación de los costos y beneficios ambientales actualizados, es decir, comparados en valor presente a partir del uso de una tasa social de descuento, deriva en la estimación de indicadores de decisión que permiten juzgar la viabilidad del proyecto (Mendieta, 2005), estos indicadores son: Valor Presente Neto y Relación Beneficio – Costo.

El ACB permite determinar los costos y beneficios para tener en cuenta en cada una de las perspectivas consideradas previamente. Por otro lado, mediante la actualización, hace converger los flujos futuros de beneficios y costos en un momento dado en el tiempo (valor presente o actual) tornándolos comparables. Relaciona, por último, los costos y beneficios del proyecto, utilizando indicadores sintéticos de su grado de rentabilidad, según la óptica de la evaluación (privada o social) (Rossi, 1979, p. 254)

De acuerdo con Enríquez (2005), el ACB se puede aplicar en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- Todos los costos y beneficios de un proyecto son identificables y cuantificables en términos económicos
- El criterio principal de evaluación es la eficiencia económica
- Es potencialmente posible compensar a los individuos que se ven afectados negativamente por el proyecto

En el presente estudio se optó por realizar un ACB dado que se ajusta mejor a los requerimientos del proyecto. Asimismo, el ACB deberá considerar las siguientes variables para comparar los costos socioambientales y los beneficios sociales del proyecto: todos los ingresos y egresos del proyecto, el valor relativo del dinero en el tiempo, la tasa de interés equivalente si se comparan magnitudes monetarias en momentos diferentes (Cohen y Franco 2006).

“Para la identificación de los costos y beneficios del proyecto que son pertinentes para su evaluación, es necesario definir una situación base o situación sin proyecto; la comparación de lo que sucede con proyecto versus lo que hubiera sucedido sin proyecto, definirá los costos y beneficios pertinentes del mismo” Fontaine (1984).

Según Cohen (2006), la evaluación puede ser realizada desde dos ópticas diferentes:

La evaluación privada: Que a su vez tiene dos enfoques: la evaluación económica, que asume que todo el proyecto se lleva a cabo con capital propio y, por lo tanto, no toma en cuenta el problema financiero; y la evaluación financiera, que diferencia el capital propio del prestado. La evaluación económica tiene como objetivo el determinar el impacto que el proyecto produce sobre la economía como un todo.

La evaluación social: Que incorpora explícitamente el problema distribucional dentro de la evaluación. Esta integración de eficiencia con equidad se traduce en una valoración de “precios sociales”. La evaluación social, también llamada evaluación socioeconómica de proyectos, pretende medir el impacto que la ejecución de un proyecto - versus no ejecutarlo- tiene sobre la disponibilidad total de bienes y servicios en un país. Los costos y los beneficios del proyecto deben medirse por comparación con la media en que disminuyen la posibilidad o contribuyen al logro de los objetivos de esa sociedad. (Squire y Van der Tak, 1980).

En los proyectos sociales se ha planteado la cuestión de quién afronta los costos desde una perspectiva diferente. Al respecto hay tres respuestas posibles: el individuo, el gobierno local, o la sociedad en su conjunto, desde el punto de vista individual, se considera la perspectiva del beneficiario del proyecto. La perspectiva de la comunidad local plantea el problema de la fuente de financiamiento. Respecto a la sociedad nacional, hay que considerar no solo los costos y beneficios directos, sino también los de carácter secundario e intangible, los ejemplos habituales

de efectos intangibles son las razones estratégicas o de seguridad nacional, la integración regional, los efectos sobre el clima y medio ambiente, y similares. No son cuantificables económicamente o, mejor dicho, no son traducibles en unidades monetarias, pero afectan la decisión de realizar o no un proyecto (Rossi, 1979: 254)

La ubicación temporal de la evaluación, en los proyectos económicos, está fundamentalmente en la etapa ex ante, sirviendo sus resultados para decidir sobre la ejecución o no del proyecto. Cuando se trata de proyectos sociales, el ACB también se realiza ex post y sirve para determinar la utilidad de la continuación del proyecto o para, alternativamente, establecer la conveniencia de realizar otros del mismo tipo.

El flujo de costos-beneficios permite la comparación de los valores monetarios presentes tanto de los beneficios como de los costos identificados. Dicho flujo consiste en la construcción del flujo anual de costos y beneficios del proyecto analizado, en términos monetarios.

#### 4.4.3.1. Criterios de decisión

De la comparación de los beneficios y costos ambientales y sociales se obtienen los principales criterios económicos para la toma de decisiones, correspondientes al Valor Presente Neto ambiental-social ( $VPN_A$ ) y a la Relación Beneficio-costos ambiental-social ( $R(B/C)_A$ ).

#### Relación Beneficio-Costo Económico ( $R(B/C)_A$ )

Este indicador es el cociente de la sumatoria del valor presente de los beneficios económicos (**ambientales-sociales**) de cada año descontados al periodo inicial, y la sumatoria del valor presente de los costos económicos (**ambientales-sociales-financieros**) descontados al periodo inicial. Lo anterior se expresa como:

*Ecuación 23. Beneficio-Costo Económico*

$$R(B/C)_A = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

$B_i$ : beneficios ambientales-sociales del año  $i$

$C_i$ : costos ambientales-sociales-financieros del año  $i$

$r$ : tasa de descuento. Esta tasa de descuento la define la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y se aplica para todos los beneficios y costos.

Según lo descrito en la sección anterior, los beneficios están dados por:

- Reducción en el costo del componente T de la tarifa (sí es el caso)
- Reducción en el costo del componente R de la tarifa
- Disminución en el costo de las horas de racionamiento
- Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes
- Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación
- Reducción de los costos de funcionamiento del servicio de salud
- Reducción en el costo de la accidentalidad

Los costos están dados por:

- Aumento en el costo del componente T de la tarifa (sí es el caso)
- Costos por la inversión en la ejecución del proyecto
- Costo por la modificación en la calidad del paisaje
- Costo por la afectación a las comunidades de aves
- Costos por modificación de los ecosistemas naturales y de la cobertura vegetal

Es pertinente volver a mencionar que algunos beneficios son desplazados en el tiempo. Así entonces, se tienen dos opciones:

- Que los beneficios y costos se vayan sumando año a año, habiendo años en los que hay cantidades de cero, y luego al resultante de beneficios y de costos se le saca el VPN.
- Cada beneficio y costo, con sus años vacíos (si los hubiese), se llevan a valor presente. Luego se agregan y se dividen.

Así pues, con base en los indicadores, la relación beneficio-costos queda como se muestra a continuación:

$$R(B/C)_A = \frac{VPN(\Delta CT) + VPN(\Delta CR) + VPN(DHR) + VPN(ACE) + VPN(CIS) + VPN(VDTD) + VPN(CISE) + VPN(RCA)}{VPN(CINV) + VPN(\Delta CT) + VPN(CMCP) + VPN(CACA) + VPN(CENV)}$$

Donde:

- $\Delta CT$ : Aumento/disminución en el costo del componente T de la tarifa. Si se aumenta el costo, este rubro se considera en el denominador de la expresión anterior, dado que no se considera como un beneficio; por el contrario, si se reduce el costo, se considera un beneficio y este rubro se consideraría en el numerador de la relación costo/beneficio
- $\Delta CR$ : Disminución en el costo del componente R de la tarifa
- DHR: Beneficio por disminución en las horas de racionamiento
- ACE: Ahorro en el costo de las emisiones
- CIS: Ahorro en el costo de la interrupción en el suministro de energía eléctrica
- VDTD: Valor anual en la disminución de la tasa de deserción
- CISE: Ahorro en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas
- RCA: Reducción en el costo de la accidentalidad
- *CINV*: Costo de la inversión del proyecto
- CMCP: Costo por la modificación en la calidad del paisaje
- CACA: Costo por la afectación a las comunidades e aves
- CENV: Costo por la modificación de los ecosistemas naturales
- Para fines de las proyecciones de población y de inflación, se sugiere tomar una tasa de crecimiento poblacional del 1% anual y una cifra de inflación anual proyectada del 3%.

#### 4.1.1.1. Análisis de criterios de decisión y resultado

Los resultados de los indicadores  $R(B/C)_A$  se interpretan de acuerdo con la información de la Tabla 28.

Tabla 28. Interpretación del indicador de  $VPN_A$

Relación beneficio-costos ambiental	Interpretación
$R(B/C)_A > 1$	Los beneficios del proyecto son mayores que sus costos, por lo tanto, se acepta el proyecto y se indica que este genera ganancias en bienestar social.
$R(B/C)_A = 1$	El proyecto no produce beneficios ni costos. No genera cambios en el bienestar social.
$R(B/C)_A < 1$	Los costos del proyecto son mayores que sus beneficios. Se debe rechazar el proyecto ya que provoca pérdidas en el bienestar social.

Fuente: Artucom SAS (2017) a partir de MAVDT (2010).



## Bibliografía

- Azqueta, D. (1994). *Valoración económica de la calidad ambiental*. Madrid: McGraw-Hill.
- Castiblanco, C. (2008). *Manual de valoración económica del medio ambiente*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Instituto de estudios ambientales (IDEA).
- CREG. (13 de Julio de 1995). Resolución 025 de 1995.
- CREG. (21 de Diciembre de 2007). Resolución 119 de 2007.
- CREG. (11 de Febrero de 2009). Resolución 011 de 2009.
- CREG. (22 de Diciembre de 2015). Resolución 240B de 2015.
- CREG. (2016). Cartilla Energía Eléctrica. Propuesta para modificar su costo unitario. Resolución CREG 240B de 2015.
- Cristeche, E., & Penna, J. (2008). *Métodos de valoración económica de los servicios ambientales*. Buenos Aires: Instituto nacional de tecnología agropecuaria (INTA).
- CRÓNICAS DEL QUINDIO. (2015). *Anla suspendió obras de la subestación Armenia*. Obtenido de [http://www.cronicadelquindio.com/noticia-completa-titulo-anla\\_suspendi\\_obras\\_de\\_la\\_subestacin\\_armenia-seccion-la\\_economia-nota-84842.htm](http://www.cronicadelquindio.com/noticia-completa-titulo-anla_suspendi_obras_de_la_subestacin_armenia-seccion-la_economia-nota-84842.htm)
- De La Zerda, S., & Rosselli, L. (2003). MITIGACIÓN DE COLISIÓN DE AVES CONTRA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CON MARCAJE DEL CABLE DE GUARDA. *Ornitología Colombiana No 1*, 42-62.
- Dixon, J., & Pagiola, S. (1998). Análisis económico y evaluación ambiental. (E. d. Bank, Ed.) *Environmental Assessment. Sourcebook* (23), 2-17.
- DNP. (2013). Ejemplo Metodológico Alumbrado Público. Sistema General de Regalías –SGR. Versión 1.0.
- DNP. (09 de Octubre de 2017). *Publicaciones. Panorámica Regional*. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/publicaciones.aspx>
- EEB. (2012). *ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL. PROYECTO UPME 02-2009 S/E ARMENIA A 230 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS*. Bogotá.

- Enatrel. (2014). *Estudio de Impacto Ambiental Proyecto Refuerzos para la conexión del proyecto Hidroeléctrico Tumarín, I Etapa*. Managua: MULTICONSULT Y CIA. LTDA.
- Freeman, L. (1993). *The Measurement of Environmental and Resource Values. Theory and Methods. Resource for the Future*. Washington D.C.
- Gómez-Baggethun, E., & de Groot, R. (2007). Capital natural y funciones de los ecosistemas: explorando las bases ecológicas de la economía. *Ecosistemas*, 4-14.
- 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>
- Krugman, P., & Wells, R. (2006). *Introducción a la Economía: Microeconomía*. Reverté.
- MAVDT & CEDE. (s.f.). *Evaluación económica de impactos ambientales en proyectos sujetos a licenciamiento ambiental: Manual técnico - documento en discusión*. Bogotá D.C: Centro de estudios para el desarrollo económico - Universidad de los Andes.
- MAVDT actual MADS. (2010). Metodología general para la presentación de Estudios Ambientales. Bogotá, Colombia: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- Mendieta, J. (2005). *Manual de valoración económica de bienes no mercadeables*. Bogotá D.C: CEDE.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2003). *Guía metodológica para la valoración económica de bienes, servicios ambientales y recursos naturales*. Bogotá, Colombia: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- Ministerio de Ambiente y Vivienda y Desarrollo Territorial - MAVDT. (2010). *Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales*. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía. (08 de Julio de 2004). Resolución 355 de 2004.
- Ministerio de Minas y Energía. (02 de Abril de 2007). Resolución 18 0466 de 2007.
- Miranda, J. (1997). *Gestión de proyectos*. Bogotá D.C.: Editora Guadalupe Ltda.
- National Council on Electricity Policy. (2004). *Electricity Transmission, A primer*.
- Pérez Salas, G., & Bueno Carachi, S. (2012). Seguridad vial y salud pública: Costos de atención y rehabilitación de heridos en Chile, Colombia y Perú. (7), 311. CEPAL.

- Rodríguez, C., Sánchez, F., & Márquez, J. (Marzo de 2011). Impacto del programa "Computadores para Educar" en la deserción estudiantil, el logro escolar y el ingreso a la educación superior. (15). (CEDE, Ed.)
- Secretaría Nacional de Energía . (2015). *Plan Energético Nacional 2015 - 2050*. Panamá.
- Semana. (2013). Campesinos de Cundinamarca marcharán contra proyecto de EPM. *Semana*.
- Superintendencia de Sociedades. (2015). Cálculo de Huella de Carbono Organizacional.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). Contrato 004. *Contrato 004*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- Unión temporal TAU Consultora - Ambiental Consultores Ltda, UPME. (2011). *Plan para la Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica(PLASAE)*. Bogotá.
- UPME. (2015). Desarrollo de una metodología de costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural.
- UPME. (2015). *Desarrollo de una metodología de costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*.
- UPME. (2015). *Normograma UPME*. Bogotá.
- UPME. (2015). *Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050*. Bogotá.
- UPME. (diciembre de 2016). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano - Diciembre de 2016*.
- UPME. (2016). *Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2016-2030*. Bogotá.
- URS Holdings Inc. (2016). *Estudio de Impacto Ambiental Categoría II Proyecto de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional del proyecto de Generación "Costa Norte"*. Panamá.
- URS HOLDINGS, INC. (2016). *Estudio de Impacto Ambiental Categoría II Proyecto de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional del proyecto de Generación "Costa Norte"*. Panamá.
- URS Holdings, Inc. (2016). *Estudio de Impacto Ambiental Categoría II Proyecto de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional del proyecto de Generación "Costa Norte"*. Panamá.
- Wanvik, P. (2009). Effects of road lighting: an analysis based on Dutch accident statics 1987-2006. *Accident Analysis and Prevention*, 41(1), 123-128.



# Beneficios Indirectos de Proyectos de Transmisión Eléctrica

## **Producto 7**

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

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CERS: Certificados de reducción de emisiones de carbono

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social

DANE: Departamento Nacional de Estadística

GLP: Gas licuado del petróleo

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

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

SUI: Sistema único de información de servicios públicos

TICS: Tecnologías de la información y las comunicaciones

## Contenido

Presentación.....	5
1 Beneficios de obras de transmisión .....	7
2 Metodología para cuantificar beneficios indirectos adicionales de obras de transmisión de energía .....	11
2.1 Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes.....	11
2.2 Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud .....	12
2.3 Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación .	14
2.4 Incremento del uso y disfrute del espacio público.....	17
Bibliografía.....	19

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría .....	6
Ilustración 2. Cambio en el punto óptimo generado por externalidades positivas.....	8
Ilustración 3 Impactos indirectos positivos de proyectos de transmisión de energía eléctrica .....	9

## Presentación

---

El presente documento corresponde al producto 7 de la Consultoría 004 de 2017, y corresponde a “las Metodologías para estimar beneficios indirectos adicionales por la entrada en operación de los proyectos de transmisión previstos en los planes de expansión tales como en la educación, la salud, impactos urbanísticos, entre otros”.

Este producto recoge los beneficios indirectos incluidos en la propuesta de ecuación costo beneficio que se presenta en el producto 6. Dichos beneficios son el resultado de la identificación de las implicaciones indirectas, acumulativas y sinérgicas del escenario de crecimiento para transmisión – Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión – PERGT.

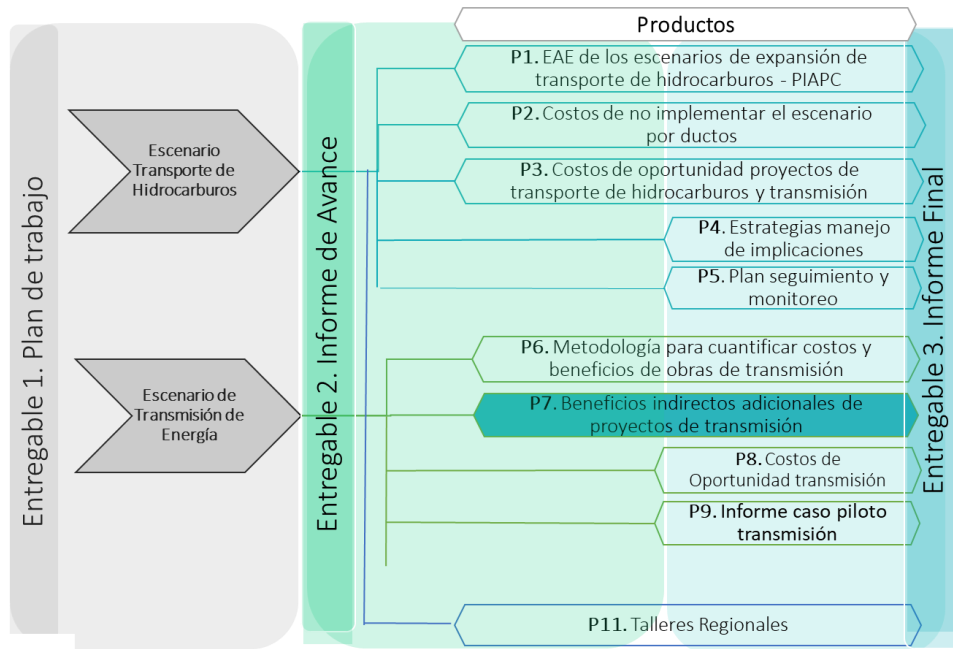
También se incluye en este documento, la descripción de otros beneficios indirectos de las obras de transmisión, que, si bien hacen parte de las externalidades positivas de este tipo de proyectos, para ser medidos tendrían que desarrollarse estudios específicos que levanten la información que se requeriría.

La identificación de los beneficios indirectos de los proyectos de transmisión se hizo a partir de revisión de estudios, documentos técnicos, mesas de trabajo y talleres con expertos sectoriales y ambientales.

La siguiente ilustración sintetiza los productos de la consultoría y su relación con los entregables del contrato:



Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría



Fuente: Unión Temporal Plan-In-SA&S, 2017

# 1 Beneficios de obras de transmisión

Los proyectos de transmisión de energía eléctrica mejoran la capacidad de transmisión de la red, y aumentan su confiabilidad. De este modo, un proyecto de transmisión permite transportar mayores niveles de energía en una red de transmisión a un costo dado, y eventualmente brinda la posibilidad de reducir los costos del componente de transmisión de la tarifa.

