



**CAUSAS E IMPACTOS DE LOS ATRASOS EN LA ENTRADA EN  
OPERACIÓN DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA DEL  
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO**

**AUTORA:**

Lina Milena Ocampo Cuartas

**ASESORA:**

Doctora Juliana Nanclares Márquez

**TRABAJO DE GRADO PARA OBTENER TÍTULO DE**

Magister en Derecho Administrativo

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA LATINOAMERICANA**

**ESCUELA DE POSGRADOS**

Medellín

2021



## Tabla de Contenido

<b>CAPÍTULO I</b> .....	19
<b>MARCO NORMATIVO DE LAS CONVOCATORIAS PÚBLICAS DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y CAUSALES DE AMPLIACIÓN DE LA FECHA OFICIAL DE PUESTA EN OPERACIÓN POR PARTE DEL MME.</b> .....	<b>19</b>
1.1 Marco normativo de las Convocatorias Públicas de los Proyectos de Transmisión de Energía .....	19
1.1.1 El alcance del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019.....	34
– 2033 en cuanto a la planeación de los Proyectos de Transmisión. ....	34
1.1.2. La función de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME- en la estructuración de los Proyectos de Transmisión de Energía. ....	41
1.1.3 Oportunidad y causales para la solicitud de ampliación de la fecha oficial de puesta en operación de los Proyectos de Transmisión por parte del MME.....	58
1.1.4.....Definición Riesgo en los Proyectos de Transmisión y su respectiva asignación. ....	68
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>82</b>
<b>EFFECTOS DE LA FALTA DE REGULACIÓN EXPRESA, LA AMBIGÜEDAD EN LA APLICACIÓN DE LAS DISPOSICIONES LEGALES Y LA EXTRALIMITACIÓN DE FUNCIONES POR PARTE DE LAS AUTORIDADES PÚBLICAS, EN TRÁMITES DE ESPECIAL DE RELEVANCIA EN LA EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN</b> .....	<b>82</b>
2.1 Falta de Regulación Expresa en Cuanto a los Tiempos de Respuestas en Algunos Trámites .....	83
2.2 Ambigüedad en la aplicación de las disposiciones legales. ....	95
2.3 Extralimitación de Funciones de Algunas Autoridades Públicas. ....	109
y al presente decreto, las siguientes:.....	111
2.4 La realidad colombiana de las Autoridades Locales, frente a la ejecución de un Proyecto del Plan de	



Expansión del STN. ....	132
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>139</b>
<b>VIABILIDAD JURÍDICA DE LA SOLICITUD DE AMPLIACIÓN DEL PLAZO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE UN PROYECTO DE TRANSMISIÓN, ANTE LA UPME Y EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA .....</b>	<b>139</b>
3.1 El Fundamento Normativo. ....	139
3.2 El Fundamento fáctico. ....	148
3.3 Prevención y Mitigación del Daño Antijurídico.....	153
4. Conclusiones. ....	156
Bibliografía .....	161
<b>ANEXO CASUÍSTICO DE HECHOS QUE EVIDENCIAN ATRASOS EN LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA</b>	



## Glosario

**Nota: Las siguientes definiciones fueron tomadas de los documentos de selección del inversionista publicados por la UPME, de las resoluciones expedidas por el MME, la CREG y de las disposiciones que regulan la materia, procurando así unidad de términos para el análisis del marco normativo que regula las Convocatorias Públicas para la ejecución del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional - STN.**

**“ASIC”:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

**“Adjudicatario o Inversionista”:** es el Proponente que resulte seleccionado por la UPME para ejecutar el Proyecto, de acuerdo con los Documentos de Selección del Inversionista.

**“Autoridad”:** es cualquier Persona o entidad investida de poder público en Colombia, facultada conforme a las leyes vigentes para aplicar, emitir o interpretar normas o decisiones, generales o particulares, con efectos obligatorios para quienes se encuentren sometidos a sus alcances.

**“CAPT”:** Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

**“CARS”:** Corporaciones Autónomas Regionales.

**“Centro Nacional de Despacho o CND”:** es la dependencia encargada de la



planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura,

confiable y económica, con sujeción a la regulación vigente y a los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación – C.N.O.

**“Comité Evaluador”**: es el conjunto de Personas que designará la UPME para evaluar, según sea el caso, (i) las Propuestas presentadas por los Proponentes y (ii) las Ofertas presentadas por los Oferentes.

**“CNO”**: Comité Nacional de Operación.

**“Consulta”**: son todas las comunicaciones emitidas por escrito por los interesados y formuladas a la UPME, con el fin de solicitar aclaraciones, interpretaciones o formular preguntas relacionadas con cualquiera de los Documentos de Selección del Inversionista, incluyendo sus Anexos. **“Contrato de Conexión”**: es el contrato definido en el numeral 6, del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995.

**“CGR”**: Contraloría General de la República.

**“CREG”**: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**“DANCP”**: Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa.

**“Documentos de Selección del Inversionista o DSI”**: son los documentos que contienen las reglas a través de las cuales la UPME seleccionará al inversionista del



proyecto.

**“Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto”**: es la definida en el numeral 2.2 de los Documentos de Selección del Inversionista, la cual está determinada por la resolución o resoluciones que para el efecto expide el Ministerio de Minas y Energía para cada Proyecto. **“Fecha Real de Puesta en Operación”**: es la fecha en que efectivamente entra en operación el Proyecto, de acuerdo con el pronunciamiento que hace el CND, indicando que el activo está disponible.

**“Garantía de Seriedad”**: es la garantía bancaria o aval bancario otorgado por el Proponente a favor de la UPME, para garantizar la seriedad de la Propuesta. La Garantía de Seriedad deberá: (i) ser expedida por una Entidad Financiera de Primera Categoría; (ii) mantenerse vigente por el término mínimo de cuatro (4) meses posteriores a la presentación de la Propuesta, y en todo caso mantenerse vigente hasta la fecha de expedición de la Resolución de la CREG que oficialice el Ingreso Anual Esperado; y (iii) reunir las condiciones a que se refiere los Documentos de Selección del Inversionista.

**“ICANH”**: Instituto Colombiano de Antropología e Historia.

**“ISA”**: Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

**“Liquidador y Administrador de Cuentas o LAC”**: es la entidad encargada de la liquidación 16 y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado 17 Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso



regulado de los transportadores, 18 de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

“**MADS**”: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

“**MME**”: Ministerio de Minas y Energía.

“**Patrimonio Arqueológico**”: es todo bien de carácter histórico que representa la actividad humana y que para su estudio es necesario el método arqueológico.

“**Preconstrucción**”: se entiende por preconstrucción, la realización de los trámites o acciones asociadas con la ejecución de un proyecto y que se requieren con antelación inmediata a la construcción física de las obras.

“**Proponente**”: Se entiende por proponente, una persona natural o jurídica, un consorcio o una unión de ellas, que presenta una oferta en un proceso de convocatoria pública para expansión del STN.

“**Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento**”: documento que respalda la ejecución del proyecto en la fecha definida y según lo indicado en los presentes

Documentos de Selección. “**Proyecto**”: comprende el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio en la Fecha Oficial de Puesta

en Operación, operación y mantenimiento de las obras. “**Sistema Interconectado**

**Nacional o SIN**”: es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados

entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes

regionales e interregionales de transmisión, las redes de 4 distribución y las cargas



eléctricas de los usuarios.

**“Sistema de Transmisión Nacional o STN”:** es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

**“Sistema de Transmisión Regional o STR”:** es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4.

**“Subestación”:** es el punto de conexión de dos o más Líneas de tensión igual o superior a 220 kV incluyendo barras de conexión, equipos de interrupción y los módulos de línea y/o de transformación, junto con los equipos asociados para protección, control y comunicaciones.