Los beneficios directos de la puesta en marcha de los proyectos de transmisión del sistema interconectado nacional son el mejoramiento en la prestación del servicio, por aumento de la confiabilidad (continuidad en la prestación del servicio) y en algunos casos el aumento de la cobertura (incorporación de nueva demanda).

Los efectos indirectos de los proyectos de transmisión de energía están relacionados con las afectaciones externas que éstos tienen sobre el consumo de otros bienes y servicios. Tales efectos pueden ser positivos o negativos. Los efectos positivos asociados a los proyectos de transmisión pueden ser:

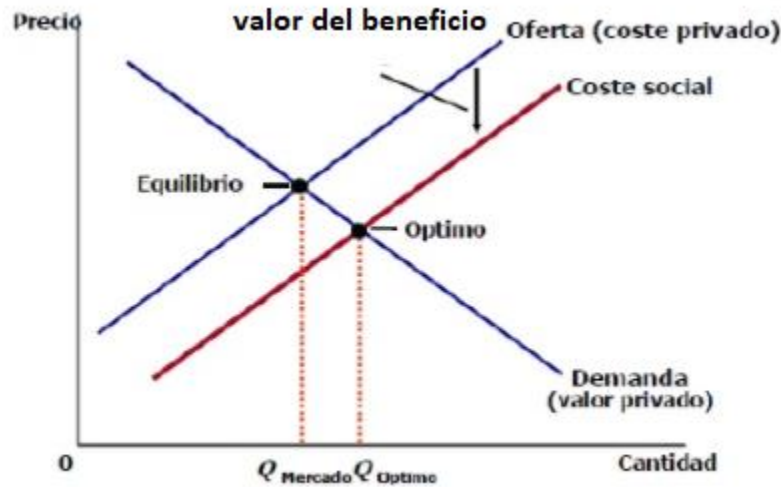
- Al mejorar la confiabilidad de la red se reduce el número de horas de racionamiento, pudiéndose aumentar las horas de servicio de alumbrado público en las horas de la noche. Existe la posibilidad de que esto signifique un impacto positivo en:
  - El comercio de una región
  - El disfrute del espacio público
  - La reducción en la percepción de inseguridad
  - La accidentalidad vial
- Al disminuir las horas de racionamiento, las personas pueden hacer uso de los electrodomésticos un número mayor de horas.
- Al mejorar la confiabilidad y la capacidad de la red de transmisión, se mejoran las condiciones para la prestación de servicios sociales como la educación, y la salud.

## Externalidades Positivas

En un mercado con externalidades positivas en producción ocurre lo inverso que en el caso de las externalidades negativas. En la curva de costo marginal social (dadas las externalidades positivas, el costo social es menor al costo privado de llevar a cabo la actividad productiva) está desplazada a la derecha respecto a la curva de costo marginal privado. En el punto óptimo en donde se reconoce el valor de las externalidades, la cantidad transada es mayor a un precio menor.

Lo anterior pone de manifiesto la necesidad de valorar tanto las externalidades negativas como las positivas para poder emitir un juicio respecto al beneficio que tiene un proyecto de transmisión sobre toda la sociedad

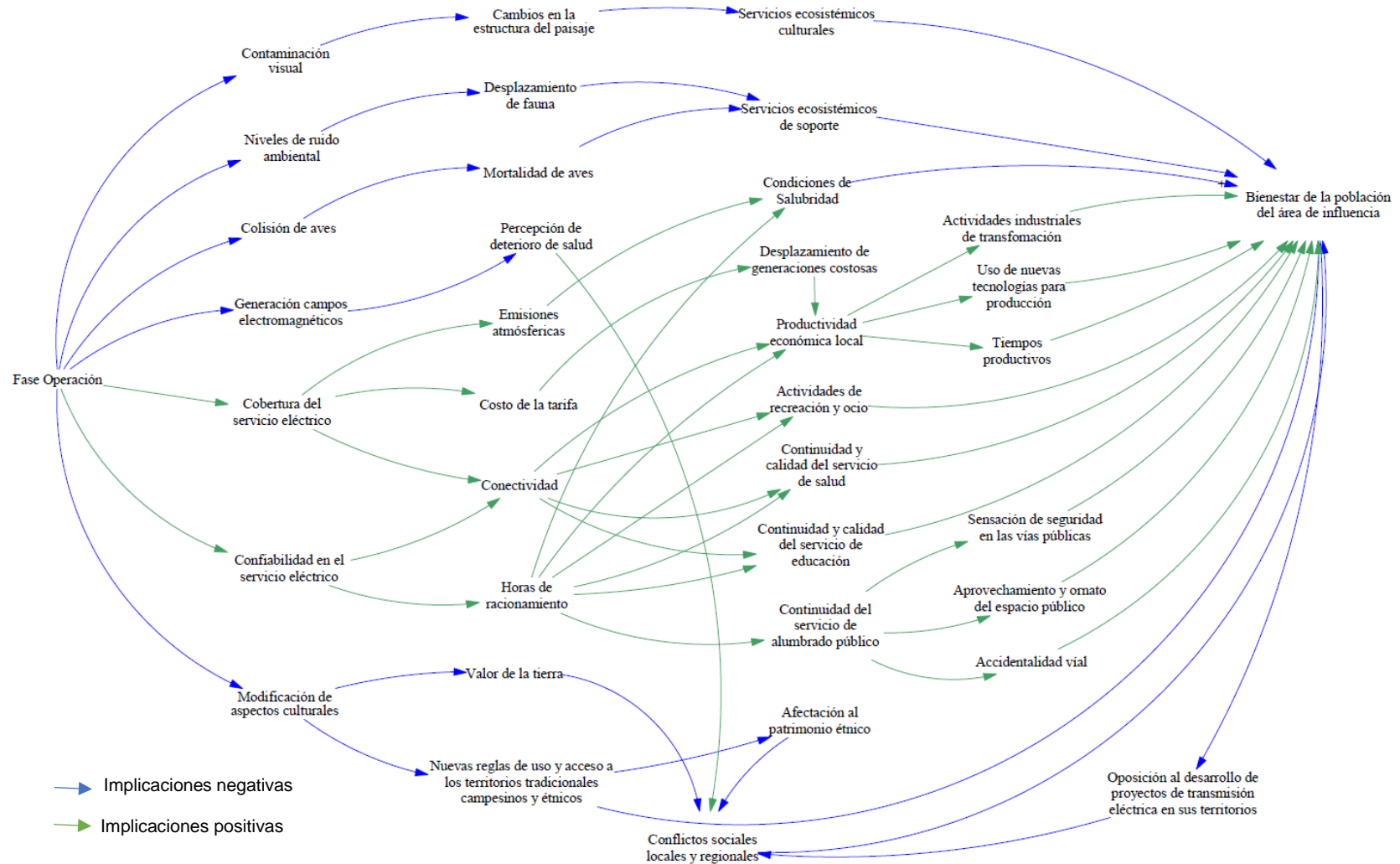
*Ilustración 2. Cambio en el punto óptimo generado por externalidades positivas*



Fuente: Unión Temporal Plan-In-SA&S, 2017 con base en (Krugman P, 2006)

A partir del trabajo desarrollado para identificar las implicaciones indirectas, acumulativas y sinérgicas de proyectos de transmisión eléctrica, se construyó la siguiente red de implicaciones en donde se pueden observar los principales beneficios indirectos de las obras de transmisión eléctrica del SIN.

Ilustración 3 Impactos indirectos positivos de proyectos de transmisión de energía eléctrica



Fuente: Unión Temporal Plan-In-SA&S, 2017

A continuación, se enuncian los posibles beneficios:

Por el mejoramiento de cobertura y/o confiabilidad:

1. Conectividad a través de posibilidad de conexión a internet y sistemas de datos que brinda mejoras en educación, ocio, productividad.
2. Reducción de accidentalidad vial (mayor visibilidad – ayudas semafóricas - otras)
3. Desarrollo económico
  - a. Aumento del proceso de generación de actividades industriales y de transformación
  - b. Mejoras en la productividad por efecto de incorporación de tecnologías para la producción
  - c. Aumento de los tiempos productivos (mayores horas de iluminación)
  - d. Interconexión de mercados
4. Mejoras ambientales:
  - a. Reducción de emisiones por reemplazo de fuentes más contaminantes.
5. Socio Cultural
  - a. Mejoras en la salud por:
    - i. Conservación y manipulación alimentos
  - b. Reducción de los costos de funcionamiento del servicio de salud
  - c. Mayores posibilidades de recreación
6. Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación
7. Cualificación y disfrute del espacio público
  - a. Iluminación
  - b. Ornato (fuentes, etc)
  - c. Incremento del uso y disfrute del espacio público

De estos beneficios, se propone medir los siguientes:

- Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes
- Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud
- Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación
- Incremento del uso y disfrute del espacio público

## 2 Metodología para cuantificar beneficios indirectos adicionales de obras de transmisión de energía

A continuación, se presenta cada uno de los impactos a cuantificar y la propuesta metodológica para hacerlo.

### 2.1 Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes

Cuando se construye un nuevo proyecto de transmisión del STN y se incrementa la cobertura, se lleva electricidad a zonas que antes no contaban con ella. Estos proyectos permiten reemplazar sistemas o fuentes de generación que pueden ser más contaminantes (carbón, gas, ACPM, etc.) por una fuente menos contaminante. Así pues, se propone el siguiente indicador que pretende valorar económicamente la disminución de emisiones debido al uso de generaciones más limpias.

$$ACE = \sum_{i=3}^N (EECO2_{factor\ de\ emisión\ más\ contaminantes\ i} - EECO2_{factor\ de\ emisión\ matriz\ energética}) \\ * CCO2CERS * EDEC$$

Donde:

*ACE*: ahorro en el costo de las emisiones

*EECO2<sub>factor de emisión más contaminantes i</sub>*: factor de emisiones CO2 equivalentes por las generaciones más contaminantes en el año i

*EECO2<sub>factor de emisión matriz energética</sub>*: factor de emisión de matriz energética nacional

*CCO2CERS*: costo del CO2 en bonos de carbono<sup>1</sup>.

*EDEC*: energía desplazada de generaciones más contaminantes

---

<sup>1</sup> Se toma como valor \$15000 para 2016. Consultado en: <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions>

$N$ : número de años de concesión del proyecto

Nótese que el beneficio se empieza a materializar en  $i=3$ . Esto es debido a que, para materializar el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos que conecten la red de transmisión a una nueva fuente de generación menos contaminante.

Para llevar a cabo los cálculos anteriores, se tienen como insumo los factores de emisión de la matriz energética nacional (para diciembre de 2016 fue de 0.086 TonCO<sub>2</sub>/MWh (UPME, 2016)).

## 2.2 Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud

La Resolución 18 0466 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, en el Capítulo VII, Artículo 41, plantea los requisitos que deben cumplirse para prestar el servicio de energía eléctrica en instalaciones hospitalarias, destacando la importancia que tiene la provisión (del suministro de energía eléctrica) de forma segura y óptima al señalar que “*en las áreas médicas críticas, [...] la continuidad del servicio de energía es esencial para la seguridad de la vida [...]*” (resaltado fuera de texto). Asimismo, el apartado f) precisa que:

*en todo centro de atención hospitalaria de niveles I, II y III debe instalarse una fuente alterna de suministro de energía eléctrica (una o más plantas de emergencia) que entre en operación dentro de los 10 segundos siguientes al corte de energía del sistema normal.*

Lo anterior destaca la importancia que tiene la confiabilidad en el suministro de energía, la cual crece cuando se aumenta el número de enlaces existentes en ella. Con base en esto, y con el fin de mejorar la confiabilidad en el servicio, en Colombia se ha dado fuerza a la construcción de nuevas líneas de transmisión, como uno de los mecanismos para fortalecer la interconectividad del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El beneficio de las obras de transmisión en el servicio de salud se puede analizar bajo el siguiente enfoque: al aumentar la confiabilidad de la red, los costos en que incurren los centros de salud debido a fallas en el suministro de energía disminuyen. Esto significa que no tendrán que poner en funcionamiento la planta de emergencia, evitando incurrir en gastos más altos de combustible para el funcionamiento de la misma, y de mantenimiento (preventivo y correctivo). Así pues, el ejercicio se enfoca en la evaluación del beneficio de la confiabilidad en el suministro de energía.

Para el caso de los hospitales, el análisis se pone en términos del ahorro en los costos al no tener suministro de energía: ¿Cuánto le representa al hospital poner en funcionamiento su planta de emergencia por interrupciones o racionamiento en el suministro de energía eléctrica? Este cálculo se aproxima, por medio de la siguiente expresión:

*Ecuación 1. Ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica*

$$CIS = \left( \sum_{i=3}^N \text{CostoPE} \left( \frac{\$}{\text{kWh}} \right) * DPEUA * NUAB * \Delta\text{Confiabilidad} \right)$$

Donde:

CIS: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

CostoPE : costo de encender la planta de emergencia para producir 1 kWh<sup>2</sup>.

DPEUA: demanda promedio anual de energía de una unidad asistencial<sup>3</sup>

$\Delta$ Confiabilidad: cambio en la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

NUAB: Número de unidades asistenciales beneficiadas por la mejora en confiabilidad. Este dato se aproxima de la siguiente manera:

- Según los datos del SUI, en el 2016 habían inscritas 8.730 unidades asistenciales<sup>4</sup>.
- Según los datos del SUI, en el 2016 había 11.973.281 clientes inscritos<sup>5</sup>.
- Según el DANE, al 31 de diciembre de 2016 la población colombiana ascendía a aproximadamente 49 millones de habitantes<sup>6</sup>.
- De acuerdo con lo anterior, al 2016 había 1.371 clientes por cada unidad asistencial, y 4.09 habitantes por cliente. Es decir, 5.607 habitantes por cada unidad asistencial.
- De acuerdo con esto, se puede aproximar el número de unidades asistenciales beneficiadas por el proyecto, de acuerdo con la cantidad de población que se beneficia.

$$NUAB = \frac{PBP}{5607}$$

Donde:

*PBP*: Población beneficiada con el proyecto

---

<sup>2</sup> El costo kWh de una planta a diésel es de \$466, según estudio UPME (2015).

<sup>3</sup> Según datos del SUI, fue de 85.179 kWh-año en el 2016. Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>4</sup> Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>5</sup> Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>6</sup> Información disponible en: <http://www.dane.gov.co/reloj/>



Nótese que el beneficio se empieza a efectuar en  $i=3$ . Esto es debido a que para que se materialice el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos de distribución de energía que permitan que los beneficios de la transmisión se irradien hasta los clientes finales.

Lo que pretende la expresión es calcular el valor esperado del ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica. Como se mencionó, los centros hospitalarios deben tener, por ley, conexión con una planta de emergencia que les suministre energía en caso de un racionamiento. Con un proyecto de transmisión se aumenta la confiabilidad de la red, disminuyendo la probabilidad de tener que recurrir a la planta de emergencia, y, por ende, reduciendo los costos de operar dicha planta.

### 2.3 Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación

Como forma de calcular el efecto que tienen las mejoras en la transmisión de energía eléctrica en el entorno educativo, se mide el impacto de las tecnologías de la información y las comunicaciones (TICS) en el desempeño escolar de los estudiantes. Lo anterior partiendo del hecho que un buen suministro de energía eléctrica es una condición mínima para que los colegios puedan mejorar sus metodologías de aprendizaje a través de dichas tecnologías. De este modo, las TICS se proponen como el canal a través del cual los desarrollos en las redes de transmisión de energía eléctrica se traducen potencialmente en mejores indicadores de educación.

Rodríguez, Sánchez y Márquez (2011) examinaron el impacto del programa Computadores para Educar (CPE) en varios resultados educativos con información individual de estudiantes que asisten a las escuelas oficiales. El programa consiste en otorgar computadores a las escuelas beneficiadas y brindar entrenamiento a los docentes para el uso de las TICS en la pedagogía y aprendizaje. Los resultados arrojaron que el programa disminuye la tasa de deserción, incrementa los puntajes de las pruebas estandarizadas, y aumenta la probabilidad de ingresar a la educación superior. Además, se encontró que entre más tiempo lleve la escuela como beneficiaria del programa los efectos sobre las variables mencionadas son mayores.

Debido a la disponibilidad de información, y con el objetivo de establecer un indicador que se pueda agregar con los demás indicadores formulados en este documento, se propone medir el impacto de las mejoras en las redes de transmisión sobre los costos de la deserción escolar, analizada en el estudio de Rodríguez et al (2011). Así pues, se toma la tasa adicional de demanda de energía eléctrica que se proveerá a través de la red (esta energía adicional es la que estará potencialmente disponible para ser suministrada a las escuelas), se multiplica por la tasa de penetración de las TICS<sup>7</sup>(la tasa de penetración calcula la

---

<sup>7</sup> Este dato se puede consultar en el observatorio de las TICS del Ministerio de Educación Nacional – MEN.

incidencia que tienen las TICS sobre la población), y se multiplica por la reducción en la probabilidad de deserción (5,9% según estudio). Este valor corresponde a la reducción en la tasa de deserción producto de mejoras en la cobertura de la red eléctrica, a través del uso de las tecnologías de la información y las comunicaciones. Para valorar esta disminución de la tasa de deserción, se multiplica este valor por el costo promedio anual de un estudiante en escuela pública<sup>8</sup>, y por el número de estudiantes del municipio donde se desarrollará el proyecto. La expresión a continuación resume el indicador propuesto:

*Ecuación 2. Valor anual de la disminución de la tasa de deserción*

$$VDTD = \left( \sum_{i=3}^N \Delta DDA * TPTICS * RPD * CPAE_i * NEM_i \right)$$

Donde:

*VDTD*: valor anual de la disminución de la tasa de deserción

*ΔDDA*: Porcentaje de demanda adicional de energía eléctrica que se proveerá a través de la red. (%)

*TPTICS*: tasa de penetración nacional de las TICS (%)

*RPD*: reducción en la probabilidad de deserción (%)

*CPAE*: costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año *i* (\$)

*NEM*: número de estudiantes en la región donde se desarrollará el proyecto en el año *i*

Para aproximar el NEM, el DANE tiene el número de estudiantes matriculados en educación básica y media en el 2016 por departamento y por zona (rural, urbano). Igualmente se tiene la población total de cada departamento, y la población afectada por el proyecto. Así pues, el número de estudiantes del área de influencia del proyecto se determina según la siguiente relación:

$$NEM = \frac{NEMD_i}{PTD} * PIP$$

*NEMD<sub>i</sub>*: Número de estudiantes matriculados en el departamento *i*

*PTD*: Población total del departamento

---

<sup>8</sup> Este dato se aproxima dividiendo los recursos destinados a educación (disponible en los documentos CONPES), entre el número de niños matriculados en la región estudiada (disponible en el MEN).

*PIP*: Población de la región donde se mejora la confiabilidad del servicio

Nótese que el beneficio se empieza a percibir en  $i=3$ . Esto es debido a que para que se materialice el beneficio se necesita el desarrollo de proyectos de distribución de energía que permitan que los beneficios de la transmisión se irradien hasta los clientes finales.

Al mejorar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica se garantizan las condiciones mínimas para poder llevar a cabo el desarrollo de la jornada escolar en algunos municipios del país. Esto, debido a que, en algunas zonas del país, dadas sus particularidades geográficas, como la altitud, la demanda de energía eléctrica de subsistencia es mayor, tal como lo establece la Resolución 355 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía. Esta resolución señala que el consumo de subsistencia es mayor en alturas inferiores a los 1.000 metros, en comparación con aquellas zonas localizadas en alturas superiores. Con base en esto, las escuelas ubicadas en zonas cálidas (con altitudes inferiores a 1000 msnm) tienen unas necesidades energéticas mayores debido a que requieren de ventiladores y/o aire acondicionado que permitan el buen desarrollo de la jornada escolar.

Dado lo anterior, el beneficio derivado de un proyecto que permite aumentar la confiabilidad en el suministro de energía se traduce en la reducción del costo en que se tendría que incurrir por el no funcionamiento del establecimiento educativo, lo cual se puede medir a través del siguiente indicador:

*Ecuación 3. Ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas*

$$CISE = \left( \sum_{i=3}^N CPAE_i * NEM_i * \Delta Confiabilidad \right)$$

Donde:

CISE: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas.

*CPAE*: costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año  $i$ .

*NEM*: número de estudiantes en la región donde se mejorará la confiabilidad del servicio.

$\Delta$ Confiabilidad: cambio en la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

Nótese que al igual que en el indicador anterior, el beneficio se empieza a materializar en el año 3.

La anterior expresión pretende capturar el ahorro anual en el costo de la interrupción de la jornada escolar en escuelas situadas debajo de los 1.000 msnm debido a fallas en el

suministro de energía eléctrica. Esta expresión es la multiplicación del cambio en el nivel de confiabilidad de la red y el costo anual de la asistencia escolar de los niños de la región estudiada.

## 2.4 Incremento del uso y disfrute del espacio público

El desarrollo de obras de transmisión de energía eléctrica puede tener un impacto positivo sobre la red de alumbrado público en la medida en que se pueda aumentar la disponibilidad de fluido eléctrico durante la noche.

El DNP (2013) en el documento titulado “Ejemplo Metodológico Alumbrado Público”, identifica una serie de beneficios asociados a las mejoras en la disponibilidad del servicio de alumbrado público, y propone unas alternativas para su valoración.

- Incremento en la actividad comercial del municipio en la noche: se puede medir con el incremento en las ventas en establecimientos comerciales que operen en las noches.
- Aumento de actividades de recreación, deportivas y culturales en las horas de la noche: medible estimando del costo del uso de los escenarios donde se realizan las actividades. Igualmente, se podrían valorar los beneficios de la juventud y demás población que accede a estas actividades sanas, en lugar de incurrir en otras no sanas.
- Disminución de la percepción de inseguridad en la ciudadanía: medible por el ahorro en la fuerza pública, el costo de los bienes y enseres hurtados a la población, etc.
- Baja en la accidentalidad por el tránsito vehicular en las noches: calculado por el ahorro en el servicio médico, los ingresos dejados de percibir por los implicados en el accidente, y los costos de las reparaciones de los automotores, etc.

Debido a la disponibilidad de información, se propone medir los beneficios de las obras de transmisión en el alumbrado público a través de su impacto en la reducción de la accidentalidad por el tránsito vehicular. Así pues, a continuación, se presenta la propuesta de cuantificación con base en lo expuesto por Wanvik (2009) sobre los efectos del alumbrado público en la accidentalidad vial en Holanda, y un estudio de la CEPAL<sup>9</sup> sobre los costos de atención y rehabilitación de heridos en accidentes de tránsito en Medellín.

Según el estudio de Wanvik (2009), los accidentes viales con lesionados se reducen en un 50% al haber alumbrado público en las vías. Por otro lado, Pérez & Bueno (2012), identificaron que los costos promedio en atención a lesionados en accidentes de tránsito en Medellín fueron de 2.000 USD en el año 2012<sup>10</sup> (Este valor indexado a diciembre de 2016

---

<sup>9</sup> Seguridad vial y salud pública: Costos de atención y rehabilitación de heridos en Chile, Colombia y Perú.

<sup>10</sup> Para la conversión de dólares a pesos se tomó una TRM promedio de 2012 de \$1.797

corresponde en COP a 4.4 millones).

Usando los anteriores datos como referente, se propone un indicador del ahorro en costos de hospitalización por reducción en accidentalidad vial dada una mejora en el alumbrado público. La siguiente expresión recoge el beneficio de las mejoras en la red de alumbrado público sobre el costo de la accidentalidad.

*Ecuación 4. Reducción en el costo de accidentalidad*

$$RCA = \left( \sum_{i=5}^N TAM_i * RTAM * CPL_i * PM \right)$$

Donde:

*RCA*: reducción en el costo de accidentalidad

*TAM*: tasa de accidentalidad anual nacional en el año *i*.

*RTAM*: reducción en la tasa de accidentalidad debido a alumbrado público (50% según estudio citado).

*CPL*: costo promedio de una persona lesionada en accidente de tránsito en el año *i* (4.2 millones COP según valores indexados a diciembre de 2016 con base en el estudio citado).

*PM*: población beneficiada con el incremento en la confiabilidad

Nótese que, debido a que, en los desarrollos de los proyectos de distribución, necesarios para la materialización del beneficio, intervienen decisiones de orden institucional y/o político, se sugiere considerar 5 los años de rezago del beneficio.

## Bibliografía

- CEPAL. (2011). *Seguridad vial y salud pública: Costos de atención y rehabilitación de heridos en Chile, Colombia y Perú.* .
- DNP. (2013). *Ejemplo Metodológico Alumbrado Público. Sistema General de Regalías - SGR.* Bogotá.
- Krugman P, & W. (2006). *Introducción a la Economía: Microeconomía.* Reverté.
- Ministerio de Minas y Energía. (2007). *Resolución 18 0466.* Bogotá.
- Rodríguez, S. &. (2011). *Impacto del programa computadores para educar en la deserción estudiantil, logro escolar y el ingreso a la educación superior.* CEDE.
- Wanvik. (2009). *Effects of road lighting: an analysis based on Dutch accident statistics 1987-2006.*



Metodología para estimar los costos de oportunidad por demoras en la entrada en operación de la infraestructura de transmisión de energía

**Producto 8**

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 del grupo de Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializada 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

CP: Consulta Previa

DAA: Diagnostico ambiental Alternativo

DAP: Disponibilidad a pagar

DAPR: Disponibilidad a pagar por sector residencial

DAPI: Disponibilidad a pagar por la Industria

ICANH Instituto Colombiano de Antropología e historia.

EAE: Evaluación Ambiental Estratégica

EEB: Empresa de Energía de Bogotá

EPM: Empresas Públicas de Medellín

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

LA: Licenciamiento ambiental

PIB: Producto Interno Bruto

PMA: Plan de Manejo Arqueológico

RF: Reserva Forestal

TDR: Términos de Referencia

UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética

VPN: Valor Presente Pleno

# 1 Contenido

<i>Índice de tablas</i> .....	5
<i>Capítulo 1. Estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica</i> .....	8
1.1 Licenciamiento Ambiental - Diagnóstico Ambiental de alternativas .....	8
1.1.1 Tiempos de trámite para diagnóstico ambiental de alternativas .....	9
1.1.1 Motivos de retrasos en el trámite de diagnóstico ambiental de alternativas .....	10
1.2 Licenciamiento ambiental – Estudio de impacto ambiental .....	11
1.2.1 Tiempos de trámite para licenciamiento ambiental .....	12
1.2.1 Motivos de retrasos en el trámite de licenciamiento ambiental.....	13
1.3 Consultas previas .....	14
1.3.1 Tiempos de trámite de Consultas Previas.....	14
1.3.2 Consultas previas con comunidades afrodescendientes.....	15
1.3.1 Consultas previas con comunidades indígenas .....	16
1.4 Procedimientos para sustracción de áreas de reserva forestal .....	17
1.4.1 Tiempos de trámite de sustracción en áreas de reserva forestal.....	18
1.5 Procedimientos para Planes de Manejo Arqueológico .....	19
1.5.1 Tiempos de trámite para planes de manejo arqueológico .....	19
1.6 Retrasos por paros socioambientales .....	20
1.6.1 Tiempos de retraso por paros socioambientales.....	21
1.7 Retrasos por cambios normativos.....	21
<i>Capítulo 2. Enfoque metodológico</i> .....	23
2.1 Cálculo del Costo de Oportunidad por tiempos de retraso .....	27

## Índice de tablas

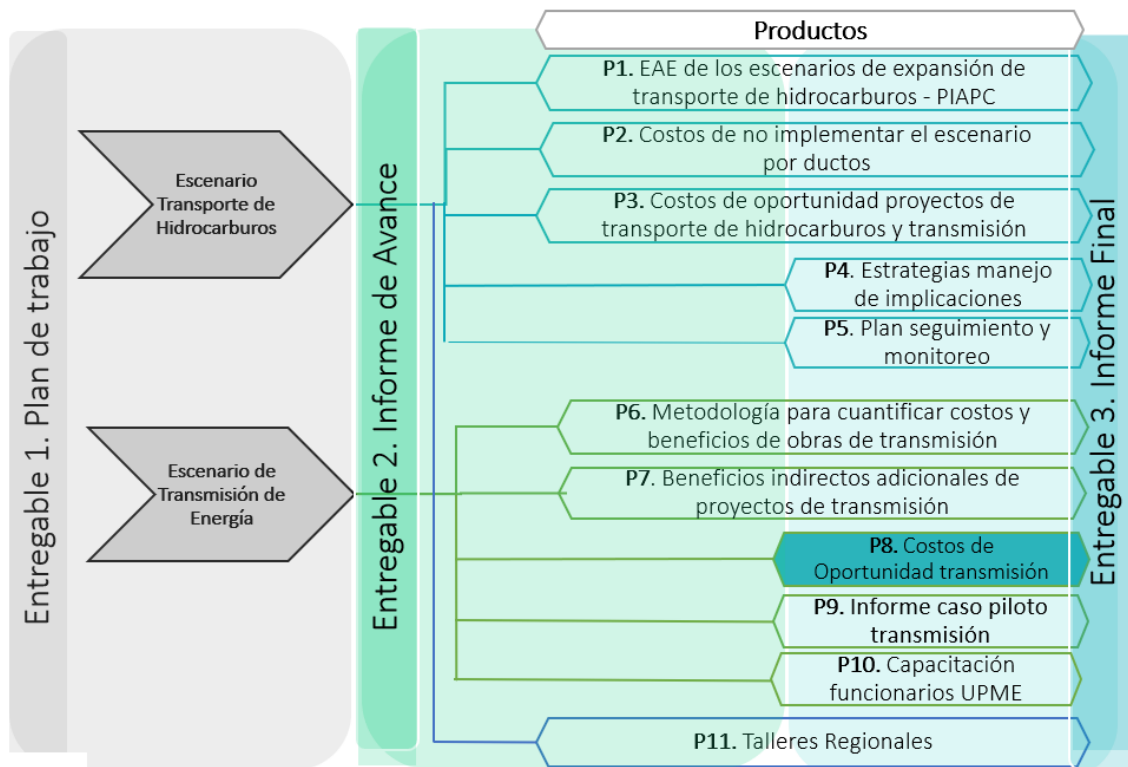
Tabla 1. Disponibilidad a pagar total .....	25
Tabla 2. Cálculo de demanda beneficiada .....	27
Tabla 3. Retrasos en entrada de ejecución de proyectos de transmisión eléctrica.....	27
Tabla 4. Resultados Costos de oportunidad.....	28

## Presentación

El presente documento corresponde al producto 8 de la Consultoría 004 de 2017, que contempla la estimación de los costos de oportunidad para el país por los retrasos en la entrada en operación de la infraestructura de transmisión de energía, 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 demora la puesta en marcha de la infraestructura de transmisión de energía del Sistema Interconectado Nacional, frente a los tiempos previstos en el marco normativo o el estimado por las autoridades.

El documento está estructurado en tres partes: la estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica, la metodología para la estimación de los costos de oportunidad y la cuantificación de los costos de oportunidad para el país por dichas demoras.

## Capítulo 1. Estimación de los tiempos de retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica<sup>1</sup>

En esta sección se cuantifican los tiempos promedio que tardan los operadores de proyectos de transmisión de energía, 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 las empresas de transmisión de energía eléctrica.

Para la estimación de tiempos, se recibió información de la empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPM), ANLA y Ministerio del Interior<sup>2</sup>.

### 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.

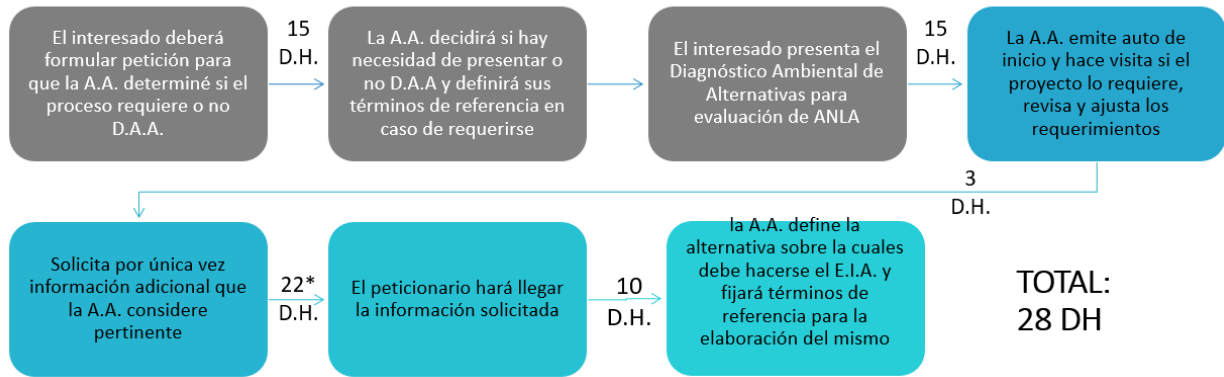
Los tiempos establecidos por la autoridad para las evaluaciones de los diagnósticos ambientales de alternativas fueron modificados en el 2014 por el Decreto 2041 (octubre 15 de 2014) (Ilustración 1). Los anteriores a esta fecha y que son registrados en este estudio, se rigieron por el Decreto 2820 de 2010.

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> La solicitud de información se hizo a las siguientes empresas: Transelca, Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Celsia S.A. E.S.P., Interconexión Eléctrica S.A. – ISA, 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, Xm S.A. E.S.P.

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.

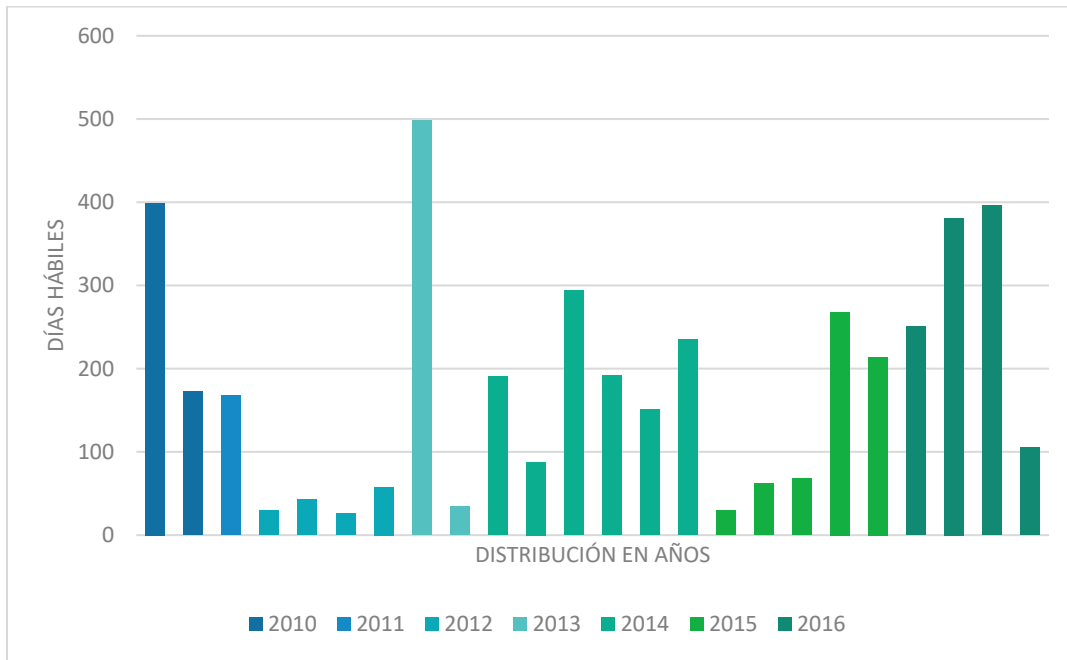
Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Los tiempos totales para el procedimiento según el 2041 son de 28 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 la evaluación de los tiempos de obtención de la licencia ambiental. Para el manejo de esta incertidumbre en esta consultoría, se revisaron los expedientes de los proyectos reportados por las entidades y operadores con el fin de identificar los tiempos que se tomaron los operadores en el suministro de información adicional del proyecto.

### 1.1.1 Tiempos de trámite para diagnóstico ambiental de alternativas

De acuerdo con los datos suministrados por los operadores y ANLA, en los años comprendidos desde 2010 a 2016, 24 proyectos de transmisión de energía requirieron DAA. El análisis de los mismos muestra una alta dispersión en cuanto a los tiempos que tomó este trámite Gráfica 1, lo cual hace necesario un análisis estadístico de media recortada para evitar la distorsión de los datos.

Gráfica 1. Tiempos Requeridos para DAA en Energía



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Para obtener la media recortada excluimos el 10% de las puntuaciones del extremo superior y el 10% de las puntuaciones del extremo inferior (Ecuación 1).

Ecuación 1. Ecuación media recortada

$$Media\ recortada_{20\%} = (n - 0.2) = n_{0.2} \quad M_{r20} \Rightarrow \frac{\sum Xn_{0.2}}{n_{0.2}}$$

Se estima un tiempo de 158 días hábiles en promedio para el trámite de DAA entre los años de 2010 a 2014, estos datos corresponden a 8 meses aproximadamente, un 316% por encima de los tiempos establecidos por la norma. Para el período entre 2015 y 2016, se estima un tiempo de 193 días hábiles (9 meses y medio aproximadamente), 306% por encima de lo establecido en la normatividad vigente.