**“Transmisión Nacional”:** es la actividad de transportar energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

**“Transmisor”:** es la empresa de servicios públicos (E.S.P.) a la cual la CREG le oficialice el Ingreso Anual Esperado, para la ejecución del Proyecto, que realizará la actividad de Transmisión Nacional y quien suscribirá con la Sociedad Fiduciaria el Contrato de Fiducia.



“UPME”: Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, de que trata la Ley 143 de 1994, adscrita al MME, cuya estructura fue modificada mediante Decreto 1258 de 2013 y, delegada por el MME, mediante la Resolución No. 18 1315 de 2002 modificada por la Resolución No. 18 0925 de 2003, para adelantar las gestiones administrativas necesarias para la selección de los inversionistas que acometan, en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994, los proyectos aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional, al igual que la selección de los interventores correspondientes.



## **Resumen.**

A partir del análisis detallado del marco normativo que regula los Proyectos de Transmisión y, en especial, de todos los elementos que conforman las convocatorias públicas, se evidenciará la falta de regulación y la aplicación subjetiva de normatividad existente en cuanto a trámites ambientales de especial relevancia y el impacto que esto tiene en los Proyectos de Transmisión. A su vez, se analizará la discrecionalidad con la que cuentan ciertas autoridades para determinar la forma de aplicar las normas o suplir lo que ellas no regulan.

Es importante resaltar que la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME– por delegación del MME, tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de Transmisión, cuyo objetivo es el de proveer información y dar señales a mediano y largo plazo a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en transmisión de energía eléctrica requerida para garantizar el suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de la electricidad en el país. En este sentido, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se construyen diferentes escenarios indicativos, según la conducta de variables tales como la demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, tendencias de expansión (iniciativa de los agentes generadores), incentivos regulatorios, desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía, interconexiones internacionales, desarrollo de proyectos



en países vecinos, etc.

A su vez, la UPME, fue delegada por el Ministerio de Minas y Energía (Resolución 181315 del 02 de diciembre de 2002, modificada por la Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003) para adelantar mediante convocatorias públicas las gestiones administrativas necesarias para la selección de los inversionistas que acometan, en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994, los proyectos aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Para desarrollar un proyecto de transmisión se requiere dar cumplimiento a una serie de requisitos y trámites que permiten la obtención de la licencia ambiental para iniciar los trabajos y obras requeridas para el mismo. Sin embargo, en la práctica se evidencia que hay una serie de situaciones que se encuentran por fuera del manejo de los transmisores que tienen un gran impacto en el cronograma inicialmente previsto y que terminan afectando la FOPOP, con las graves consecuencias que esto tiene para los ejecutores y la atención eficiente y oportuna la demanda energética nacional.

En virtud de lo descrito en el párrafo anterior, haré un análisis de las causas más comunes y relevantes de los retrasos en los proyectos de transmisión, específicamente con relación a algunos requisitos para viabilizar el trámite de licenciamiento ambiental descrito en el Decreto 1076 de 2015. Con relación a lo dispuesto en la Directiva Presidencial 10 de 2013, respecto al trámite de Consulta



Previa que debe surtirse ante el Ministerio del Interior, se determinará el alcance de esta misiva y su incidencia en los plazos de entrada en operación de los Proyectos derivados de la Convocatoria Pública.

Por último, evidenciaré cómo algunas de las autoridades que intervienen en la ejecución de los proyectos se atribuyen la potestad de cambiar las condiciones iniciales determinadas en el Plan de Expansión, lo cual ocasiona una serie de consecuencias patrimoniales para las Empresas de Transmisión que ejecutan los proyectos.

Todo lo anterior tendrá como fin, determinar el soporte jurídico para justificar la ampliación de los plazos para la entrada en operación de los Proyectos ante las autoridades competentes y así mitigar las consecuencias económicas que se derivan de sus atrasos.



## **Introducción**

Los Proyectos de Transmisión de energía son el instrumento para cumplir con el objetivo establecido en el Plan de Expansión para interconectar todo el país y es por eso que su planeación y ejecución tiene una especial relevancia en el entorno nacional, ya que tal y como lo establece de manera expresa el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019 – 2033, su objetivo es alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional<sup>1</sup>. Los atrasos en los Proyectos de Transmisión pueden generar la falta de atención oportuna y adecuada de la demanda de energía y a su vez crear condiciones indeseadas de confiabilidad en el Sistema que limiten el suministro energía a un lugar del país, situación que debe ser detectada oportunamente desde la planeación; esta última es la razón por la cual, las empresas que ejecutan los Proyectos de Transmisión deben cumplir con los plazos previstos para su ejecución, pero en la realidad es muy poco probable que los Proyectos entren en operación en los tiempos previstos en la Convocatoria, debido a una multiplicidad de factores que influyen en el cumplimiento del cronograma inicialmente previsto.

---

<sup>1</sup> Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40779 del 21 de octubre de 2019.



La Presente monografía tendrá como principal objetivo determinar cómo las Empresas de Transmisión de Energía en Colombia pueden sustentar ante el Ministerio de Minas y Energía y ante la UPME, una solicitud de ampliación del plazo de un Proyecto de Transmisión, bajo el entendido de que las principales causas de los atrasos se derivan de causas que no le son imputables a los Transmisores sino de la falta de regulación expresa de algunos temas relevantes, la extralimitación de funciones a partir de la interpretación y aplicación subjetiva de las normas y a la falta de conocimiento integral del marco normativo por parte de algunas autoridades o entidades que intervienen en la ejecución de los Proyectos de Transmisión.



## **Planteamiento del Problema.**

En el marco de la Ley 143 de 1994, específicamente los artículos 12, 16 y 18, y otra normativa como la Resolución MME 181313 de 2002, la UPME debe elaborar el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión y realizar su actualización, definiendo a nivel de transmisión las obras de infraestructura eléctrica requeridas en el mediano y largo plazo, las cuales deben ser ejecutadas a través del esquema de convocatorias públicas.

Sin embargo, en la realidad dicha planeación se basa de manera casi que exclusiva en las necesidades que arroja el Plan de Expansión, pero generalmente no tiene en cuenta la realidad puntual del entorno que rodea el trazado de un Proyecto, lo cual puede constatarse en el mismo texto del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019 – 2033, en el que se determinan las alternativas de expansión del sistema de transmisión a largo plazo en las regiones que así lo requieren, pero sin entrar en el detalle de las condiciones particulares de los terrenos, condiciones de orden público o restricciones ambientales de los mismos. En razón a lo anterior las Empresas de Trasmisión, cuando inician la ejecución de los Proyectos, se encuentran no solo con que deben cumplir una serie de requisitos legales que no se evidenciaron cuando se presentó la oferta para ejecutar el Proyecto, sino que además, deben sortear problemáticas relacionadas con los requisitos y tiempos de los trámites relacionados con el licenciamiento ambiental, el orden público, la interacción con las



comunidades, etc., que ocasionan que sea imposible cumplir con las fechas de entrada en operación previstas en las Convocatorias Públicas.

Con relación a lo anterior, cabe anotar que el marco normativo relacionado con las Convocatorias de los Proyectos de Transmisión, derivado del Plan de Expansión del Sector Eléctrico Colombiano, está conformado por disposiciones legales de toda índole, leyes de servicios públicos, decretos, resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, normas sobre licenciamiento ambiental, normas sobre Consulta Previa, entre otras disposiciones del orden territorial, tales como las expedidas por las Corporaciones Autónomas Regionales para efectos del licenciamiento.

En esta regulación, intervienen un sinnúmero de autoridades especializadas en sus temas, que muchas veces no alcanzan a conocer el contexto jurídico real y completo de las normas que rigen todo el ecosistema de los Proyectos o incluso no existen parámetros legales claros que les permitan resolver los asuntos de su competencia en los tiempos y condiciones adecuadas para no afectar los plazos de los Proyectos. Este es el Caso de la ANLA en cuanto a la aprobación de las Licencias Ambientales, de las Corporaciones Autónomas Regionales en cuanto al Levantamiento de Veda y del Ministerio del Interior en cuanto al trámite de Consulta Previa. Lo anterior puede ocasionar un caos jurídico que pone en vilo la fluidez de los



Proyectos y el incremento de las responsabilidades patrimoniales que deben asumir las Empresas de Transmisión que los ejecutan y su vez pone en riesgo la atención oportuna de la demanda energética en el país con las consecuencias que de ello se derivan.

### **Formulación del Problema:**

¿Cómo incide la falta de integración normativa y los vacíos jurídicos, en la entrada en operación de los Proyectos de Transmisión del Plan de Expansión del Sector Eléctrico colombiano?

### **Enfoque Metodológico**

La presente monografía tuvo un enfoque cualitativo, cuyo fin fue estructurar el soporte jurídico necesario para que las Empresas de Transmisión de Energía puedan sustentar una solicitud de ampliación de plazo de un Proyecto de transmisión ante el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero energética UPME.

Para llevar a cabo la presente investigación se partió del estudio detallado de toda la normatividad que regula los Proyectos de Transmisión, para efectos de constatar los eventos que tienen mayor incidencia en los atrasos de los Proyectos entre



los que se pueden enunciar el Trámite de Levantamiento de Veda, el Trámite de Consulta Previa y el Trámite de Licenciamiento Ambiental, específicamente por falta de regulación expresa, la aplicación inadecuada de las normas o la falta de conocimiento integral del marco normativo por parte de las Autoridades que intervienen en la ejecución de los mismos.

Una vez recopilada la anterior evidencia se hizo un estudio de aquellos Proyectos de Transmisión en los cuales se han generado atrasos como consecuencia de los factores descritos en el párrafo anterior, con el objetivo de constatar su reincidencia y si efectivamente estos atrasos tenían su sustento en la falta de integración normativa y los vacíos jurídicos existentes.



## **CAPÍTULO I**

# **MARCO NORMATIVO DE LAS CONVOCATORIAS PÚBLICAS DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA Y CAUSALES DE AMPLIACIÓN DE LA FECHA OFICIAL DE PUESTA EN OPERACIÓN POR PARTE DEL MME.**

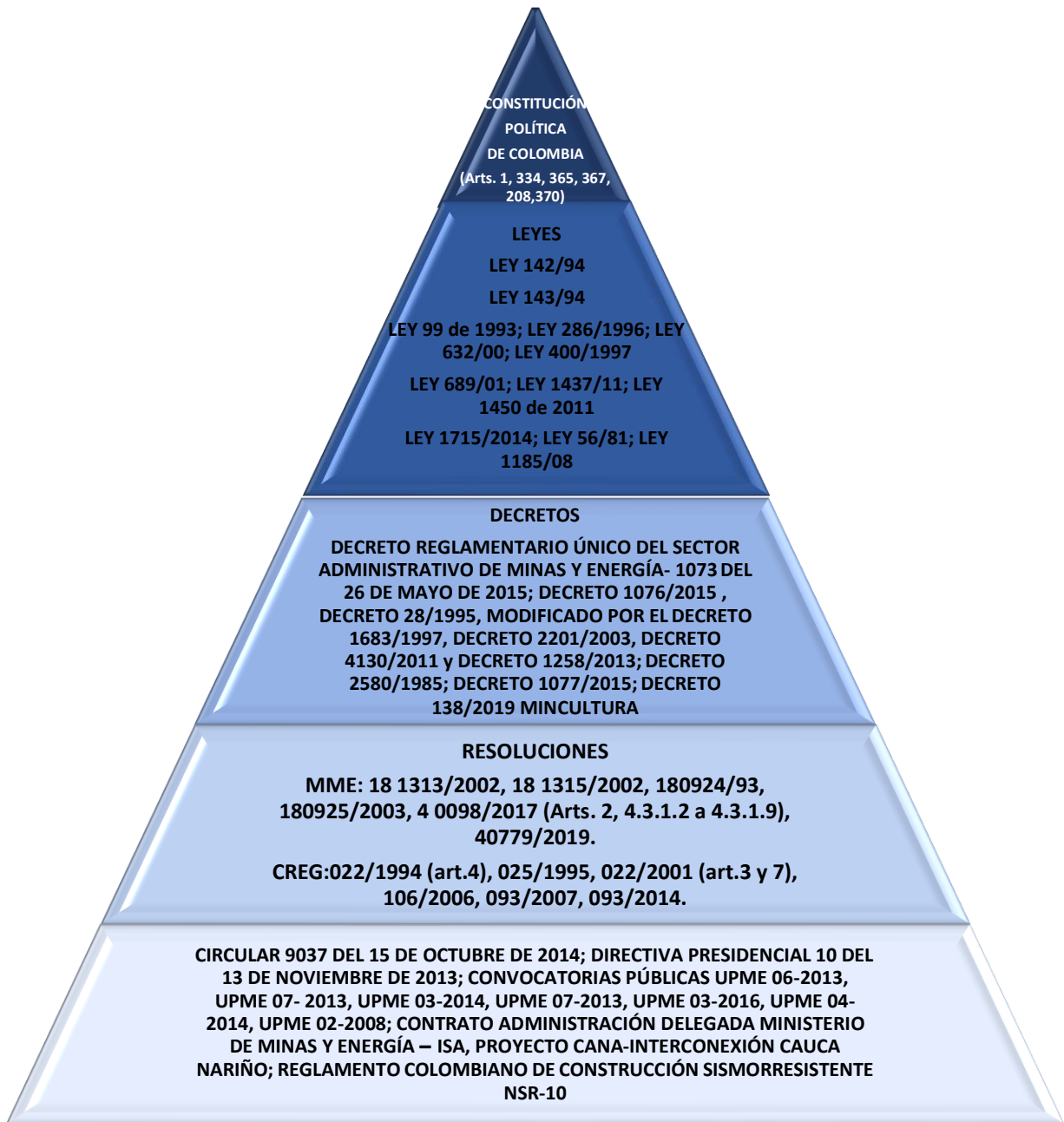
### **Sumario**

**(1.1)** Marco normativo de las Convocatorias Públicas de los Proyectos de Transmisión de Energía. **(1.1.1)** El alcance del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019– 2033 en cuanto a la planeación de los Proyectos de Transmisión. **(1.1.2)** La función de La Unidad de Planeación Minero Energética –UPME– en la estructuración de los Proyectos de Trasmisión de Energía. **(1.1.2.1)** Contenido y alcance de los Documentos de Selección del Inversionista. **(1.1.2.2.)** Elementos para determinar la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los Proyectos de Transmisión. **(1.1.3)** Oportunidad y Causales de ampliación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los Proyectos de Transmisión por parte del MME. **(1.1.3.1)** Oportunidad para solicitar la modificación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación de un Proyecto (FOPOP) ante el MME. **(1.1.3.2)** Causales para solicitar la ampliación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación (FOPOP). **(1.1.4)** Definición Riesgo en los Proyectos de Transmisión y su respectiva asignación.