### 1.1.1 Motivos de retrasos en el trámite de diagnóstico ambiental de alternativas

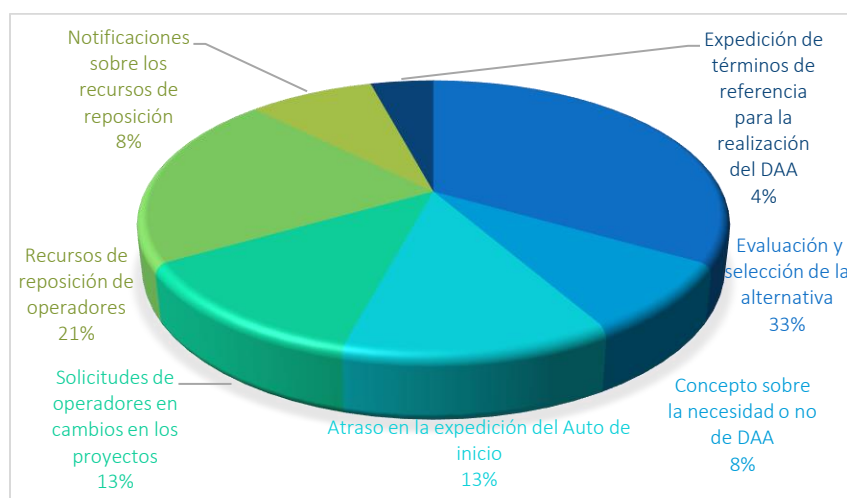
Los operadores manifiestan que el principal motivo de retrasos por parte de la autoridad ambiental es el tiempo requerido para que se evalúe y seleccione la alternativa ambiental más



viable (33%), con tiempos que exceden los cuatro meses de respuesta. De igual manera, existe un alto número de recursos de reposición por parte de los operadores, solicitando una reevaluación a la elección, lo cual también dilata el proceso por los tiempos de respuesta y cambios en los proyectos. Otro motivo importante que se argumenta es la demora en la expedición de los autos de inicio (13%), seguido del concepto sobre la necesidad o no del DAA (8%), como se detalla en la Gráfica 2.

Como puede observarse, los retrasos observados no son necesariamente, ni exclusivamente, atribuibles a las demoras de la autoridad ambiental. En este tiempo está incluido, el que se toman los particulares para completar la información de los diagnósticos ambientales de alternativas, conforme es solicitado en los términos de referencia respectivos para esa tipología de proyectos por la autoridad ambiental (DA-TER-3-01, Resolución 1277 de 2006; TDR-11, Resolución 2183 de 2016).

Gráfica 2. Motivos de retraso en DAA manifestado por operadores



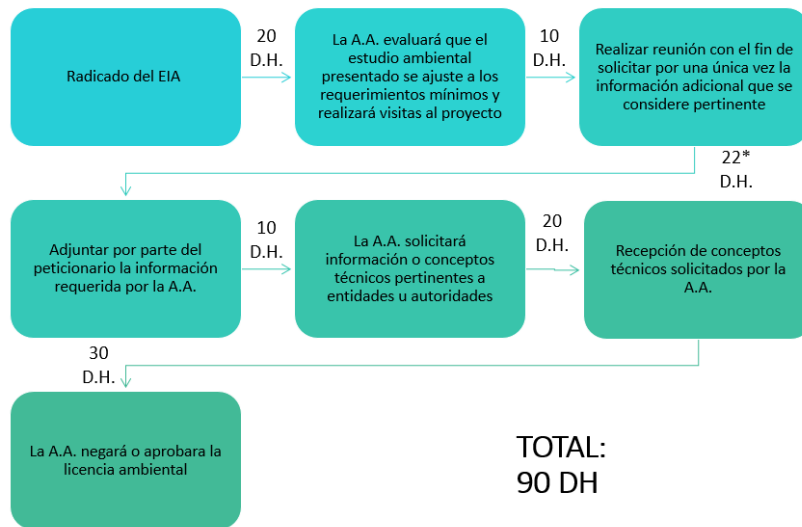
Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

## 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 el licenciamiento ambiental, 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.

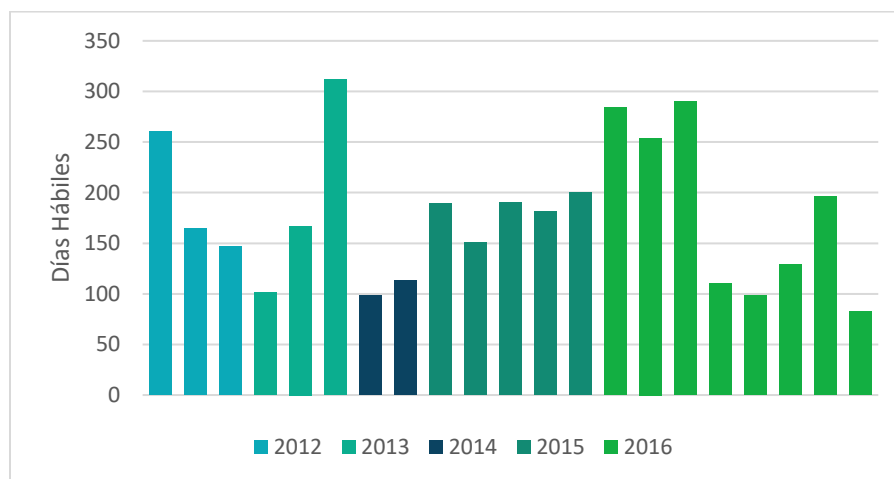
Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

### 1.2.1 Tiempos de trámite para licenciamiento ambiental

El análisis de los datos requirió una revisión de expedientes en la plataforma de la ANLA, con el fin de extraer de las fechas entregadas por las entidades y los operadores, los tiempos que se demoraron los peticionarios en reunir toda la información requerida para el estudio de impacto ambiental de cada proyecto. Con esta búsqueda de información se identificó que los operadores tardan en promedio 3 meses (57 días hábiles aproximadamente) en reunir toda la información adicional solicitada por la autoridad ambiental.

En la siguiente gráfica se presentan los tiempos del proceso de licenciamiento de los proyectos de transmisión de energía, restándoles los 57 días hábiles que en promedio tardaron los operadores en allegar la información adicional solicitada por ANLA.

Gráfica 3. Tiempos para obtener licencia ambiental en proyectos de transmisión de energía eléctrica.



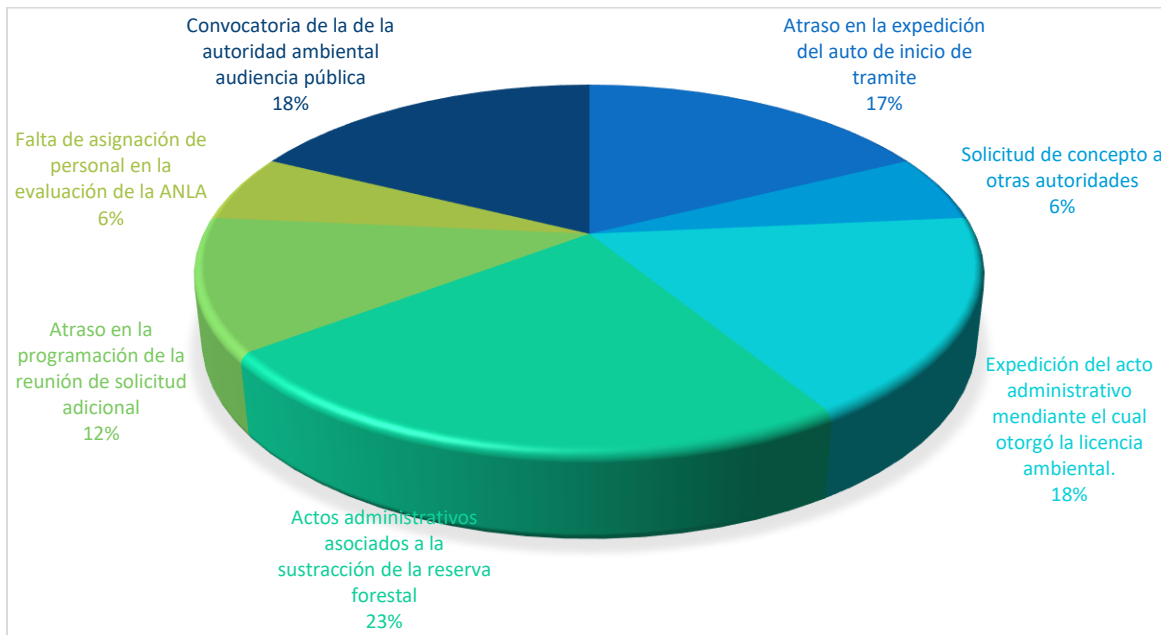
Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Como se observa en la Gráfica 3, los datos reportados son muy variables, por este motivo se utiliza una media recortada al 20% con la cual se excluyen los datos que presentan mayor dispersión (Ecuación 1). Los proyectos radicados antes del 1 de enero de 2015, es decir, aquellos que gestionaron su licenciamiento ambiental en el marco del 2820 de 2010, tardaron en promedio 150 días hábiles en obtener el licenciamiento, es decir un 78% por encima de lo establecido en la norma (60 días hábiles). De otra parte, los proyectos que gestionaron su licenciamiento ambiental en el marco del Decreto 2041 de 2014, tardaron en promedio 179 días hábiles en el trámite, es decir un 123% por encima de los tiempos establecidos (99 días hábiles).

### 1.2.1 Motivos de retrasos en el trámite de licenciamiento ambiental

Los motivos más significativos de retrasos manifestados por los operadores son: en un porcentaje del 23% los actos administrativos asociados a la sustracción de reserva forestal, un 18% en demoras en la expedición del acto administrativo mediante el cual otorgó la licencia ambiental y un 17% de atraso en la expedición del auto de inicio de trámite. También se encuentran en menor proporción, las convocatorias de la autoridad ambiental para audiencia pública y atraso en la programación de la reunión de solicitud de información adicional a los operadores (Gráfica 4).

Gráfica 4. Motivos de retraso en LA manifestado por operadores



Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

### 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.

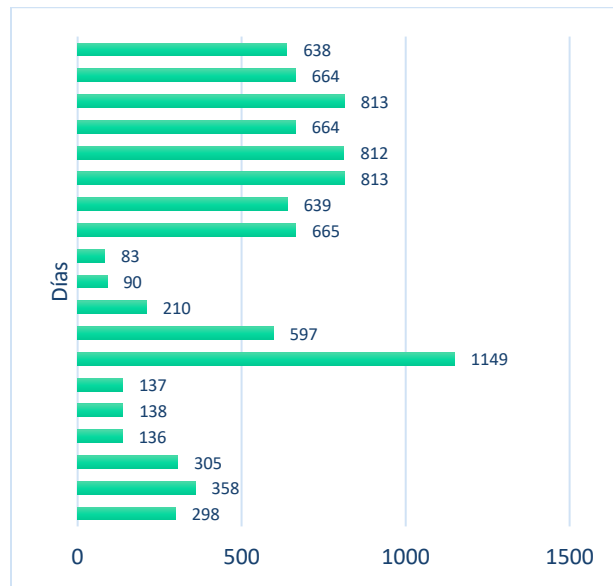
De esta forma, cuando la ejecución de un proyecto tenga el potencial de afectar una comunidad étnica, el interesado en el desarrollo del proyecto deberá, previa a la ejecución de proyecto, surtir el proceso de Consulta Previa con la comunidad potencialmente afectada. Actualmente, los tiempos para el 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

La información reportada por el Ministerio del interior y por los operadores, indica que los proyectos de transmisión de energía tardaron en promedio 441 días en protocolizar acuerdos

con las comunidades étnicas consultadas, es decir un año y dos meses aproximadamente, como se observa en la Gráfica 5. Este cálculo se realizó excluyendo el valor extremo de 1149 días, ya que se evidencia que es un caso atípico dentro de la muestra de estudio.

Gráfica 5. Tiempos en CP de los proyectos de transmisión de energía



Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

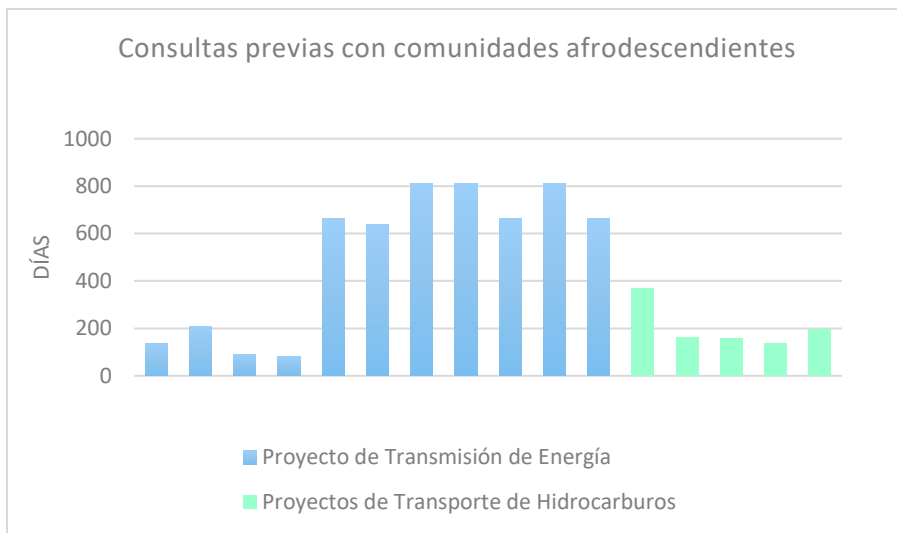
Si comparamos el promedio de los tiempos que han tardado los proyectos de transmisión para llegar a la fase de protocolización de acuerdos, con el promedio de duración de las consultas, observamos que los tiempos adicionales son de 9 meses aproximadamente. Es decir, el retraso de proyectos de transmisión de energía eléctrica por desarrollo de consultas previas es de 6 meses.

De acuerdo con los operadores, los motivos por los cuales las consultas se tomaron estos tiempos fueron por la oposición a la construcción de líneas de transmisión eléctrica en sus territorios.

### 1.3.2 Consultas previas con comunidades afrodescendientes

De acuerdo con la información recibida, entre el 2010 y el 2016 se realizaron once (11) consultas previas con comunidades afrodescendientes para la autorización de desarrollo de líneas de transmisión eléctrica, los cuales tuvieron una duración promedio de 508 días. duplicando los tiempos de proyectos de hidrocarburos (Gráfica 6).

Gráfica 6. Consultas previas comunidades afrodescendientes

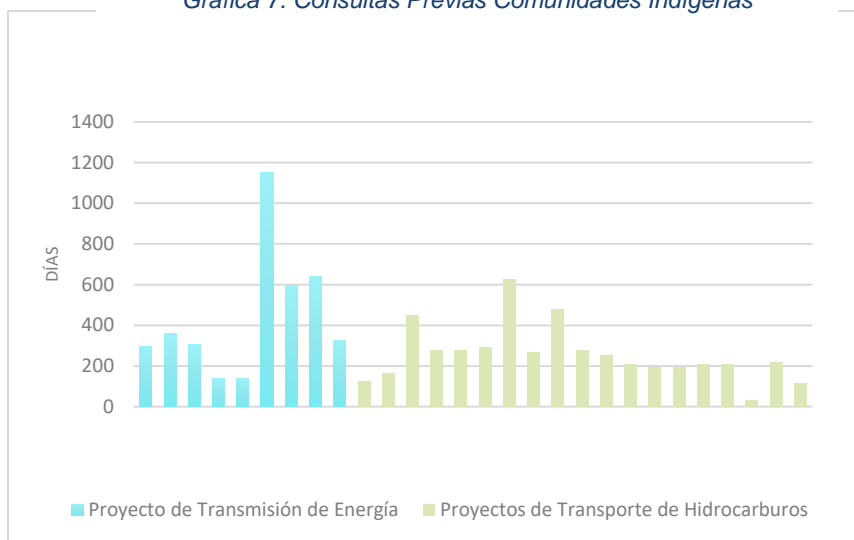


Fuente: Unión Temporal Plan-IN – SA&S, 201

### 1.3.1 Consultas previas con comunidades indígenas

En los últimos cinco años se han desarrollado nueve (9) consultas previas con comunidades indígenas para proyectos de transmisión eléctrica, las cuales han durado en promedio 309 días, un aproximado de un año en su protocolización de acuerdos (Gráfica 7).

Gráfica 7. Consultas Previas Comunidades Indígenas



Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Al realizar un comparativo de los tiempos requeridos por los proyectos de hidrocarburos, las consultas previas de los proyectos de transmisión tardaron en promedio un 30% más en dar por cerrado el proceso con las comunidades indígenas.

#### 1.4 Procedimientos para sustracción de áreas de reserva forestal

De acuerdo con el Código de Recursos Naturales<sup>3</sup>, 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 (...)"<sup>4</sup> (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.

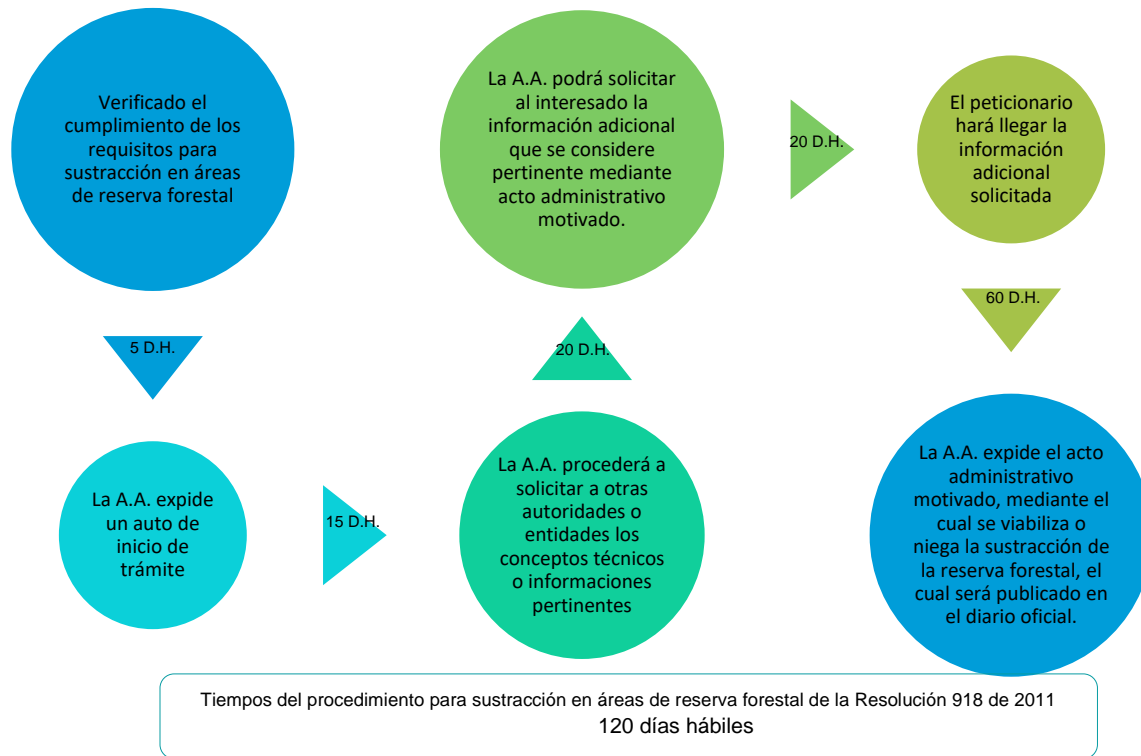
Los tiempos están reglamentados bajo la resolución citada, en donde se definen 120 días hábiles para la evaluación de la sustracción o no de la reserva (Ilustración 4). En este tiempo el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible debe tomar una decisión respecto a la pertinencia o no de la sustracción.

---

<sup>3</sup> Artículos 206 y 207, Decreto-Ley 2811 de 1974

<sup>4</sup> Artículo 210, Decreto-Ley 2811 de 1974

Ilustración 4. Procedimiento para sustracción en áreas de reserva forestal de la Resolución 918 de 2011



Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

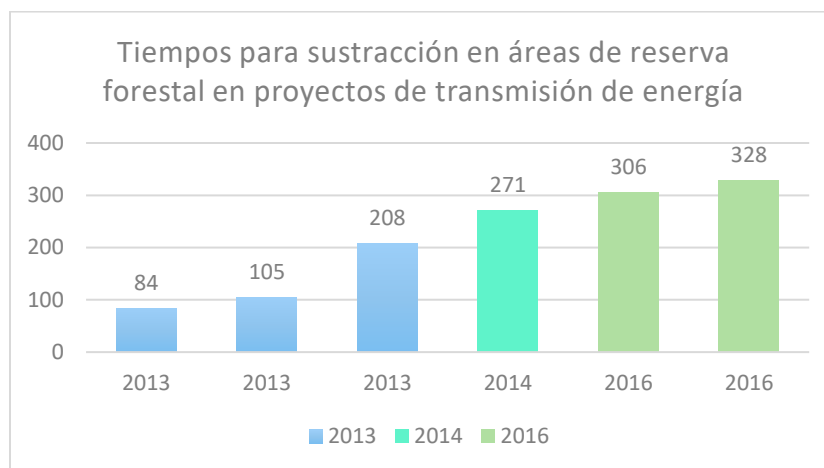
### 1.4.1 Tiempos de trámite de sustracción en áreas de reserva forestal

De acuerdo con la información entregada por las empresas de transmisión de energía, los tiempos para surtir los procesos de sustracción tienen una alta variabilidad, se encontraron procesos que tardaron desde 84 días hasta procesos que tardaron 328.

La siguiente gráfica muestra estos tiempos y cómo los mismos han venido incrementando desde el 2013. Las empresas manifiestan que los mayores retrasos se presentan en la expedición de los autos de inicio del trámite, con tiempos hasta de 4 a 6 meses para dar continuidad al proceso.



Gráfica 8. Tiempos en sustracción de RF en los proyectos de Transmisión de Energía



Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

El promedio de los datos reportados es de 217 días hábiles para que la autoridad ambiental expida la viabilidad de la sustracción, esto equivale a once meses aproximadamente, es decir un 81% (3 meses y 7 días) por encima de los tiempos establecidos en el marco normativo (Gráfica 8).

## 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.

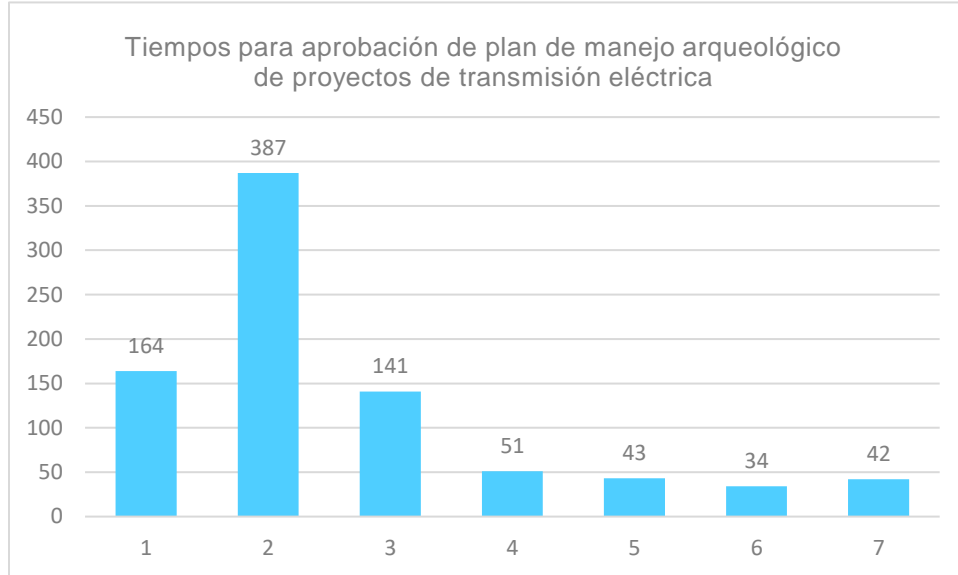
### 1.5.1 Tiempos de trámite para planes de manejo arqueológico

Las empresas de transmisión eléctrica reportaron un total de siete (7) proyectos en los que se tuvo que desarrollar el proceso de formulación y aprobación del Plan de manejo Arqueológico (Gráfica 9). El tiempo promedio fue calculado con la Ecuación 1, obteniendo como resultado ochenta y ocho (88) días con un promedio de 3 meses para cierre del proceso con el ICANH

*Ecuación 2. Ecuación media recortada*

$$Media\ recortada_{20\%} = (n - 0.2) = n_{0.2} \quad M_{r20} \Rightarrow \frac{\sum Xn_{0.2}}{n_{0.2}}$$

*Gráfica 9. Tiempos requeridos para PM Arqueológico de proyectos de transmisión eléctrica*



*Fuente: Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017*

## 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 el 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 retraso por paros socioambientales

Los operadores consultados reportan tres casos de paros en los proyectos desarrollados por los siguientes motivos:

- Inconformidad de la comunidad en la fase de construcción de líneas de transmisión por afectación al propietario del predio. Se impide realizar el rescate arqueológico del patrimonio de la nación encontrado en el mismo predio.
- Bloqueos en operación por paros agrarios. Aunque este no sería un paro de carácter socioambiental surgido en razón al proyecto, lo incluimos ya que fue presentado por un operador.
- El rechazo del proyecto por algunos grupos de interés, entre ellos algunos líderes políticos e institucionales, lo cual implicó la realización de audiencias públicas ambientales por parte de la autoridad ambiental durante el proceso de licenciamiento. De igual manera, la empresa tuvo dificultades en algunos municipios del área de influencia, para el ingreso a predios privados para realizar estudios y construcción de las obras del proyecto.

Los tiempos reportados de estos tres paros por las empresas afectadas fueron de 682, 38 y 411 días respectivamente. Dada la particularidad de cada una de las situaciones reportadas por las empresas de transmisión, es claro que no es objetivo pensar en un tiempo promedio para este tipo de situaciones, por naturaleza los tiempos van a ser siempre variables. Por este motivo no podría calcularse un tiempo promedio de retrasos para paros. El costo de oportunidad por los retrasos que pueda tener un proyecto de transmisión de energía por este motivo se deberá calcular de forma particular para cada caso. Más adelante se presenta un costo de oportunidad mensualizado que permita un cálculo ágil de este tipo de retrasos.

### 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, entendiendo como régimen de transición “...*un régimen de transición normativo se trata de un articulado específico que permite la adaptación en el tiempo de las condiciones de una regulación anterior a una posterior, permitiendo que mientras esto ocurre, se sostengan como válidas las primeras para quienes en dicha época hubiesen cumplido los preceptos o requisitos que la ley contenía*” describen Gómez, Rincón, & Rodríguez, (2016) .

## Capítulo 2. Enfoque metodológico

En términos generales, la interrupción prolongada en la prestación de los servicios de suministro de energía eléctrica ocasiona una serie de implicaciones sociales a las comunidades locales e industrias que hacen uso del servicio (que para el caso doméstico, está asociada principalmente al funcionamiento de aparatos eléctricos para calefacción, aire acondicionado, agua caliente y cocina, entre otros), y que se reflejan directamente en una disminución de los niveles de calidad de vida o de bienestar social.

Por tal motivo, la estimación de los costos de oportunidad por la demora en la entrada de la operación del servicio de transmisión eléctrica, debe recoger todas las implicaciones sociales derivadas de no contar con el servicio de energía eléctrica para uso doméstico e industrial y traducirlas a un lenguaje monetario común. No obstante, las metodologías de valoración económica bajo las cuales se pueden valorar los bienes y servicios ofertados por los mercados (tales como las metodologías de precios de mercado), no están en la capacidad de recopilar y valorar todas estas implicaciones en virtud de que la identificación y valoración de las mismas obedece principalmente a criterios subjetivos definidos por los directamente afectados.

En tal sentido, el principal referente económico que recoge todas estas implicaciones sociales, es la Disponibilidad a Pagar DAP que tendrían los afectados, por evitar enfrentar una situación en la cual tuvieran que someterse a interrupciones constantes en la prestación del servicio de energía eléctrica. Cabe resaltar que el nivel de afectación o pérdida de bienestar no será el mismo para todos los individuos, en virtud de que no todos tienen el mismo grado de dependencia de los servicios de energía eléctrica.

En términos generales, se espera que una persona que no haya tenido el servicio de energía eléctrica, o haya accedido a este de forma limitada, tenga una menor disposición a pagar por el servicio respecto a un usuario que cuenta con completa (o mayor) disponibilidad<sup>5</sup>,

El tener un buen servicio de energía eléctrica es una condición necesaria para suplir las necesidades básicas. Por lo tanto, se espera que un usuario que haya tenido esta necesidad (la provisión del servicio de energía eléctrica) básica insatisfecha tenga menores valoraciones por el servicio en mención.

Para tal efecto se recurre al estudio desarrollado por Econometría Consultores (2015), titulado “Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural” en el cual se presentan estimaciones sobre la DAP de los usuarios en el Caribe colombiano, para evitar eventos de racionamiento eléctrico

---

<sup>5</sup> Esto es respaldado por el estudio realizado por Econometría Consultores (2015) el cual se muestra (en su Capítulo 2) que la disponibilidad a pagar para evitar una hora de racionamiento en el suministro de energía eléctrica es menor en la región Caribe de Colombia que en el resto del país, que se caracteriza por ser una zona en donde la prestación del servicio objeto de estudio es deficiente.

A continuación, se describe la metodología utilizada para la identificación de costo oportunidad, utilizando en un primer momento la siguiente expresión:

*Ecuación 3. Delta de Disponibilidad a Pagar*

$$\Delta DAP_{r \text{ ó } i} = |DAP_N - DAP_r|$$

*\*Se maneja como un valor absoluto.*

Donde:

$\Delta DAP_{r \text{ ó } i}$  = Delta entre la disponibilidad a pagar para evitar un corte de una hora entre semana para cada

$DAP_N$  = Disponibilidad promedio nacional de pago de los hogares o industria para evitar un corte de una hora entre semana

$DAP_r$  = Disponibilidad promedio regional de pago de los hogares o industria para evitar un corte de una hora entre semana

$r \text{ ó } i$  = Uso residencial o industrial

Cabe anotar que la brecha entre la disponibilidad a pagar media nacional por una hora adicional de suministro en el servicio de energía eléctrica en el servicio de energía eléctrica ( $DAP_r$ ). El resultado de esta diferencia recoge el costo de oportunidad relativa (con respecto a la media nacional) de no tener el suministro de energía eléctrica medido en pesos por hora. Esto quiere decir que, a mayor brecha entre la disponibilidad a pagar media de la región afectada y la disponibilidad a pagar media nacional, mayor el costo de oportunidad por los retrasos en la entrada en operación de los proyectos de transmisión eléctrica ( $DAP_N$ ) y la disponibilidad a pagar media de la región de influencia del proyecto por una hora así.

Econometría (2015), dentro de su estudio agrupa los departamentos analizados en 5 regiones, respondiendo a las conexiones eléctricas, la similitud en el consumo de energía y en el comportamiento sociodemográfico según información del Departamento Nacional de Estadística, DANE. Dichas regiones son las siguientes:

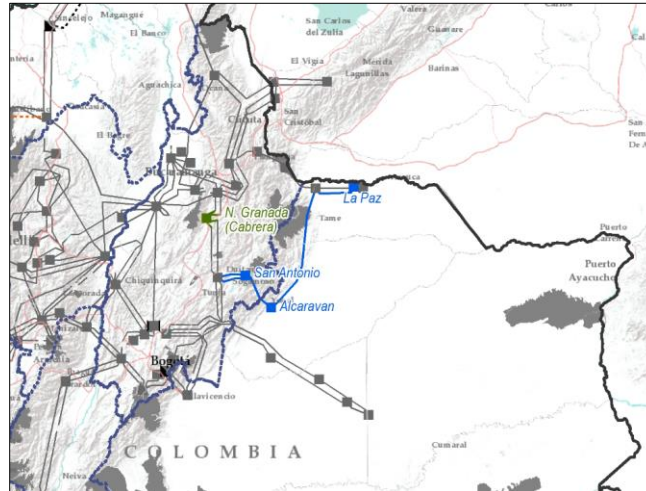
- a. Caribe (Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba).
- b. Andina (N. de Santander, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Arauca, Meta, Casanare y Guaviare).
- c. Central (Antioquia, Risaralda, Quindío, Caldas y Tolima).
- d. Occidente (Valle, Cauca, Chocó, Nariño, Putumayo, Caquetá y Huila).
- e. Bogotá Región (Bogotá y 25 municipios de Cundinamarca<sup>6</sup>).

---

<sup>6</sup> El universo de municipios de esta región está constituido por: Bogotá, Bojacá, Cajicá, Cáqueza, Chía, Cogua, Cota, El Rosal, Facatativá, Funza, Fusagasugá, Gachancipá, La Calera, Madrid, Mosquera, Nemocón, Sibaté, Silvania, Soacha, Sopó, Subachoque, Tabio, Tenjo, Tocancipá, Zipacón y Zipaquirá

Teniendo en cuenta la ubicación de los proyectos de expansión de planteados en el PERGT 2016 -2030, Obras Casanare y Obras Santander nos ubicamos en la región Andina (Ilustración 5).

Ilustración 5. Ubicación Obras de expansión PERGT 2016 -2030



Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Esta región representa un tipo de usuario con DAP de 1,18 para zonas residenciales y de 1,16 para las zonas industriales, es decir, un promedio mayor al promedio nacional Tabla 1.

Tabla 1. Disponibilidad a pagar total

Variable	Disponibilidad a Pagar Nacional (\$/h)	Disponibilidad a Pagar Regional (\$/h)	Δ DAP	Proporción	Estimación Parcial
DAPR	\$347,50	\$410,05	\$62,55	0,47	\$29,40
DAPI	\$8.157,00	\$9.462,12	\$1.305,12	0,53	\$691,71
<b>Estimación Total</b>					<b>\$721,11</b>

\*Los valores de las celdas color verde deben ser ajustados para la zona de cada proyecto

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

Por lo anterior, el costo de oportunidad por los retrasos en la entrada en operación de los proyectos de transmisión de energía eléctrica para una región particular se puede aproximar, en términos del costo económico, de acuerdo a la siguiente expresión:

Ecuación 4. Costo de oportunidad por retrasos en proyectos de transmisión

$$CORPT = \sum_{i=1}^N * (\Delta DAPR_i * 0,47 + \Delta DPAI_i * 0,53) * ED_i$$

Donde:

*CORPT*: Costo de oportunidad por los retrasos en los proyectos de transmisión

$\Delta DAPR_i$ : Disponibilidad a pagar promedio nacional para zonas residenciales por evitar una hora de racionamiento en el servicio de energía eléctrica

$\Delta DPAI_i$ : Disponibilidad a pagar promedio nacional para zonas industriales por evitar una hora de racionamiento en el servicio de energía eléctrica

*ED*: Demanda beneficiada

$I = 1,2,3,4...N$ : número de años de retraso en la entrada en operación de los proyectos de transmisión de energía eléctrica.

Cabe aclarar que:

- El valor a pagar medio por evitar una hora de racionamiento se interpreta también como el valor a pagar medio por una hora adicional de suministro de energía eléctrica.
- La energía demandada es un valor que se deberá precisar por la UPME con la demanda que suple cada proyecto.
- Si el proyecto se retrasa se generaría un costo en la demanda de la zona desmejorando sus condiciones en los kWh/año.

De acuerdo con la fórmula, el costo de oportunidad por los retrasos en la implementación de los proyectos de transmisión viene dado por el valor presente neto del producto de las siguientes tres variables:

- Los porcentajes asignados corresponden a los porcentajes de la distribución de las actividades de la población, lo cual permite asignar una proporcionalidad de la disponibilidad a pagar de cada sector económico. Dentro del sector industrial se encuentran incluidas las grandes, mediana y pequeñas industrias, comercio, servicios, entre otros. El resultado de esta diferencia recoge el costo de oportunidad relativa (con respecto a la media nacional) de no tener el suministro de energía eléctrica medido en pesos por hora:
  - La disponibilidad de pago de los hogares para evitar un corte de una hora entre semana es de \$347,5
  - La disponibilidad promedio de los usuarios no residenciales del país, para evitar una hora de racionamiento entre semana es de \$8157 (Econometria, 2015).
- La demanda beneficiada: esta variable permite expandir el costo de oportunidad, en términos relativos, de una hora adicional de suministro de energía al costo de oportunidad relativo del total de horas adicionales de suministro de energía eléctrica que se proveerán con el proyecto, dada con la siguiente ecuación:



*Ecuación 5. Ecuación demanda Beneficiada*

$$ED = P * FC * H$$

Donde:

*ED* = Demanda beneficiada en kWh/año

*P* = Potencial Máximo de subestación de la obra de transmisión

*FC* = Factor de Carga

*H* = Horas del año

Se toman los valores estipulados para obras Casanare y Santander, dando como resultado 512.460.000 Kwh/año (Tabla 2).

*Tabla 2. Cálculo de demanda beneficiada*

Potencia Máxima de Obras Casanare	Factor de Carga	Horas del año	Energía Demanda (Kwh/año)
90000	0,65	8760	512.460.000

\*Los valores de las celdas color verde deben ser ajustados con los datos de cada proyecto

*Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017*

## 2.1 Cálculo del Costo de Oportunidad por tiempos de retraso

Tomado los plazos requeridos para la ejecución de proyectos de transmisión de energía eléctrica (mencionadas en el capítulo anterior) que determinan los tiempos de retraso para cada etapa previa al desarrollo del mismo, como se observa en la Tabla 3.

*Tabla 3. Retrasos en entrada de ejecución de proyectos de transmisión eléctrica*

Tramite	Duración (Días)	Tiempos Normativos (DH)	Retrasos (días)	Retrasos (meses) <sup>7</sup>	Retrasos (año)
DAA	193	40	153	7,65	0,6375
LA	179	80	99	4,95	0,4125
CP	508	180	328	10,93	0,9111
RF	217	120	97	4,85	0,4042
PM	88	0	88	2,93	0,2444

*Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017*

<sup>7</sup> Los retrasos para DAA, RF y LA, son estimados en función de los días hábiles por mes.