### **1.1 Marco normativo de las Convocatorias Públicas de los Proyectos de Transmisión de Energía**

A continuación, se presenta el esquema del marco normativo que influye todo

lo referente a los Proyectos de Transmisión en Colombia:





Tal como lo establece nuestra Constitución Política, Colombia es un Estado social de derecho, organizado en forma de República unitaria, descentralizada, con autonomía de sus entidades territoriales, democrática, participativa y pluralista, fundada en el respeto de la dignidad humana, en el trabajo y la solidaridad de las personas que la integran y en la prevalencia del interés general.

Como estado social de derecho, busca entre sus fines la seguridad jurídica, la cual se garantiza mediante el principio de legalidad, según el cual toda actuación del Estado debe ir precedida de una ley que le dé fundamento y cualquier intervención del poder estatal en la órbita privada, debe ser ejercida dentro de la competencia definida por la Constitución y la ley.

Es así como la misma Constitución en su Capítulo 5, determina claramente la finalidad social del Estado y los servicios públicos, en lo previsto en su artículo 365:

Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (...).

Establece la Constitución, igualmente, en su artículo 367:



La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

(...)

La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.

Finalmente, el artículo 370 ibidem, señala:

Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten.

En desarrollo de estas disposiciones, se expidieron las Leyes 142 y 143 de 1994. El artículo 2° de la Ley 142 de 1994 señala las condiciones de intervención del Estado en los servicios públicos, siempre en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los fines, entre los que destacamos, de acuerdo con este trabajo, los siguientes: calidad; ampliación de la cobertura; prestación continua e ininterrumpida sin excepción alguna, salvo razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan; libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante; obtención de economías de escala comprobables, y mecanismos que garanticen a los usuarios el



acceso a los servicios públicos y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.

Así mismo, la norma se encarga de establecer los instrumentos que tiene el Estado para realizar su intervención en los servicios públicos conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de la citada Ley 142 de 1994, tales como: la regulación de la prestación de los servicios públicos, fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad, evaluación de las mismas y definición del régimen tarifario; control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia; protección de los recursos naturales y estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos. Se señala además que todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deberán fundarse en los motivos determinados en la Ley 142, y los motivos que se invoquen deben ser comprobables.

Señala finalmente, el artículo 3° de la Ley 142:

Todos los prestadores quedarán sujetos, en lo que no sea incompatible con la Constitución o con la ley, a todo lo que esta Ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las Comisiones, al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, y a las contribuciones para aquéllas y ésta.



Al ministro de Minas y Energía, como jefe de la administración en su dependencia, bajo la dirección del Presidente de la República, le corresponde formular las políticas atinentes a su despacho, dirigir la actividad administrativa y ejecutar la ley.

En este orden de ideas y dando aplicación a lo dispuesto en el artículo 67 - Funciones de los Ministerios en relación con los servicios públicos - de la Ley 142 de 1994, el Ministerio debe elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse.

En este mismo sentido, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, señala la competencia del MME para definir los planes de expansión de la red de interconexión y fijar los criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución de energía en el país.

El artículo 15° de la Ley 143 de 1994 por su parte, señala entre las funciones de la UPME:

C. Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo;

(...)



F. Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético.

En este mismo sentido, el Parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, determina que la UPME elaborará los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultará al cuerpo consultivo permanente, conformado por representantes de las empresas del sector energético.

Para la ejecución de los planes de expansión del sector eléctrico, (Ministerio de Minas y Energía, 2002) la Resolución MME 18-1313 de 2002, estableció los criterios y la forma de elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), determinando en su artículo 6°, que la UPME, podrá elaborar independientemente Planes de Expansión de Transmisión y de Generación que busquen orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

En este sentido, la Resolución MME 18-1313 de 2002, modificada por la Resolución 18-025 de 2003, en su artículo 8°, establece los parámetros para el desarrollo de las “Convocatorias Públicas”, procedimiento acogido para seleccionar el agente económico que presente la oferta con el menor valor, para ejecutar un determinado proyecto de transmisión de energía eléctrica definido en el Plan de Expansión del STN, en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994; es decir, asumiendo íntegramente los riesgos inherentes a la ejecución y explotación del



proyecto.

La Resolución MME-181314 de 2002, estableció y desarrolló el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de la Transmisión del Sistema de Transmisión Nacional.

Posteriormente, el Ministerio expidió la Resolución MME 180924 de 2003, que derogó la Resolución mencionada en el párrafo precedente, en la cual se señalan los parámetros que deben considerarse para la elaboración de los Documentos de Selección por parte de la UPME.

En desarrollo de lo señalado en el artículo 39 de la Ley 143 de 1994, los cargos asociados con el acceso y uso del STN deben cubrir los costos de inversión de las redes, incluido el costo de oportunidad de capital y los costos de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y en condiciones óptimas de gestión. Teniendo en cuenta los criterios de viabilidad financiera, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– expidió la Resolución 051 del 14 de abril de 1998, por medio de la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN y la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto de uso del sistema. En esta resolución, numeral IV., literal a) -Propuestas-,



del artículo 4°, por primera vez, se estableció, para INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. (ISA), la obligación de efectuar una propuesta para cada uno de los proyectos definidos en las convocatorias públicas, en cumplimiento del artículo 32 de la Ley 143 de 1994.

La Resolución 051 del 14 de abril de 1998 fue modificada por las Resoluciones CREG 004 y CREG 045 de 1999 y por la Resolución CREG 022 de 2001. Igualmente, esta última Resolución reitera la obligación de ISA, antes mencionada, en el ítem IV., del literal a) del artículo 4°, señalando que lo dispuesto en dicho numeral, se entenderá vigente en la medida que tal entidad (ISA) permanezca como empresa de servicios públicos mixta u oficial.

Conforme con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 143 de 1994,

“La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.”

Para garantizar, la viabilidad ambiental de los Proyectos, el Presidente de la



República de Colombia expidió el Decreto 1076 de 2015 y en su Sección 2 – Competencia y Exigibilidad de la Licencia Ambiental-, determinó qué proyectos, obras y actividades están sujetas a licencia ambiental, señalando que son aquellos que se enumeran en los artículos 2.2.2.3.2.2. y 2.2.2.3.2.3 del citado decreto.

Para el licenciamiento ambiental de los proyectos del Plan de Expansión del STN, sometidos a convocatoria pública, es competente la Autoridad Nacional de Licencia Ambiental (ANLA), de acuerdo con lo señalado en el literal c), numeral 4. del artículo 2.2.2.3.2.2. del Decreto 1076 de 2015, para el sector eléctrico:

ARTÍCULO 2.2.2.3.2.2. Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- otorgará o negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:

(...)

4. En el sector eléctrico:

- a) La construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a cien (100) MW;
- b) Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW;
- c) El tendido de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), compuesto por el conjunto de líneas con sus correspondientes subestaciones que se proyecte operen a tensiones iguales o superiores a doscientos veinte (220) KV.  
(Subrayas fuera de texto)

En este orden de ideas, debe darse aplicación a lo establecido en la Sección



3 – Estudios Ambientales-, en cuanto al Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), conforme lo señalado en la Sección 6, artículos 2.2.2.3.6.1 y siguientes.

En cuanto a la solicitud de licencia ambiental, el artículo 2.2.2.3.6.2, establece los requisitos que deben cumplirse para ello. Entre estos requisitos, se señalan:

1. Formulario Único de Licencia Ambiental.
2. Planos que soporten el EIA, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución 1415 de 2012, que modifica y actualiza el Modelo de Almacenamiento Geográfico (Geodatabase) o la que la sustituya, modifique o derogue.
3. Costo estimado de inversión y operación del proyecto.
4. Poder debidamente otorgado cuando se actúe por medio de apoderado.
5. Constancia de pago para la prestación del servicio de evaluación de la licencia ambiental. Para las solicitudes radicadas ante la ANLA, se deberá realizar la autoliquidación previa a la presentación de la solicitud de licencia ambiental. En caso de que el usuario requiera para efectos del pago del servicio de evaluación la liquidación realizada por la autoridad ambiental competente, ésta deberá ser solicitada por lo menos con quince (15) días hábiles de antelación a la presentación de la solicitud de licenciamiento ambiental.
6. Documento de identificación o certificado de existencia y representación legal, en caso de personas jurídicas.
7. Certificado del Ministerio del Interior sobre presencia o no de comunidades étnicas y de existencia de territorios colectivos en el área del proyecto de conformidad con lo dispuesto en las disposiciones relacionadas con el Protocolo de Coordinación Interinstitucional para la Consulta Previa.



8. Copia de la radicación del documento exigido por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), a través del cual se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1185 de 2008.

9. Formato aprobado por la autoridad ambiental competente, para la verificación preliminar de la documentación que conforma la solicitud de licencia ambiental.

Para adelantar por ejemplo lo solicitado en el numeral 7 en cuanto al Certificado del Ministerio del Interior sobre presencia o no de comunidades étnicas y de existencia de territorios colectivos en el área del proyecto, deben observarse los pasos establecidos en la Directiva Presidencial No.10 del 7 de noviembre de 2013, en especial lo consagrado en el Paso 6 -Proyección y expedición de la certificación de presencia o no de comunidades étnicas-.

Con relación a la copia de la radicación del documento exigido por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), este trámite se adelanta teniendo en cuenta la “Guía de Presentación de Solicitudes para Autorización de Intervenciones Sobre el Patrimonio Arqueológico” del ICANH y a lo establecido en la página web de dicha entidad. (2020)

Adicional a lo anterior, el Parágrafo 5°, numeral 1 del artículo 2.2.2.3.6.3 del Decreto 1076 de 2015, señala:

Cuando el proyecto, obra o actividad requiera la sustracción de un área de reserva forestal o el levantamiento de una veda, la autoridad ambiental no podrá dar



aplicación al numeral 5 del presente artículo, hasta tanto el solicitante allegue copia de los actos administrativos, a través de los cuales se concede la sustracción o el levantamiento de veda.

Este procedimiento de levantamiento de veda deberá adelantarse ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) o ante las Corporaciones Autónomas Regionales (CARs) que operen en el área de influencia de los proyectos. Sin embargo, para adelantar dicho trámite, el MADS no tiene una norma expresa que determine los criterios necesarios y tiempos señalados para su ejecución; el procedimiento está establecido por el MADS en su sitio web.

Ahora, con relación con las CARs, la mayoría de ellas no cuentan tampoco con una norma o disposición expresa para el agotamiento del procedimiento de levantamiento de veda a su cargo; estas simplemente toman como referencia el procedimiento de levantamiento de veda temporal o parcial establecido por el MADS, como es el caso por ejemplo CORANTIOQUIA.

Una vez estas entidades conceden el levantamiento de veda y/o la sustracción de la reserva, a través de la respectiva resolución o acuerdo, se le comunica a la ANLA, para que levante la suspensión del proceso de licenciamiento y se continúe con su trámite. Finalmente, completada la información, la ANLA deberá expedir la correspondiente Licencia Ambiental, en los términos establecidos en el citado Decreto 1076 de 2015.



Una vez otorgada la licencia ambiental es cuando puede entrar el Transmisor adjudicatario a construir el proyecto, para lo cual requerirá los permisos correspondientes para acceder a los predios que se encuentran en el corredor de la línea del proyecto.

Sobre dichos predios hay que constituir servidumbres de conducción de energía eléctrica, las cuales pueden ser negociadas y formalizadas a partir de la suscripción de un contrato de constitución de servidumbre, elevado a escritura pública y debidamente registrado en la oficina de registro de instrumentos públicos correspondiente. En otros casos, las servidumbres son impuestas, mediante un proceso de imposición de servidumbres, tal y como se determina en la Ley 126 de 1938, en su artículo 18, la Ley 56 de 1981, la Ley 99 de 1993, la Ley 142 de 1994 art. 118, el Decreto 2580 de 1985, el Decreto 1073 de 2015 y el Concepto 254 del 1º de mayo de 2012 proferido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Cuando en el proyecto (particularmente en las subestaciones) se ejecutan construcciones o edificios convencionales, entendiéndose por tales, aquellas que no siguen las normas del enfoque ambiental o bioclimático, el transmisor adjudicatario del proyecto debe obtener la correspondiente licencia de construcción, dando estricto cumplimiento a las normas que regulan la materia.



En otras ocasiones, por las condiciones que se presentan en la ejecución de los proyectos, es necesario recurrir a la Declaratoria de Utilidad Pública o Interés Social (DUPIS), con el fin de agilizar los trámites para lograr adquirir los terrenos necesarios para la ejecución de los proyectos de transmisión y obtener la Primera Opción de Compra, de acuerdo con lo señalado en el Decreto 2444 del 5 de noviembre de 2013. Con relación a esta Declaratoria de Utilidad Pública o Interés Social (DUPIS) es importante resaltar que para el caso particular de los proyectos de transmisión y conforme al Decreto previamente enunciado y a su vez a lo dispuesto tanto en el artículo 56 de la Ley 142 de 1994 como en el artículo 58 de la Ley 388 de 1997, estos son considerados de utilidad pública y es por ello que dicha declaratoria debe ser solicitada por la persona jurídica encargada de ejecutar dicho proyecto ante el MME, con el fin de que los bienes afectados por la declaratoria salgan del tráfico comercial general para reservarse exclusivamente a la posibilidad de adquisición por parte de la entidad señalada como propietaria del proyecto y así minimizar los conflictos que se presentan a la hora de materializar las servidumbres respectivas en dichos predios.

Así las cosas, queda entonces evidenciado en primera instancia cual es el régimen legal en sus diferentes niveles que regula lo referente a los proyectos de transmisión y los trámites requeridos para dar vía libre a la construcción de un



proyecto. Dentro de este último punto se puntualizó sobre algunos de ellos cuyo desarrollo e impacto se desarrollarán en el capítulo 2.

### **1.1.1 El alcance del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019– 2033 en cuanto a la planeación de los Proyectos de Transmisión.**

Nuestra Constitución Política expresa en su artículo 365 que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional; así mismo, es deber del Estado mantener la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos. En este mismo sentido, el citado artículo señala que será la ley quien fije las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación. Es así como el Congreso de la República de Colombia por medio de la Ley 142 de 1994, estableció el régimen de servicios públicos domiciliarios y la Ley 143 de 1994 (Ley del Sector Eléctrico), estableció el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional y determinó el régimen de las actividades del sector eléctrico colombiano.

En su artículo 3 la Ley 143, dispone que al Estado le corresponde alcanzar



la cobertura de los servicios de energía eléctrica en el país, para garantizar la demanda y cobertura de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III.