Para este análisis se normalizan los datos de los días de retraso en años, evidenciando que los promedios establecidos por estos trámites no superan un año de vigencia (valor calculado con los reportes de los agentes y las autoridades competentes). Es importante resaltar que puede haber lugar a traslajos de estos trámites en un mismo proyecto, por lo que se calculan de manera desagregada (Ilustración 6).

Ilustración 6. Temporalidad de trámites

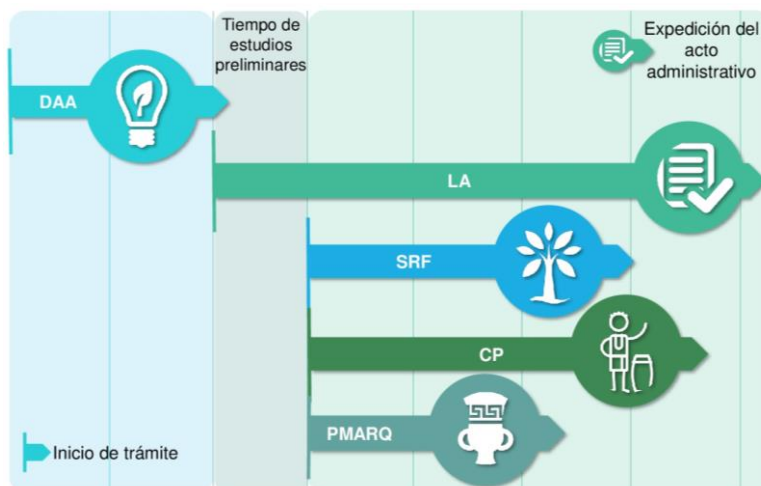


Tabla 4. Resultados Costos de oportunidad

Trámite	Porción Año	DAP (\$/h)	kWh/año	Resultados Costos Oportunidad Desagregados	Miles de millones
Costo de oportunidad por diagnósticos ambiental de alternativas	0,64	\$721,11	512.460.000	\$235.582.455.563,33	\$235,58
Costo de oportunidad por licenciamiento ambiental	0,41	\$721,11	512.460.000	\$152.435.706.540,98	\$152,44
Costo de oportunidad por consultas previas	0,91	\$721,11	512.460.000	\$336.693.008.386,80	\$336,69
Costo de oportunidad por sustracción de áreas de reserva forestal	0,40	\$721,11	512.460.000	\$149.356.197.317,93	\$149,36
Costo de oportunidad por planes de manejo arqueológico	0,24	\$721,11	512.460.000	\$90.332.270.542,80	\$90,33
<b>Total</b>				\$964.399.638.351,82	\$964,40
<b>Promedio</b>				\$192.879.927.670,37	\$192,88

Fuente: Plan-IN – SA&S, 2017

\*Los valores de las celdas color verde deben ser ajustados con los datos de cada proyecto

El costo promedio de los retrasos por entrada en operación de las obras de transmisión eléctrica es de \$192,88 miles de millones de pesos llevados a Valor Presente, es decir el impacto anual sobre el PIB sería del 0,11%, del PIB a precios corrientes del año 2016.

## 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>

Departamento Nacional de Estadísticas. (2016). Obtenido de [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co)

Econometria. (2015). *Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*. Bogotá.

Gómez, A., Rincón, C., & Rodríguez, G. (2016). Los regímenes de transición del licenciamiento ambiental en Colombia vistos desde la actividad minera. *Revista Prolegómenos Derechos y Valores*, 19, 38, 161-181.

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.



Informe caso piloto  
Línea de transmisión  
La Loma –Cuestecitas - Sogamoso

**Producto 9**

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 de Transmisión
Silvana Fonseca	Prof. Especializada 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

AICAS: Áreas importantes para la conservación de las aves  
AOM: Administración, operación y mantenimiento  
CAPT: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión  
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe  
COP: Pesos Colombianos  
CRO: Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía  
DAP: Disponibilidad a pagar  
DNP: Departamento Nacional de Planeación  
GLP: Gas licuado de petróleo  
KV: Kilovatios  
MW: Megavatios  
PERGT: Plan de expansión de referencia para la generación y Transmisión eléctrica  
STN: Sistema de Transmisión Nacional  
TICS: Tecnologías de la información y la comunicación  
UPME: Unidad de Planificación Minero-Energética  
VPN: Valor presente neto

## Tabla de contenido

LISTA DE ILUSTRACIONES .....	5
PRESENTACIÓN .....	6
INTRODUCCIÓN.....	7
1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	8
2 ELEMENTOS DE LA EVALUACIÓN BENEFICIO/COSTO .....	10
2.1 Costos.....	10
2.1.1 Inversión en el proyecto .....	10
2.1.2 Costos por afectación a la calidad paisajística: .....	12
2.1.3 Afectación a las comunidades de aves.....	16
2.1.4 Modificación de los ecosistemas naturales y de la cobertura vegetal. ....	18
2.2 Beneficios .....	20
2.2.1 Variación del componente T de la tarifa por adición de nueva demanda. ....	21
2.2.2 Reducción de restricciones.....	21
2.2.3 Disminución en el costo de las horas de Racionamiento: .....	23
2.2.4 Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes .....	25
2.2.5 Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud.....	26
2.2.6 Incremento del uso y disfrute del espacio público.....	29
2.3 Análisis costo beneficio .....	30
BIBLIOGRAFÍA.....	32

## Lista de Ilustraciones

Ilustración 1. Relación de entregables y productos de la consultoría .....	6
Ilustración 2 Área de estudio aproximada del proyecto Cuestecitas - La Loma - Sogamoso 500 kV .....	8
Ilustración 3 Alertas Tempranas .....	9
Ilustración 4 Diagrama esquemático proyecto Cuestecitas - La Loma - Sogamoso 500 kV .....	10
Ilustración 5 Mapa de afectación paisajística caso piloto .....	13
Ilustración 6. Mapa de afectación a comunidades de aves caso piloto .....	16
Ilustración 7. Área de influencia beneficiada .....	20



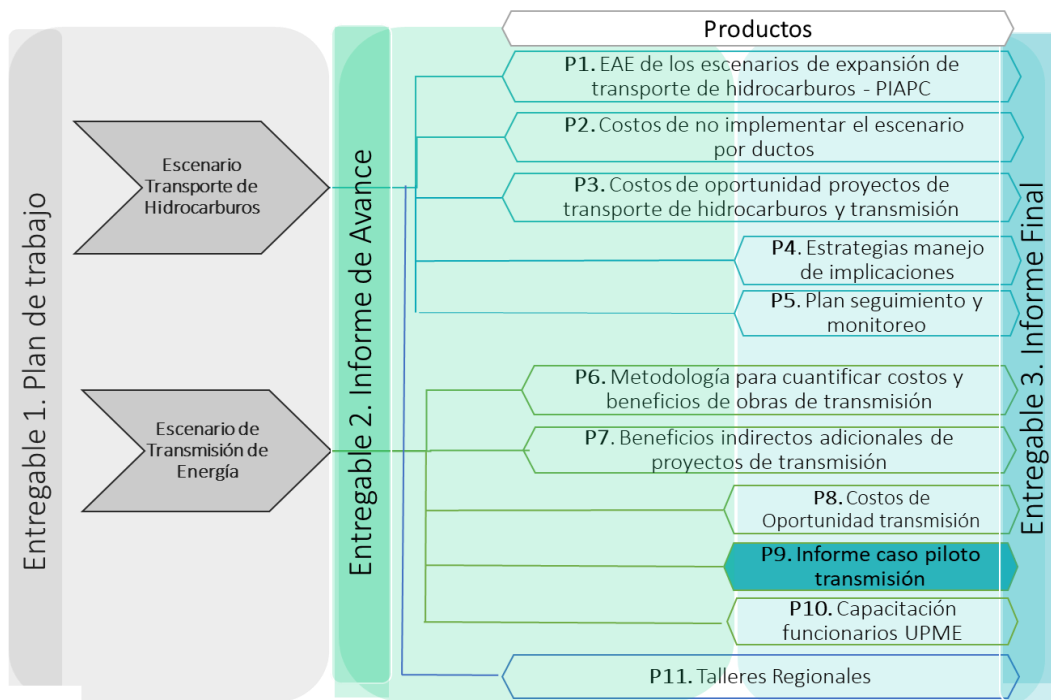
## Presentación

El presente documento corresponde al producto 9 de la Consultoría 004 de 2017, contiene “El informe de la aplicación de la metodología de valoración costo beneficio al caso piloto Línea de Transmisión Cuestecitas - La Loma – Sogamoso”.

Este producto hace parte del componente de transmisión de energía de la consultoría; El proyecto línea de transmisión de energía Cuestecitas - La Loma – Sogamoso fue seleccionado por la UPME como piloto para poner a prueba la metodología de valoración costo beneficio para proyectos de transmisión diseñada en el marco de esta consultoría y la cual corresponde al producto No.6.

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

## Introducción

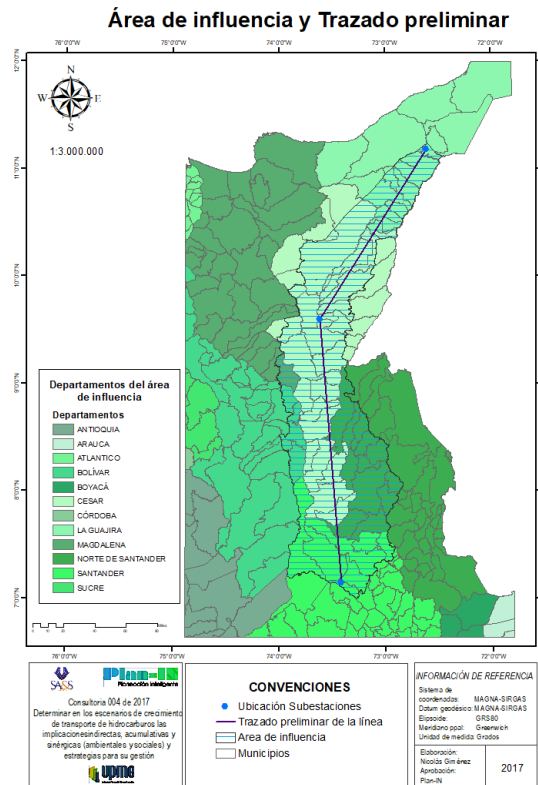
Como se ha mencionado anteriormente, la planeación de la expansión de la transmisión de energía eléctrica en Colombia la realiza la UPME con el soporte de un cuerpo consultivo denominado Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT. Así, el plan de expansión de referencia en su versión preliminar queda a disposición de los agentes e interesados para comentarios, que son recogidos y atendidos por la UPME para finalmente entregar la versión definitiva del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión - PERGT para que sea adoptada por el Ministerio de Minas y Energía. Como complemento de alta relevancia, el PERGT se acompaña de un documento denominado “Identificación de las variables socio ambientales para los proyectos: Alertas tempranas” cuyo objetivo es el de identificar para un área de estudio las implicaciones, posibilidades y condicionantes a las que puede verse sometido un proyecto de expansión del sector eléctrico, herramienta que se vuelve fundamental para la precisión del alcance, el tiempo de ejecución y por supuesto el costo de la expansión.

Así, como resultado de ejercicio de planeación más reciente, la UPME se encuentra analizando el proyecto Cuestecitas- La Loma-Sogamoso en 500 kV, el cual será usado como piloto para aplicar los nuevos elementos metodológicos para el cálculo y estimación de los beneficios y costos de la expansión de la transmisión de energía eléctrica.

## 1 Descripción del proyecto

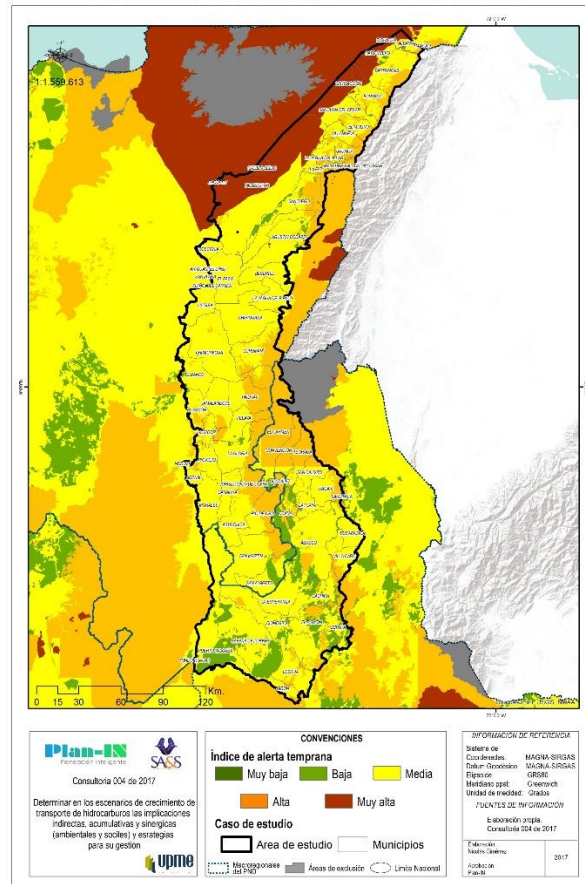
El proyecto Cuestecitas- La Loma-Sogamoso en 500 kV está constituido por un nuevo corredor de extra alta tensión desde el Departamento de la Guajira, hasta la subestación Sogamoso en el Departamento de Santander, pasando por el corregimiento de La Loma en el Cesar, como se plantea de manera indicativa en la Ilustración 2.

*Ilustración 2 Área de estudio aproximada del proyecto Cuestecitas - La Loma - Sogamoso 500 kV*



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

Como punto de partida se requiere conocer, de manera preliminar, las áreas en donde se presentarán mayores sensibilidades en el proyecto, por lo cual, por medio de la superposición, de un área de influencia probable para el desarrollo del proyecto y el mapa de alertas tempranas desarrollado por la consultoría, se obtiene, en mayor medida alertas de tipo medio, y un componente, minoritario pero considerable en alertas muy altas en la zona aledaña a la sierra nevada de Santa Marta y alta en municipios como Convención, El Carmen y Teorama en Norte de Santander y Curumaní, Pailitas y Aguachica en el César, tal y como se observa en la Ilustración 3.

*Ilustración 3 Alertas Tempranas***EXPANSIÓN E ÍNDICE DE ALERTA TEMPRANA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
CASO DE ESTUDIO SOGAMOSO - LA LOMA - CUESTECITAS**

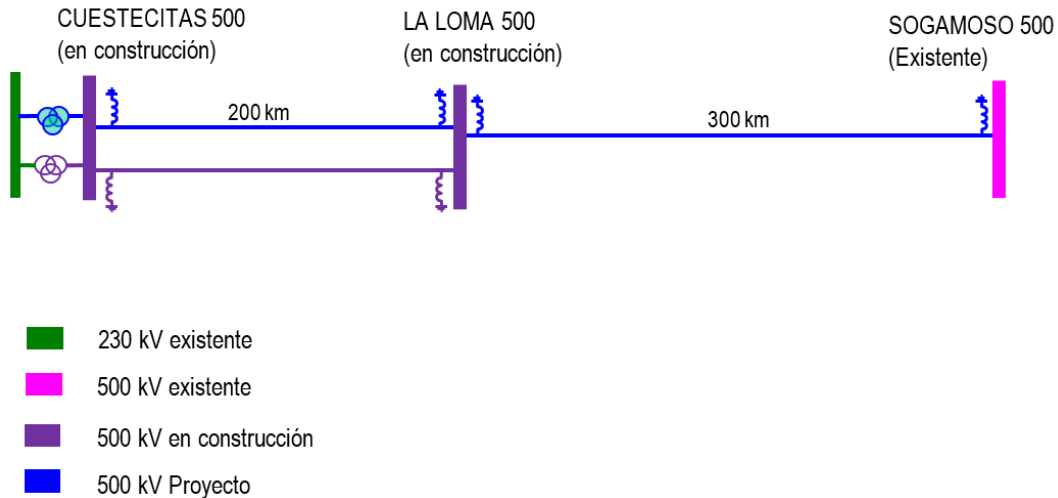
Fuente: Información UPME.2017 adaptado por Plan-IN SA&S, 2017

El proyecto considera las siguientes características eléctricas básicas, las cuales se pueden apreciar de mejor manera en el diagrama esquemático de ilustración 3, y su entrada en operación estaría prevista para diciembre de 2024:

1. Segundo transformador 500/230 kV de 450 MVA (Banco de autotransformadores) en la subestación Cuestecitas 500/230 kV (configuración Interruptor y medio en 500 y 230 kV).
2. Segundo Circuito Cuestecitas - La Loma de 500 kV de aproximadamente 200 km de longitud.
3. 2 reactores de línea maniobrables (1 en cada extremo) estimados en 60 MVAr cada uno, para el circuito Cuestecitas - La Loma de 500 kV.
4. Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso de 500 kV de aproximadamente 300 km de longitud.

5. 2 reactores de línea maniobrables (1 en cada extremo) estimados en 80 MVAr cada uno, para el circuito La Loma – Sogamoso de 500 kV.

*Ilustración 4 Diagrama esquemático proyecto Cuestecitas - La Loma - Sogamoso 500 kV*



Fuente: UPME, 2017

## 2 Elementos de la evaluación beneficio/costo

En esta parte se discutirán los diferentes componentes de los beneficios y los costos asociados con esta iniciativa de expansión de la transmisión de electricidad, como se muestra a continuación.

### 2.1 Costos

A continuación, se presentan los costos del proyecto.

#### 2.1.1 Inversión en el proyecto

El estimado del valor de inversión en el proyecto se realiza teniendo en cuenta las características técnicas básicas del proyecto que son tasadas monetariamente a través de costos de Unidades Constructivas UC. En cuanto a los costos operativos, se consideró el 3% del valor de los activos. El proyecto se adjudicaría por Convocatoria y los posibles

Oferentes entregarán una oferta integral con 25 anualidades donde recuperan la inversión y se comprometen a mantener, operar y administrar estos activos del STN en este lapso.

De esta forma, el costo total del proyecto (inversión más operación) se describe en la Tabla 1:

*Tabla 1. Costo Total del Proyecto*

UC	Descripción	Cantidad
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	1
SE504	Bahía de Transformador	1
SE212	Bahía de Transformador	1
SE219	Corte Central	1
SE505	Corte Central	1
SE503	Bahía de Línea	2
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 sub-conductores por fase	200
CP501	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	2
CP502	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	2
SE503	Bahía de Línea	2
LI521	km de línea, 1 circuito, 4 sub-conductores por fase	300
CP501	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	2
CP502	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVar	2
<b>Inversión (Millones COP Dic 2016)</b>		\$ 554.727,25
<b>VPN del AOM (Millones COP Dic 2016)</b>		\$ 130.524,09
<b>TRM COP/USD (Dic 2016)</b>		\$ 3.000,71
<b>Inversión+AOM (millones USD Dic 2016)</b>		\$228,36

Fuente: UPME,2017

Sin embargo, el comportamiento real de las ofertas de los interesados en las convocatorias de transmisión genera valores de los proyectos diferentes, por lo que el monto de Inversión + AOM estimado, que finalmente representa el costo monetario para el país, y que se trasladará a todos los usuarios en la tarifa de energía eléctrica, se amplifica por un factor de incertidumbre que recoge las variabilidades históricas de los valores presentes netos de las ofertas que han resultado como adjudicatarias de las convocatorias, con respecto al valor indicativo del proyecto en UC+ el VPN del costo de AOM del mismo (Total de inversión + AOM).