En el anterior sentido, es clara la obligación expresa que tiene el Estado de velar por la estructuración de un Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y Regional (SIR) que mitigue la posibilidad de una falta de atención oportuna y adecuada de la demanda de energía eléctrica, que afecte la confiabilidad en el Sistema e impacte de manera negativa las necesidades básicas de los usuarios, lo cual constituye un derecho fundamental tal y como lo ha manifestado la Corte Constitucional, en sentencias como la C-450 de 1995:

El carácter esencial de un servicio público se predica cuando las actividades que lo conforman contribuyen de modo directo y concreto a la protección de bienes o a la satisfacción de intereses o a la realización de valores ligados con el respeto, vigencia, ejercicio y efectividad de los derechos y libertades fundamentales. Ello es así, debido a la preeminencia que se reconoce a los derechos fundamentales de la persona y de las garantías dispuestas para su amparo, con el fin de asegurar su respeto y efectividad” (Sentencia C 450 de 1995 – Esencialidad de un Servicio Público. Corte Constitucional de Colombia, 1995)

Y por su parte, la Sentencia C-075 de 1997 indica que;

Habiéndose dado al Estado colombiano por parte del constituyente de 1991 un carácter social, se hace indispensable que éste acometa acciones positivas en favor de la comunidad. En este contexto, la prestación de los servicios públicos para asegurar en forma igualitaria y sin interrupción el cumplimiento de actividades encaminadas a la realización de derechos fundamentales de los individuos que hacen parte de la



comunidad es una de las actuaciones positivas a las que está obligado el Estado colombiano. (...) (Corte Constitucional de Colombia, 1997)

Ambas sentencias reiteradas por la Honorable Corte Constitucional en Sentencia C-691 de 2008.

Es así que, los retos a nivel de expansión del Sistema Interconectado Nacional deben ser detectados oportunamente desde la planeación, tal y como se expresa en el Capítulo III - De la planeación de la expansión- de la Ley 143 de 1994, específicamente en los artículos 12, 13, 16, 17 y 18, en los cuales se determina en cabeza de quiénes se encuentra la definición y elaboración de los Planes de Expansión, radicando dicha responsabilidad de manera expresa en la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, entidad encargada de establecer los requerimientos energéticos del país a partir de la elaboración y actualización de los Planes de Expansión.

Ahora bien, en cuanto a la planeación de los proyectos de transmisión, la UPME anualmente revisa y actualiza el Plan de Expansión, con fundamento en los siguientes elementos: Análisis del Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR; predicción del crecimiento de la demanda; infraestructura eléctrica actual; proyectos futuros; incorporación de plantas de generación y nuevos cambios tecnológicos. Con base en el análisis de los anteriores factores se definen las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo.



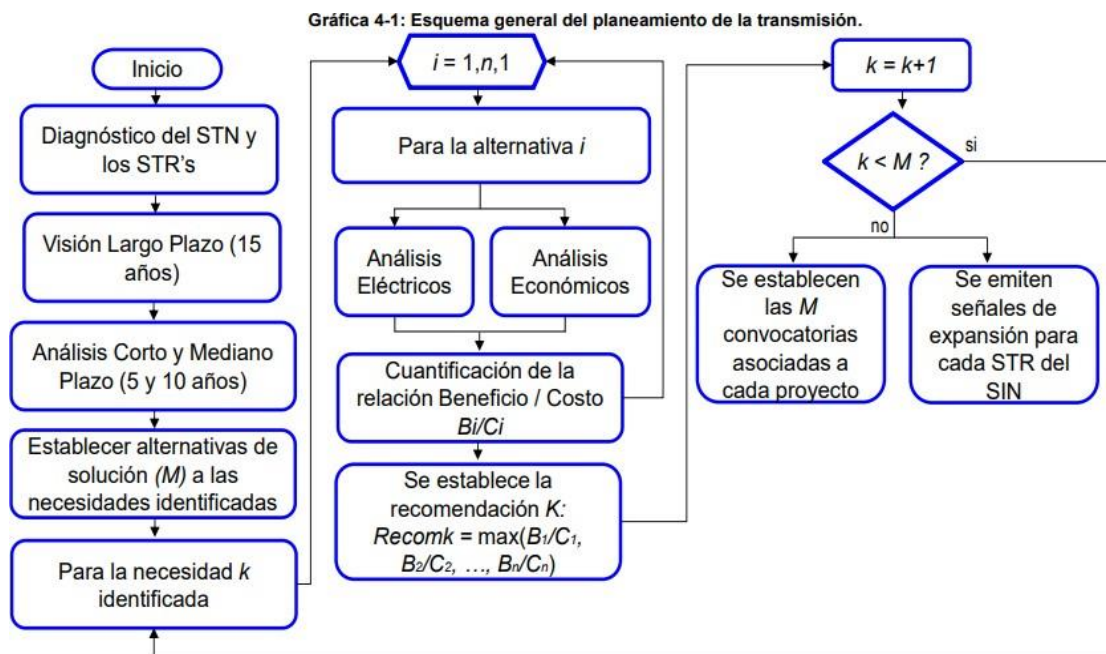
Así mismo, para la preparación de dicho Plan de Referencia, los Transmisores Nacionales, los Generadores, Transmisores Regionales, Distribuidores Locales y los Comercializadores, deben entregar a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada, así como la información correspondiente a las ampliaciones requeridas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 2001)

La metodología que implementa la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, para determinar los Proyectos de Transmisión que deben ejecutarse, es la siguiente:

- Se determina un horizonte de análisis.
- Para el horizonte de análisis, se determinan las problemáticas de la sub-área tomando como referencia una visión de largo plazo.
- Identificada la problemática se proponen diferentes alternativas de proyectos que la eliminen.
- Se verifica el desempeño en el sistema para cada una de las alternativas de proyectos.
- Si el desempeño es adecuado, el proyecto pasa a ser un proyecto viable técnicamente y, por lo tanto, elegible para la solución.
- Para el proyecto viable, se determina en función de tiempos y estándares de construcción, el posible tiempo de ejecución de este.

- Si el tiempo es adecuado, este proyecto pasaría a un estado de posible solución a implementarse; sin embargo, sería necesario determinar su viabilidad económica.
- Una vez se tengan los proyectos de posible ejecución y que mejoren las condiciones del sistema en el horizonte analizado, se procederá a realizar la respectiva evaluación económica de la solución.
- Finalmente, se recomiendan los proyectos que son técnica y económicamente viables, tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo de cada uno.

En la siguiente gráfica se resume el esquema general del Planeamiento de la Transmisión:



Fuente de gráfica: UPME



(UPME, 2017)

Con el fin de compatibilizar criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN, la UPME conforme a lo dispuesto en el artículo 3° de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado por la Resolución 085 de 2002, constituirá un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), en el cual participarán un (1) representante de las empresas de generación, un (1) representante de las empresas de distribución, tres (3) representantes de las empresas de comercialización, tres (3) representantes de las empresas de transmisión, tres (3) usuarios catalogados como grandes consumidores y el CND con voz, pero sin voto.

En este Comité las empresas integradas verticalmente, así como las empresas con vinculación económica entre las distintas actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) no podrán tener más de un (1) representante. (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 2002)

En el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033, se analizó el sistema de transmisión nacional (STN) en relación con la conexión de las plantas acreedoras del cargo por confiabilidad y los sistemas de transmisión regional (STR). Dentro de las obras allí propuestas, se incluyen aquellas relacionadas con la conexión de algunos de los proyectos de generación asignados con obligaciones de energía firme en la subasta



de cargo por confiabilidad, ubicados en Córdoba y la Guajira y atención de la demanda en Bolívar y Putumayo. (Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, 2019)

En el marco del análisis realizado, se identificaron entre otras las siguientes recomendaciones:

- Desarrollo del Proyecto que aumenta la capacidad del corredor Guajira – Santa Marta
  - Termocol (Bonda) 220 kV a por lo menos 1000 A.
- Ejecución del Proyecto Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV, con fecha de entrada noviembre de 2023.
- Ejecución del Segundo Circuito Cuestecitas – Copey 500 kV, a más tardar agosto de 2022.
- Desarrollo de la nueva subestación Sahagún 500 kV, seccionado uno de los circuitos Cerro – Chinú 500 kV, con fecha de puesta en operación agosto de 2023.
- Adelantar todas las medidas para reducir el riesgo de desatención de la demanda. Una de ellas corresponde a la posibilidad de uso de baterías, elementos analizados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029. Sin embargo, se está a la espera de la reglamentación de este elemento para su implementación.



Finalmente se realizó un ejercicio que plantea un modelo de optimización que busca definir o prever la infraestructura de transmisión en el largo plazo, teniendo en cuenta la incertidumbre en el crecimiento de la demanda, además de los temas ambientales y sociales que pudiesen impactar las diferentes obras propuestas.

En conclusión, el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019 – 2033 consideró los efectos del crecimiento de la demanda para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. (Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, 2019)

### **1.1.2 La función de la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME- en la estructuración de los Proyectos de Transmisión de Energía.**

Debido a la crisis del sector eléctrico que se presentó en 1991, ocasionada por las grandes falencias en la planeación, estructuración y coordinación de las distintas entidades que conformaban el sector, sumado a la necesidad apremiante de establecer mecanismos de control al poder y monopolio del Estado para fomentar la inversión privada, se creó un nuevo sistema institucional para el sector eléctrico, el cual fue definido a partir de las leyes 142 y 143 de 1994, lo que determinó la creación de nuevos entes y organismos estatales, particularmente de carácter técnico, con objetivos y competencias claras; así como la redefinición y el fortalecimiento de las



competencias de los existentes, y consecuentemente, el fortalecimiento de sus responsabilidades.

Es así como en el campo de la planeación del sector eléctrico, mediante Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992 (actualmente derogado), se transformó a la Comisión Nacional de Energía en la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME–. Por su parte la Ley 143 de 1994, estableció que la -UPME- se organizaría como Unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con patrimonio propio y personería jurídica y, a su vez, le otorgó la calidad de ente técnico a cargo de la elaboración de los planes de desarrollo del sector eléctrico, su seguimiento, ajustes y revisión, básicamente. (García, 2014)

Como desarrollo de lo anterior, el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, estableció, entre otras, para la UPME, la obligación de “Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.”

Posteriormente, no obstante ser el sector de la transmisión de energía eléctrica un monopolio natural, en el que, en consecuencia, se esperaba que la participación de un transmisor en el mercado relevante fuera del 100%, las autoridades del sector implementaron para la expansión de las redes de transmisión, un esquema de competencia por el mercado, buscando la concurrencia de varios



proponentes, a través de los procesos de Convocatorias Públicas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 2005)

En este orden ideas, se busca dar a conocer el desarrollo de este proceso, el cual goza de particularidades propias, que si bien han permitido la incursión de nuevos competidores en el sector de la transmisión de energía eléctrica, no han logrado la eficacia buscada, por las condiciones en la planeación del sistema, las características particulares de la idiosincrasia colombiana reflejada en los Documentos de Selección del Inversionista (DSI), la normatividad para la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Expansión, las diferentes autoridades que intervienen, con sus propias normas en el proceso de ejecución de dichos proyectos, así como la participación de las comunidades legalmente protegidas, con sus intereses particulares; todo lo cual ha ocasionado que la solicitud de modificación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los proyectos haya dejado de constituir una excepción para constituirse en una práctica más generalizada.

#### **11.21 Contenido y alcance de los Documentos de Selección del Inversionista.**

La Resolución 180924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la Convocatoria Pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión



del Sistema Interconectado Nacional, con el objeto seleccionar al agente económico que presente la mejor oferta para ejecutar un determinado proyecto definido y aprobado en dicho Plan.

En cuanto a los documentos de Selección del Inversionista, los mismos deben ser sometidos a consideración del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión de la UPME (CAPT), del Comité de Expertos de la CREG y de terceros, para recibir los conceptos de estos.

Una vez definidos los Documentos de Selección del Inversionista, la UPME abrirá anualmente los procesos de selección correspondientes y estos deberán dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 4° de la Resolución 180924. (Ministerio de Minas y Energía, 2003)

En complemento a lo anterior, la Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003 (Viceministro de Minas y Energía, 2003), delegó de manera expresa en la UPME la facultad de elaborar los Documentos de Selección del Inversionista.

La UPME en los Documentos de Selección del Inversionista, entrega a los proponentes la siguiente información:

Objeto y fecha de puesta en operación del Proyecto

Fundamento de la Convocatoria Pública.



No configuración de Vínculo Contractual

Solicitud de Aclaraciones

Plazo para presentar consultas.

Notificaciones a la UPME.

Aclaraciones sobre los Documentos de Selección del Inversionista por parte de la

UPME

Adendas

Comunicaciones al Proponente o Interesado

Personas que pueden presentar Propuesta. (Proponentes)

Identificación y Facultades del Representante Legal del Proponente

Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica.

Experiencia Técnica del Proponente.

Contenido del Sobre No. 2 – Propuesta Económica

Garantía de Seriedad

Forma de entrega de la Propuesta.

Documentos originales y copias.

En este sentido, los inversionistas deben presentar la información conforme a los parámetros establecidos en los DSI, asumiendo las obligaciones expresas que allí se consagran con la presentación de las ofertas, conforme lo señalado en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, el cual establece:

Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión



y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.

Sin embargo, con relación a estos DSI, es preciso hacer varias anotaciones:

1. **“No configuración del Vínculo Contractual”**. Los DSI expresamente señalan que “Quien resulte Adjudicatario para desarrollar y ejecutar el Proyecto, como consecuencia de la presente Convocatoria Pública, deberá hacerlo por su cuenta y riesgo, y no actuará en nombre del Estado, ni tendrá con la UPME, el MME, o cualquier otra agencia estatal, vínculo contractual alguno.

En ese sentido, a esta Convocatoria Pública no le aplica el artículo 10 de la Ley 143 de 1994, y se adelantará únicamente con fundamento en lo establecido en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

Se considera, que todo Interesado, Proponente o, en general toda Persona que, de manera directa o indirecta participe en la Convocatoria Pública, conoce el fundamento legal de que trata el presente Numeral y en general la Normatividad Aplicable.

La sola presentación de Propuesta por un Proponente implica su aceptación, sin limitación o restricción alguna, de lo dispuesto en estos Documentos de Selección del Inversionista.” (Ministerio de Minas y Energía, 2014)

No obstante lo anterior, podemos cuestionar lo siguiente:

¿Si no existe vínculo contractual entre el Ministerio o la UPME con los Transmisores en su condición de adjudicatarios ¿Cuál es entonces la fuente de las



obligaciones emanadas de una Convocatoria Pública?

Para responder dicho cuestionamiento, debemos partir de la afirmación que las obligaciones surgidas de la Convocatoria Pública se rigen por el derecho privado.

El artículo 1494 del Código Civil establece claramente las fuentes de las obligaciones, y al respecto expresa:

“ARTICULO 1494. <FUENTE DE LAS OBLIGACIONES>. Las obligaciones nacen, ya del concurso real de las voluntades de dos o más personas, como en los contratos o convenciones; ya de un hecho voluntario de la persona que se obliga, como en la aceptación de una herencia o legado y en todos los cuasicontratos; ya a consecuencia de un hecho que ha inferido injuria o daño a otra persona, como en los delitos; ya por disposición de la ley, como entre los padres y los hijos de familia.”

En consecuencia, generándose obligaciones a cargo de los Transmisores como adjudicatarios de las Convocatorias Públicas, es necesario establecer de qué tipo son esas obligaciones, pues es evidente que no se trata de obligaciones nacidas en el campo de la responsabilidad extracontractual, ni tampoco que las mismas nacen por disposición de la ley y mucho menos se tratan de actos unilaterales de voluntad de carácter gratuito, en tanto que la Convocatoria



establece la remuneración del ingreso esperado. Lo anterior permite concluir que las obligaciones a cargo de los Transmisores nacen del acuerdo real de las voluntades de dos o más personas, tal y como es el caso de los contratos o convenciones.