A partir del comportamiento histórico del VPN de las ofertas resultantes como adjudicatarias, y el costo referencia en UC, se determinan dos escenarios de costo total de

inversión + AOM, que resultan en una variación entre \$ 768.225.867.641 y \$ 1.261.076.586.329

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto con una tasa del 12%<sup>1</sup>, se obtiene un VPN de **\$347.506.368.429**.

Existen adicionalmente otros elementos de costo para el país relacionados con la afectación sobre el paisaje, la avifauna y los ecosistemas; los cuales se describen a continuación:

### 2.1.2 Costos por afectación a la calidad paisajística:

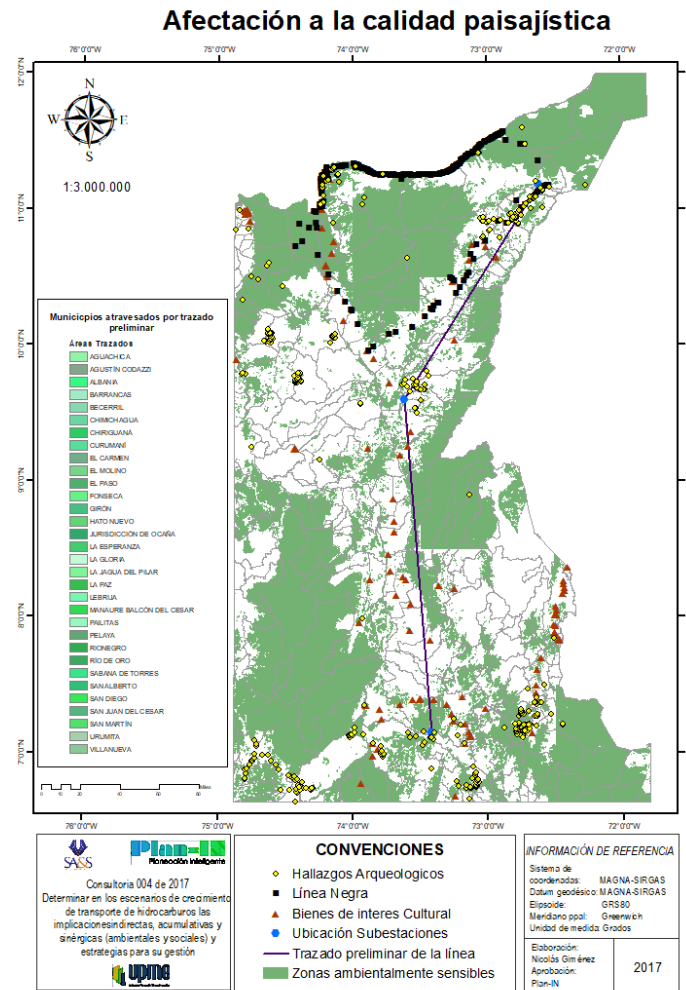
Como se describe en la metodología planteada para el análisis Costo/Beneficio, fue necesario contemplar diversas variables para cuantificar los costos, dentro de las cuales se incluyó un factor de sensibilidad, que contempla variables de índole cultural, ambiental y arqueológico.

Para determinar el costo en el cual se incurre por cada una de las sensibilidades, se realizó un trazado lineal para el proyecto dado que es la zona donde se presentan menores sensibilidades, el cual se entiende sufrirá modificaciones una vez se hayan realizado los estudios a profundidad, con el fin de determinar las afectaciones y observar el comportamiento del aplicativo desarrollado, el trazado se observa en la Ilustración 5.

---

1

Ilustración 5 Mapa de afectación paisajística caso piloto



Fuente: Plan-IN SA&S, 2017

A continuación, se identifican todos los municipios atravesados por el trazado y la población municipal DANE 2016, allí se encontró que un total de 20 municipios podrían presentar una mayor sensibilidad gracias a la presencia de hallazgos arqueológicos, bienes de interés cultural y zonas ambientalmente sensibles<sup>2</sup>. Por otra parte, 11 municipios con menor sensibilidad a este costo ambiental.

Se identificaron 92.600 individuos (10% de 926.002 hab.) en el área de influencia, sin embargo, para el presente cálculo se debe tener en cuenta la población en edad de

2



trabajar.<sup>3</sup> Como se explica en el producto 6, se debe requiere la población en edad de trabajar a nivel municipal<sup>4</sup>, para esto se opera el porcentaje de la población en edad de trabajar nacional para el año anterior al análisis y se multiplica por la población del área de influencia de cada municipio; para el caso piloto se tiene un total de **17.095 personas para el área de influencia indirecta y 56.985 personas en el área de influencia directa** por afectación al paisaje, como se observa en la Tabla 2.

*Tabla 2. Población en el área de influencia por afectación paisajística*

Población en el área de influencia por afectación paisajística					
Municipios de estudio con trazado	Población total	10% del número de población municipal		Población en edad de trabajar (ajustado al 80%)	
		Área de influencia indirecta	Área de influencia directa	Área de influencia indirecta	Área de influencia directa
LA GLORIA	12.760		1.276	0	1.021
AGUACHICA	93.917		9.392	0	7.513
RÍO DE ORO	13.994		1.399	0	1.120
SAN MARTÍN	18.650		1.865	0	1.492
PELAYA	18.022	1.802		1.442	0
SAN ALBERTO	25.121		2.512	0	2.010
LA PAZ	22.887	2.289		1.831	0
MANAURE BALCÓN DEL CESAR	14.855		1.486	0	1.188
AGUSTÍN CODAZZI	50.450		5.045	0	4.036
BECERRIL	13.388		1.339	0	1.071
CHIRIGUANÁ	19.375		1.938	0	1.550
CURUMANÍ	24.035		2.404	0	1.923
SAN DIEGO	13.322	1.332		1.066	0
EL PASO	23.013	2.301		1.841	0
CHIMICHAGUA	30.585	3.059		2.447	0
PAILITAS	17.268	1.727		1.381	0
SAN JUAN DEL CESAR	37.827		3.783	0	3.026
LA JAGUA DEL PILAR	3.253	325		260	0
EL MOLINO	8.837		884	0	707
VILLANUEVA	27.965	2.797		2.237	0
URUMITA	18.352	1.835		1.468	0
FONSECA	33.785		3.379	0	2.703
BARRANCAS	35.393		3.539	0	2.831

<sup>3</sup> Para el presente estudio en el año 2016 fue del 80% de la población total nacional. Banco de la Republica, 2016

<sup>4</sup> Datos disponibles en el banco de la Republica: [www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls](http://www.banrep.gov.co/economia/pli/bie.xls)

Población en el área de influencia por afectación paisajística					
Municipios de estudio con trazado	Población total	10% del número de población municipal		Población en edad de trabajar (ajustado al 80%)	
		Área de influencia indirecta	Área de influencia directa	Área de influencia indirecta	Área de influencia directa
HATO NUEVO	25.832		2.583	0	2.067
ALBANIA	27.102		2.710	0	2.168
EL CARMEN	13.790		1.379	0	1.103
LA ESPERANZA	12.123	1.212		970	0
GIRÓN	185.314		18.531	0	14.825
LEBRIJA	39.398		3.940	0	3.152
SABANA DE TORRES	18.493		1.849	0	1.479
RIONEGRO	26.896	2.690		2.152	0
<b>TOTAL POBLACIÓN</b>				<b>17.095</b>	<b>56.985</b>

Fuente: DANE, 2016 adaptado Plan-IN & SA&S, 2017

Como se establece en el producto 6, la disposición a pagar es de \$17.063 y se estima un factor de riesgo de 15%, por lo cual al aplicar la fórmula se obtiene:

$$CP_p = (N_{t1} * fs1 + N_{t2} * fs2) * DAP_t * Ft_{15\%}$$

*Dónde:*

$CP_p$ : Costos total anual por afectación a la calidad del paisaje

$N_{t1}$ : Número de personas del área de influencia directa

$N_{t2}$ : Número de personas del área de influencia indirecta

$fs1$ : Factor de Sensibilidades por presencia de variables paisajísticas

$fs2$ : Factor por Sensibilidades por ausencia de variables paisajísticas

$Ft_{15\%}$  Factor de corrección del trazado del 15% por los posibles incrementos de longitud en el trazado, los cuales pueden surgir al momento de realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad por los operadores.

$DAP_t$ : DAP anual por persona para conservar el paisaje

Entonces:

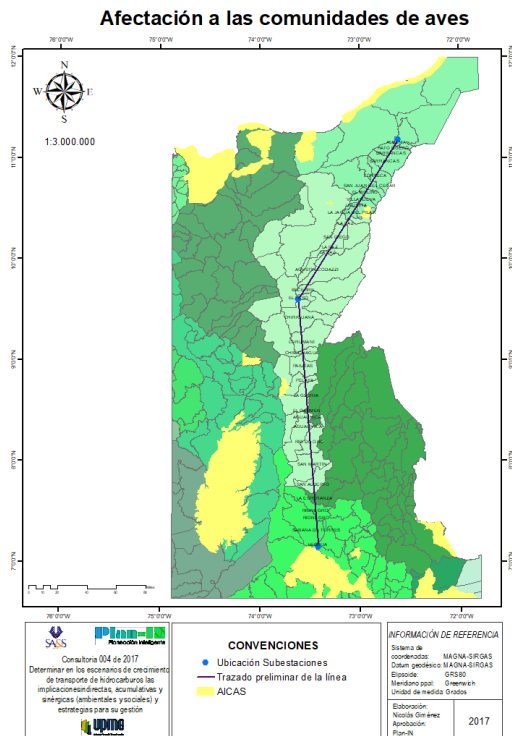
$$CP_t = ((1 * 56.985) + (0.5 * 17.095)) * \$17.063 * 1.15$$

$$CP_t = \$1.285.898.393$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$10.808.162.995**.

### 2.1.3 Afectación a las comunidades de aves

*Ilustración 6. Mapa de afectación a comunidades de aves caso piloto*



Fuente: Plan-IN & SA&S, 2017

El cálculo de los costos a considerar para este impacto se realiza identificando las áreas importantes para la conservación de las aves - AICAS en la zona (Ilustración 6), y bajo los conceptos aplicados anteriormente en cuanto a la determinación de las afectaciones para el grupo poblacional, descritos en la Tabla 3.

Tabla 3 Población en el área de influencia por afectación a comunidad de aves

Población en el área de influencia por afectación a comunidad de aves					
Municipios de estudio con trazado	Población total	10% del número de población municipal		Población en edad de trabajar (ajustado al 80%)	
		Área de influencia indirecta	Área de influencia directa	Área de influencia indirecta	Área de influencia directa
LA GLORIA	12.760	1.276	0	1.021	0
AGUACHICA	93.917	9.392	0	7.513	0
RÍO DE ORO	13.994	1.399	0	1.120	0
SAN MARTÍN	18.650	1.865	0	1.492	0
PELAYA	18.022	1.802	0	1.442	0
SAN ALBERTO	25.121	2.512	0	2.010	0
LA PAZ	22.887	2.289	0	1.831	0
MANAURE BALCÓN DEL CESAR	14.855	1.486	0	1.188	0
AGUSTÍN CODAZZI	50.450	5.045	0	4.036	0
BECERRIL	13.388	1.339	0	1.071	0
CHIRIGUANÁ	19.375	1.938	0	1.550	0
CURUMANÍ	24.035	2.404	0	1.923	0
SAN DIEGO	13.322	1.332	0	1.066	0
EL PASO	23.013	2.301	0	1.841	0
CHIMICHAGUA	30.585	3.059	0	2.447	0
PAILITAS	17.268	1.727	0	1.381	0
SAN JUAN DEL CESAR	37.827	3.783	0	3.026	0
LA JAGUA DEL PILAR	3.253	325	0	260	0
EL MOLINO	8.837	884	0	707	0
VILLANUEVA	27.965	2.797	0	2.237	0
URUMITA	18.352	0	1.835	0	1.468
FONSECA	33.785	3.379	0	2.703	0
BARRANCAS	35.393	3.539	0	2.831	0
HATO NUEVO	25.832	2.583	0	2.067	0
ALBANIA	27.102	2.710	0	2.168	0
EL CARMEN	13.790	1.379	0	1.103	0
LA ESPERANZA	12.123	1.212	0	970	0
GIRÓN	185.314	18.531	0	14.825	0
LEBRIJA	39.398	3.940	0	3.152	0
SABANA DE TORRES	18.493	1.849	0	1.479	0
RIONEGRO	26.896	2.690	0	2.152	0
<b>TOTAL POBLACIÓN</b>				<b>72.612</b>	<b>1.468</b>

Fuente: DANE, 2016 adaptado Plan-IN &amp; SA&amp;S, 2017

Para la aplicación en el caso piloto, se encontró que existe presencia de AICAS<sup>5</sup> exclusivamente en el municipio de Urumita, lo cual permite realizar la asignación del cálculo de manera más simple, al aplicar los ajustes a la población se obtiene una influencia directa sobre 1468 personas y una influencia indirecta a 72612 personas; con una DAP de \$ 9565:

$$CP_t = (N_{t1} * fs1 + N_{t2} * fs2) * EDV^6 * DAP_t * Ft_{15\%}$$

Dónde:

$CP_t$ : Costos total anual por afectación a las comunidades de aves

$N_{t1}$ : número de personas del área de influencia directa

$N_{t2}$ : número de personas del área de influencia indirecta

$DAP_t$ : DAP anual por persona para conservar el paisaje

$fs1$ : Factor de Sensibilidades por presencia de AICAS

$fs2$ : Factor por Sensibilidades por ausencia de AICAS

$EDV$ : Efectividad de los desviadores de vuelo

Entonces:

$$CP_t = ((72612 * 0.5) + (1468 * 1.0)) * 9565 * 0.4 * 1.15$$

$$CP_t = \$166.201.823$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$1.396.938.259**

#### 2.1.4 Modificación de los ecosistemas naturales y de la cobertura vegetal.

Los costos asociados a la modificación de ecosistemas y coberturas, como se estableció en el producto 6, se realiza por medio de la superposición de mapas de cobertura y del área de estudio estimada para el caso piloto, estableciendo así, las coberturas que habrían de ser removidas en caso del desarrollo del proyecto en cualquiera de los puntos dentro del polígono.

<sup>5</sup> Fuente: El Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt

<sup>6</sup> Fuente: Zerda y Roselli, 2003

Se estimó que, en la totalidad del área de estudio, correspondiente a 4'212.213,43 Hectáreas, el equivalente al 29,7% podría llegar a verse afectadas, las mismas corresponden a coberturas de Bosque Denso, Bosque Abierto, Bosque fragmentado, Bosque de galería y ripario, Plantación forestal, Arbustal y Vegetación secundaria o en transición, esto basados en la Leyenda Nacional de Coberturas de la Tierra (IDEAM,2010).

Una vez se tenga la proporción de cobertura que requiere de compensación, se multiplica por el área de servidumbre preliminar, expresada a continuación:

$$CV_r = 500000 * 60 * 0,0017 * 29,7\% = 890\ 649.32\ Ha$$

$L$  = Longitud de la línea de transmisión (Trazado preliminar lineal<sup>8</sup>)

$A$  = Ancho de servidumbre (60m)

$PCR$  = Porcentaje de coberturas naturales de porte alto

Finalmente, se multiplica el número de hectáreas por el factor de ajuste del 15% y el valor por hectárea que son \$19 503.31:

$$Valor\ a\ compensar_i = 890\ 649.32 * 19\ 503.31 * 1,15$$

En donde:

$CV_r$  = Cobertura vegetal a remover

$VHaS$  = Valor Hectárea Servicios Ecosistémicos (\$19.503.306 en 2016<sup>9</sup>)

$Ft_{15\%}$  Factor de corrección del trazado del 15% por los posibles incrementos de longitud en el trazado, los cuales pueden surgir al momento de realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad por los operadores.

Entonces;

$$Valor\ a\ compensar = \$19\ 976\ .197\ 225$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$17 835 890 379**.

<sup>7</sup> Factor de conversión de unidades de m<sup>2</sup> a Ha

<sup>8</sup> Calculado para afectación de paisajes y afectación de aves

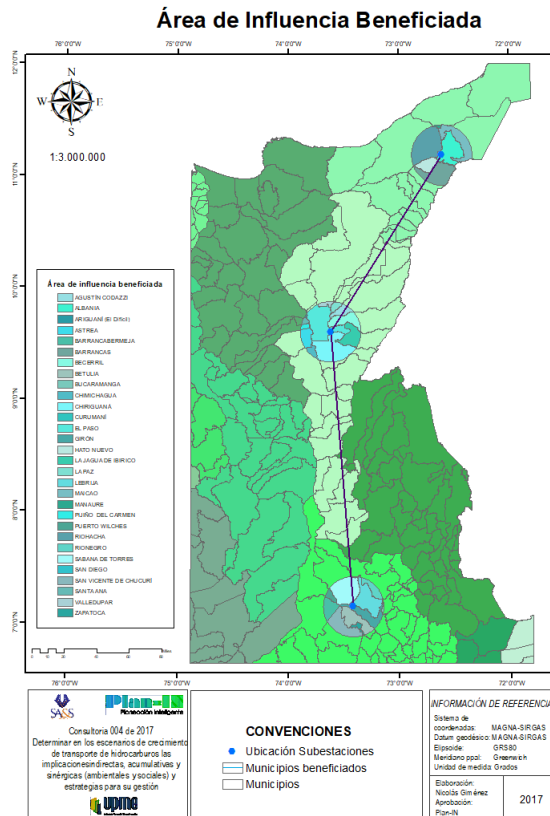
<sup>9</sup> Valor ajustado del estudio de Constanza et al (2014), por medio de la inflación estadounidense

## 2.2 Beneficios

En cuanto a los beneficios de los proyectos de transmisión eléctrica los mismos han de ser cuantificados considerando la población que se verá beneficiada por el aumento en cobertura y/o confiabilidad del servicio. Con fin de calcular la población beneficiada, se calculó un área de influencia de 30 km alrededor de cada subestación del proyecto, lo que dió como resultado un total de 30 municipios beneficiados (Ilustración 7).

El buffer de 30 km está basado en una aproximación de las longitudes de los ramales principales más los secundarios de circuitos de media tensión de nivel de tensión II, en donde en áreas urbanas sería altamente probable encontrar centros educativos o de salud que se beneficiarán en distribución a partir de obras en transmisión. Así, una distancia indicativa entre subestaciones ronda los 5 a 7 km, con lo que los ramales principales tendrán cerca de 2.5 a 3.5 km de cobertura radial. Al considerar los ramales secundarios, es viable plantear cerca de 10 veces dicha longitud del ramal principal por lo que se obtendría el aproximado del buffer de 30 km.

*Ilustración 7. Área de influencia beneficiada*



Fuente: Plan-IN & SA&S, 2017

### 2.2.1 Variación del componente T de la tarifa por adición de nueva demanda.

Como se explicó en el producto 6, esta variable hace referencia a la potencial adición de usuarios (antiguos más nuevos), entre los cuales se redistribuirá el costo de la red de transmisión.

Para hacer el cálculo se necesita conocer los siguientes datos para el proyecto Cuestecitas – La Loma – Sogamoso:

Donde:

$CI$ : Costo anual equivalente de la infraestructura de transmisión eléctrica

$E$ : energía transportada en la red de transmisión (kWh)

$\Delta CI$ : Incremento del costo anual equivalente de la infraestructura debido a la nueva inversión por el proyecto de transmisión.

$\Delta E$ : energía adicional transportada en la red de transmisión.

Para el presente estudio el  $\Delta T =$  **es menor a 1, es decir, no se genera este beneficio.**

El beneficio económico en el tiempo derivado de una reducción en el componente T de la tarifa se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\Delta CT = \left( \sum_{i=1}^N \Delta T * D_i \right)$$

Donde:

$\Delta CT$ : Cambio en el costo de la energía debido al cambio en el costo del componente T de la tarifa

$\Delta T$ : Cambio en el costo de la variable T de la tarifa

$D_i$ : Demanda anual proyectada a partir del año de entrada en operación del proyecto

### 2.2.2 Reducción de restricciones

La componente R de la tarifa de energía recoge los mayores costos de generación debidos a restricciones operativas y eléctricas en la red de transporte, y servicios asociados con la generación.



El cálculo se puede expresar de la siguiente forma:

*Ecuación 1.*

$$\Delta CR = \left( \sum_{i=1}^N \Delta R * D_i \right)$$

Donde:

$\Delta CR$ : Cambio en el costo de la energía

$\Delta R$ : Cambio en el costo de la variable R de la tarifa

$D_i$ : Demanda anual proyectada a partir del año de entrada en operación del proyecto

En la Tabla 4 se puede observar el cambio en el costo de la variable R de la tarifa por la demanda proyectada a partir del año de entrada en operación del proyecto:

*Tabla 4 Ahorro en costos de restricciones*

Ahorro en costos de restricciones		
$D_i$ (kWh/año)	Cambio en el costo de la variable R	$\Delta CR$ (\$)
84 000 628 000	0.1953	\$ 16 405 322 648
86 515 528 000	0.19	\$ 16 437 950 320
89 108 333 000	0.1848	\$ 16 467 219 938
91 800 871 000	0.1797	\$ 16 496 616 519
94 599 516 000	0.1747	\$ 16 526 535 445
97 554 899 000	0.1698	\$ 16 564 821 850
100 650 252 000	0.1649	\$ 16 597 226 555
103 954 690 000	0.16	\$ 16 632 750 400
104 429 376 018	0.1553	\$ 16 217 882 096
104 928 536 037	0.1507	\$ 15 812 730 381
104 940 536 067	0.1448	\$ 15 195 389 622
104 952 536 098	0.1398	\$ 14 672 364 546
104 964 536 131	0.1348	\$ 14 149 219 470
104 976 536 165	0.1298	\$ 13 625 954 394
104 988 536 202	0.1248	\$ 13 102 569 318
105 000 536 240	0.1198	\$ 12 579 064 242

Ahorro en costos de restricciones		
Di (kWh/año)	Cambio en el costo de la variable R	ΔCR (\$)
105 012 536 279	0.1148	\$ 12 055 439 165
105 024 536 321	0.1098	\$ 11 531 694 088
105 036 536 364	0.1048	\$ 11 007 829 011
105 048 536 409	0.0998	\$ 10 483 843 934
105 060 536 455	0.0948	\$ 9 959 738 856
105 072 536 503	0.0898	\$ 9 435 513 778
105 084 536 553	0.0848	\$ 8 911 168 700
105 096 536 605	0.0798	\$ 8 386 703 621
105 108 536 658	0.0748	\$ 7 862 118 542

Fuente: UPME, 2016 adaptado por Plan-IN & SA&S, 2017

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$120 496 985 160**.

### 2.2.3 Disminución en el costo de las horas de Racionamiento:

El beneficio derivado de la disminución de las horas de racionamiento se aproxima con base en el costo incremental operativo de racionamiento de energía<sup>10</sup>, y la energía adicional anual conectada a la red de transmisión producto del proyecto.

La disminución se calcula de la siguiente forma:

$$DHR = \left( \sum_{i=1}^N CRO * EAA_i \right)$$

Donde:

*DHR*: disminución en las horas de racionamiento.

*CRO*: costo racionamiento de energía - \$/kWh (CRO1 publicado por la UPME).

*EAA*: energía adicional anual incorporada a la red de transmisión

*i* = 1, 2, 3 ... N: número de años que dura la concesión

<sup>10</sup> Ver resolución CREG 025 de 1995

Para realizar el cálculo preciso de este beneficio se requiere conocer la EAA (Tabla 5) , la cual será particular para cada uno de los proyectos, por lo cual, con los datos provistos por la UPME para el caso de estudio, no es posible realizarlos en el momento.

*Tabla 5 Energía adicional anual incorporada en la red transmisión*

<b>Año</b>	<b>Energía adicional (kWh/año)</b>
2024	293 628 000
2025	605 528 000
2026	935 333 000
2027	1 286 871 000
2028	1 659 516 000
2029	2 050 899 000
2030	2 470 252 000
2031	2 911 690 000
2032	3 376 376 000
2033	3 865 536 000
2034	3 867 536 010
2035	3 869 536 020
2036	3 871 536 031
2037	3 873 536 043
2038	3 875 536 056
2039	3 877 536 070
2040	3 879 536 084
2041	3 881 536 099
2042	3 883 536 115
2043	3 885 536 132
2044	3 887 536 150
2045	3 889 536 168
2046	3 891 536 187
2047	3 893 536 207
2048	3 895 536 228

Fuente: UPME, 2017

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$4 956 136 194**.

#### 2.2.4 Disminución de emisiones atmosféricas por desplazamiento de generaciones más contaminantes

Cuando se construye un nuevo proyecto de transmisión del STN y se incrementa la cobertura, se lleva electricidad a zonas que antes no contaban con ella. Estos proyectos permiten reemplazar sistemas o fuentes de generación que pueden ser más contaminantes (carbón, gas, ACPM, etc.) por una fuente menos contaminante. Así pues, se propone el siguiente indicador que pretende valorar económicamente la disminución de emisiones debido al uso de generaciones más limpias.

Para calcular este beneficio se utiliza la matriz de emisiones CO<sub>2</sub> equivalente GEI generación eléctrica para 2016 de la UPME, en el caso piloto se utiliza el factor correspondiente a carbón como desplazamiento de generación térmica, que es de 0.84 (Ton CO<sub>2</sub>/MWh) menos el factor nacional que es de 0.086 (Ton CO<sub>2</sub>/MWh), de esta manera determinar el delta desplazado.

*Tabla 6. Matriz Emisiones CO<sub>2</sub> equivalente GEI generación eléctrica. 2016*

Tipo de planta	Energía Neta Generada (GWh/mes)	Energía Neta Generada (MWh/mes)	Emisiones (Ton CO <sub>2</sub> /mes)	Factor de emisión (Ton CO <sub>2</sub> /MWh)
ACPM	3.45	3450	2734.96	0.792742029
AGUA	4405.12	4405120		0
BAGAZO	43.03	43030		0
CARBÓN	250.65	250650	211809.93	0.845042609
COMBUSTOLEO	0.85	850	1179.38	1.387505882
GAS	525.37	525370	254542.16	0.484500752
JET - A1	0.11	110	123.37	1.121545455
MEZCLA GAS - JET - A 1	10.61	10610	7835.19	0.738472196
MENORES DE AGUA	303.98	303980		0
VIENTO	1.57	1570		0
<b>Total</b>		<b>5544740</b>	<b>478224.99</b>	<b>0.086248407</b>

Fuente: UPME, 2016

Posteriormente, se utiliza el costo del CO<sub>2</sub> en bonos de carbono que es de \$15000 y la energía desplazada de generaciones más contaminantes de 1 982 700 MWh<sup>11</sup>. Expresado a continuación:

<sup>11</sup> Dato suministrado por la UPME, 2016

$$ACE = \sum_{i=3}^N (EECO2_{factor\ de\ emisión\ más\ contaminantes\ i} - EECO2_{factor\ de\ emisión\ matriz\ energética}) * CCO2CERS * EDEC$$

Donde:

*ACE*: ahorro en el costo de las emisiones

*EECO2<sub>factor de emisión más contaminantes i</sub>*: factor de emisiones CO2 equivalentes por las generaciones más contaminantes en el año i

*EECO2<sub>factor de emisión matriz energética</sub>*: factor de emisión de matriz energética nacional

*CCO2BC*: costo del CO2 en bonos de carbono<sup>12</sup>.

*EDEC*: energía desplazada de generaciones más contaminantes

*N*: número de años de concesión del proyecto

Obteniendo que:

$$ACE = \$22\ 566\ 918\ 982.96$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$176 995 484 914**.

### 2.2.5 Reducción en los costos de funcionamiento del servicio de salud

Bajo el enfoque expresado en el producto 6 el cual considera que, al aumentar la confiabilidad de la red, los costos en que incurren los centros de salud debido a fallas en el suministro de energía disminuyen. Esto significa que no tendrán que poner en funcionamiento la planta de emergencia, evitando incurrir en gastos más altos de combustible para el funcionamiento de la misma, y de mantenimiento (preventivo y correctivo). Así pues, el ejercicio se enfoca en la evaluación del beneficio de la confiabilidad en el suministro de energía por medio de la siguiente expresión:

$$CIS = \left( \sum_{i=3}^N \text{CostoPE} \left( \frac{\$}{\text{kWh}} \right) * DPEUA * NUAB * \Delta \text{Confiabilidad} \right)$$

Donde:

<sup>12</sup> Se toma como valor \$15000 para 2016. Consultado en: <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions>

CIS: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

CostoPE : costo de encender la planta de emergencia para producir 1 kWh<sup>13</sup>.

DPEUA: demanda promedio anual de energía de una unidad asistencial<sup>14</sup>

NUAB: Número de unidades asistenciales beneficiadas por la mejora en confiabilidad<sup>15</sup>.

$$NUAB = \frac{PBP}{5613}$$

Donde:

*PBP*: Población beneficiada con el proyecto

La población beneficiada es de 2.729.933 individuos, este valor es tomado de las proyecciones del DANE para el año 2026, ya que este beneficio se materializa 3 años después de la entrada en operación del proyecto. Se obtiene un NUAB de 486 unidades asistenciales beneficiadas.

El  $\Delta$  Confiabilidad es calculado con información suministrada por la UPME, en donde se reducen dos horas del racionamiento año a año. Lo cual nos da un factor de 0.0002283<sup>16</sup>.

Obteniendo que:

$$CIS = \$22\,566\,918\,982.96$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$33 994 588.68**

#### *2.2.5.1 Mejoramiento de las condiciones para la prestación del servicio de educación:*

En el enfoque expuesto en el producto 6, se resalta la importancia del impacto que conlleva la implementación de tecnologías de la información y las comunicaciones en el desempeño, así como los costos en los cuales se incurre cuando se presenta deserción escolar, y las características particulares del proyecto, como el número de estudiantes en los municipios beneficiarios de la cobertura y confiabilidad; la expresión a continuación resume el indicador propuesto:

<sup>13</sup> El costo kWh de una planta a diésel es de \$466, según estudio UPME (2015).

<sup>14</sup> Según datos del SUI, fue de 85.179 kWh-año en el 2016. Información disponible en: <http://www.sui.gov.co/web/energia>

<sup>15</sup> Explicado en el producto 6

<sup>16</sup>  $\Delta$ Confiabilidad= Horas de reducción de racionamiento/ Horas del año

$$VDTD = \left( \sum_{i=3}^N \Delta DDA * TPTICS * RPD * CPAE_i * NEM_i \right)$$

Donde:

*VDTD*: valor anual de la disminución de la tasa de deserción

*ΔDDA*: Porcentaje de demanda adicional de energía eléctrica que se proveerá a través de la red.

*TPTICS*: tasa de penetración nacional de las TICS

*RPD*: reducción en la probabilidad de deserción

*CPAE*: costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año *i*

*NEM*: número de estudiantes en la región donde se desarrollará el proyecto en el año *i*

Se obtiene un NEM de 404 932 estudiantes en el área de influencia beneficiada<sup>17</sup>, un Δ Confiabilidad de 0.0002283, tasa de penetración nacional de las TICS del 31%<sup>18</sup> y reducción en la probabilidad de deserción (5,9%)<sup>19</sup>.

El dato faltante es el porcentaje de demanda adicional que se proveerá a través de la red, este se calculó con el incremento de energía eléctrica por la entrada en operación del proyecto al año 2026.

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$6 125 846 507**.

Así mismo se contempla, dentro de la metodología, la estimación de los **costos por interrupción en el suministro de energía eléctrica en las escuelas**, considerando la diversidad de climas de nuestro territorio y lo que ello implica, como lo es, para ciertas regiones del país, mayores requerimientos energéticos por concepto de ventilación o aire acondicionado, que permitan desarrollar las actividades sin interrupciones; lo cual se puede medir a través del siguiente indicador:

$$CISE = \left( \sum_{i=3}^N CPAE_i * NEM_i * \Delta \text{Confiabilidad} \right)$$

<sup>17</sup> Datos DANE para el año 2016

<sup>18</sup> Este dato se puede consultar en el observatorio de las TICS del Ministerio de Educación Nacional – MEN.

<sup>19</sup> Este dato se aproxima dividiendo los recursos destinados a educación (disponible en los documentos CONPES), entre el número de niños matriculados en la región estudiada (disponible en el MEN).

Donde:

CISE: ahorro anual en el costo de interrupción en el suministro de energía eléctrica en escuelas.

CPAE: costo promedio anual de un estudiante en escuela pública en el año  $i$ .

NEM: número de estudiantes en la región donde se mejorará la confiabilidad del servicio.

$\Delta$ Confiabilidad: cambio en la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica.

Con la expresión anterior, se estimará el ahorro anual de las instituciones por concepto de interrupción en el servicio de energía, y una vez más, se encuentra sujeta a las particularidades del proyecto, esencialmente al territorio en donde se lleva a cabo y a la variación de confiabilidad producto de la ejecución del proyecto.

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$120 496 985 160**.

### 2.2.6 Incremento del uso y disfrute del espacio público

El desarrollo de obras de transmisión de energía eléctrica puede tener un impacto positivo sobre la red de alumbrado público en la medida en que se pueda aumentar la disponibilidad de fluido eléctrico durante la noche.

Usando los anteriores datos como referente, se propone un indicador del ahorro en costos de hospitalización por reducción en accidentalidad vial dada una mejora en el alumbrado público. La siguiente expresión recoge el beneficio de las mejoras en la red de alumbrado público sobre el costo de la accidentalidad.

$$RCA = \left( \sum_{i=5}^N TAM_i * RTAM * CPL_i * PM \right)$$

Donde:

RCA: reducción en el costo de accidentalidad

TAM: tasa de accidentalidad anual para los municipios beneficiados<sup>20</sup> (28,24 cada 100000 hab/ municipio).

<sup>20</sup> Fuente: Fuente Instituto Nacional de Medicina Legal. Disponible en <http://www.medicinalegal.gov.co/observatorio>



*RTAM*: reducción en la tasa de accidentalidad debido a alumbrado público (50% según estudio citado).

*CPL*: costo promedio de una persona lesionada en accidente de tránsito en el año *i* (4.4 millones COP según valores indexados a julio de 2017 con base en el estudio citado).

*PM*: población beneficiada con el incremento en la confiabilidad

Nótese que, debido a que, en los desarrollos de los proyectos de distribución, necesarios para la materialización del beneficio, intervienen decisiones de orden institucional y/o político, se sugiere considerar 5 los años de rezago del beneficio.

Para determinar la tasa de accidentalidad se tomó la tasa de accidentalidad de cada municipio beneficiado y se promedió, al aplicar los valores obtenidos se obtiene, para el momento cero:

$$RCA = 28,24 * 50\% * \$4.400.000 * (2471373/100000)^{21}$$

$$RCA = \$1\,730\,444\,134 \text{ para el año } 2028$$

Al ser proyectados por la vida útil del proyecto se obtiene un VPN de **\$13 936 844 157**.

### 2.3 Análisis costo beneficio

De la comparación de los beneficios y costos ambientales y sociales se obtienen los principales criterios económicos para la toma de decisiones, correspondientes al Valor Presente Neto ambiental-social (VPN<sub>A</sub>) y a la Relación Beneficio-costo ambiental-social (R(B/C)<sub>A</sub>).

#### Relación Beneficio-Costo Económico (R(B/C)<sub>A</sub>)

Este indicador es el cociente de la sumatoria del valor presente de los beneficios económicos (**ambientales-sociales**) de cada año descontados al periodo inicial, y la sumatoria del valor presente de los costos económicos (**ambientales-sociales-financieros**) descontados al periodo inicial. Lo anterior se expresa como:

---

<sup>21</sup> La tasa de accidentalidad es medida cada 100000 habitantes/municipio. Datos de población : Proyecciones DANE

*Ecuación 2. Ecuación costo - beneficio*

$$R(B/C)_A = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{Bi}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{Ci}{(1+r)^i}}$$

Donde:

$Bi$ : beneficios ambientales-sociales del año  $i$

$Ci$ : costos ambientales-sociales-financieros del año  $i$

$r$ : tasa de descuento. Esta tasa de descuento la define la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y se aplica para todos los beneficios y costos.

Obteniendo como resultado de esta relación **0.86**, lo que nos indica que los costos sobrepasan los beneficios para el proyecto Informe caso piloto: Línea de transmisión La Loma –Cuestecitas – Sogamoso.

## Bibliografía

- De La Zerda, S., & Rosselli, L. (2003). MITIGACIÓN DE COLISIÓN DE AVES CONTRA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CON MARCAJE DEL CABLE DE GUARDA. *Ornitología Colombiana No 1*, 42-62.
- MAVDT & CEDE. (s.f.). *Evaluación económica de impactos ambientales en proyectos sujetos a licenciamiento ambiental: Manual tecnico - documento en discusión*. Bogotá D.C: Centro de estudios para el desarrollo económico - Universidad de los Andes.
- Mendieta, J. (2005). *Manual de valoración económica de bienes no mercadeables*. Bogotá D.C: CEDE.
- Miranda, J. (1997). *Gestión de proyectos*. Bogotá D.C.: Editora Guadalupe Ltda.
- National Council on Electricity Policy. (2004). *Electricity Transmission, A primer*.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). Contrato 004. *Contrato 004*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- UPME. (2015). *Normograma UPME*. Bogotá.
- UPME. (2015). *Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050*. Bogotá.
- UPME. (2016, diciembre). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano - Diciembre de 2016*.
- UPME. (2016). *Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2016-2030*. Bogotá.