Las voluntades que confluyen en la celebración del contrato, son las del proponente que resulta adjudicatario y de la entidad que ha presentado la oferta pública de negocios. Conforme a la Convocatoria, se excluye la aplicación del artículo 10 de la Ley 143 de 1994, el cual dispone:

“ARTÍCULO 10. Cuando el Estado decida convocar a los diferentes agentes económicos para que en su nombre desarrollen cualquiera de las actividades del sector reguladas por esta ley, éstos deberán demostrar experiencia en la realización de las mismas y tener capacidad técnica, operativa y financiera suficiente para suscribir los contratos necesarios para ello, los cuales se regularán de acuerdo con lo previsto en esta Ley, en el derecho privado o en disposiciones especiales según la naturaleza jurídica de los mismos.”

En virtud de la norma anterior, es evidente que las actividades de construcción de un proyecto de transmisión, el servicio al Sistema Integrado y la remuneración por parte del LAC conforme al reconocimiento de la base de activos efectuado por la CREG, son todas actividades que tienen que ver con la prestación del servicio público de energía a que se refiere la Ley 143 de 1994.



Para desconocer la condición contractual de las actividades que se realizan como efecto de una convocatoria pública, una oferta aceptada, un sistema de garantías y una incorporación de la Subestación al Sistema Integrado, la convocatoria alude al artículo 85 de la Ley 143 de 1994, que dispone:

“ARTÍCULO 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.”

En el anterior sentido es evidente que el artículo 85 se refiere a las decisiones de inversión no determinadas en el ámbito de la oferta, y que no se extienden a actividades de diseño, construcción y operación; las convocatorias, sin embargo para evadir el artículo 10 de la Ley 143, expresan buscar un inversionista, pero el objeto, las obligaciones, el anexo técnico, no son propiamente de un inversionista, sino del diseñador y ejecutor de una obra que luego opera, obteniendo a cambio la remuneración del ingreso esperado;

Si se tratara simplemente de conseguir a un inversionista, el contrato sería de empréstito o la convocatoria solamente habría hablado de un flujo de inversión,



sin entrar a determinar condiciones de ejecución de obra pública. Si se tratara solamente de inversión no habría necesidad de licencias ambientales o de permisos urbanísticos, que son completamente extraños al tema de un flujo de recursos.

Disimular la naturaleza real del contrato utilizando el expediente de la inversión y usando como soporte el artículo 85 de la Ley 143, es un actuar que no responde al principio de buena fe consagrado en el artículo 83 de la Constitución Política, pues de lo que se trata, en últimas, es de desconocer la condición de colaboradores que une a las partes dentro de un contrato.

Las inversiones como aporte, constituyen un capital de riesgo que explica la condición legal contenida en el artículo 85 de la Ley 143, que dispone que quien la realiza asume “los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”; sin embargo, el diseño, la ejecución, la operación y la administración de la infraestructura que define el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional y convoca públicamente a la ejecución de las obras en condiciones determinadas, no se trata de un proyecto de simple inversión, es la ejecución de una obra que requiere una inversión, en condiciones de remuneración cierta; no es entonces un capital a riesgo, sino un capital que genera un retorno



que configura el ingreso anual esperado. En ese orden de ideas, la ejecución y la explotación, aseguran una remuneración que genera una relación entre la prestación del oferente y la contraprestación recibida.

Así las cosas, desde la perspectiva de las normas a las que se somete la convocatoria, debemos analizar la naturaleza y efectos de la oferta mercantil, a fin de determinar qué tipo de obligaciones surgen entre el convocante y el adjudicatario.

La oferta es definida por la doctrina en los siguientes términos:

“La oferta contractual es la declaración de voluntad que una de las partes dirige a otra con el propósito serio e inequívoco de quedar obligado por la simple aceptación de ésta. Puede derivar de unos tratos preliminares previos o, lo más normal en el ámbito del comercio minorista entre particulares, resultar de la iniciativa unilateral del proponente, tal y como sucede en los contratos de adhesión.

La oferta, por sí sola, no obliga al oferente a cumplir con el contrato propuesto. Es la aceptación conforme con aquella la que origina la obligación contractual. La realización de la oferta podrá, todo lo más, obligar al oferente a mantenerla durante un tiempo, si se ha configurado como irrevocable. Sólo en este sentido puede hablarse de oferta vinculante, para hacer referencia a esta oferta firme, de la que el proponente no puede retractarse temporalmente.”<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> González Gozalo, Alfonso. La Formación del Contrato. En Tratado de los Contratos Tomo I. Dirigido por Rodrigo Bercovitz Rodríguez-Cano. Editorial Tirant lo Blanch. Valencia (España). 2009. Pág. 677



El concepto de oferta viene acompañado del de aceptación de la oferta, que se define en los siguientes términos:

“La aceptación es la declaración de voluntad emitida por el destinatario de la oferta y dirigida al oferente por la que le comunica su intención de concluir el contrato en los términos dispuestos por éste. Si recae encontrándose vigente la oferta, perfecciona el contrato.”<sup>3</sup>

El Código de Comercio colombiano (Decreto 410 de marzo 27 de 1971) dedica el Capítulo III del Título I del Libro IV a la oferta mercantil y en los artículos 845 y 860 determina cuáles son los elementos esenciales de una oferta y cuáles son las características de un pliego de cargos.

Así las cosas, las Convocatorias Públicas, observadas bajo la luz del derecho privado, constituye una oferta de negocio jurídico, que implica su celebración cuando se realiza la adjudicación al mejor postor y es por ello que, una vez adjudicado un proyecto de transmisión, y en razón a esta delegación que hace el Estado, la relación que se establece entre el Transmisor y el último al aceptar la

---

<sup>3</sup> Ibidem Pág. 694



oferta presentada por éste último, debería formalizarse, tal y como lo determina la ley, a través de un contrato que contenga las condiciones de esa delegación, incluyendo todo lo referente a la identificación y asignación de riesgos previsibles.

#### **1.1.2.2 Elementos para determinar la Fecha Oficial de puesta en Operación de los Proyectos de Transmisión.**

Tal y como se expresó anteriormente, la UPME, de acuerdo con el análisis del Sistema de Transmisión Nacional – STN, los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, y de la predicción del crecimiento de la demanda, determina en el Plan de Expansión de Transmisión las fechas en que deben entrar a operar los proyectos requeridos, con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, con un horizonte de largo plazo, considerando, entre otros, la infraestructura eléctrica actual y las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

La definición de la Fecha de Puesta en Servicio de los proyectos del Plan de Expansión está ligada a la demanda energética del país, y el incremento de la capacidad energética instalada, así como al impacto que tenga en el sistema la conexión de grandes usuarios, para lo cual se analiza la necesidad de reforzar la confiabilidad de la red, así como las restricciones del sistema, y en general, el aseguramiento del



correcto abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de planeamiento. (Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, 2017)

El Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 1995), especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME, en la elaboración del Plan de Expansión, la cual debe ser entregada por los Transmisores, para la ejecución del planeamiento en detalle y el desarrollo del STN, información que debe ser considerada por los usuarios del Sistema.

Este Código impone la obligación de entregar información de mediano (5 años) y largo plazo (mayor a 10 años), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinan las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el citado Código de Planeamiento.

Para la preparación del Plan de Expansión, los Transmisores y los Usuarios del STN deben entregar a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada, según lo previsto en el Código de Planeamiento (Apéndices I y II). Esta información se deberá entregar a más tardar en

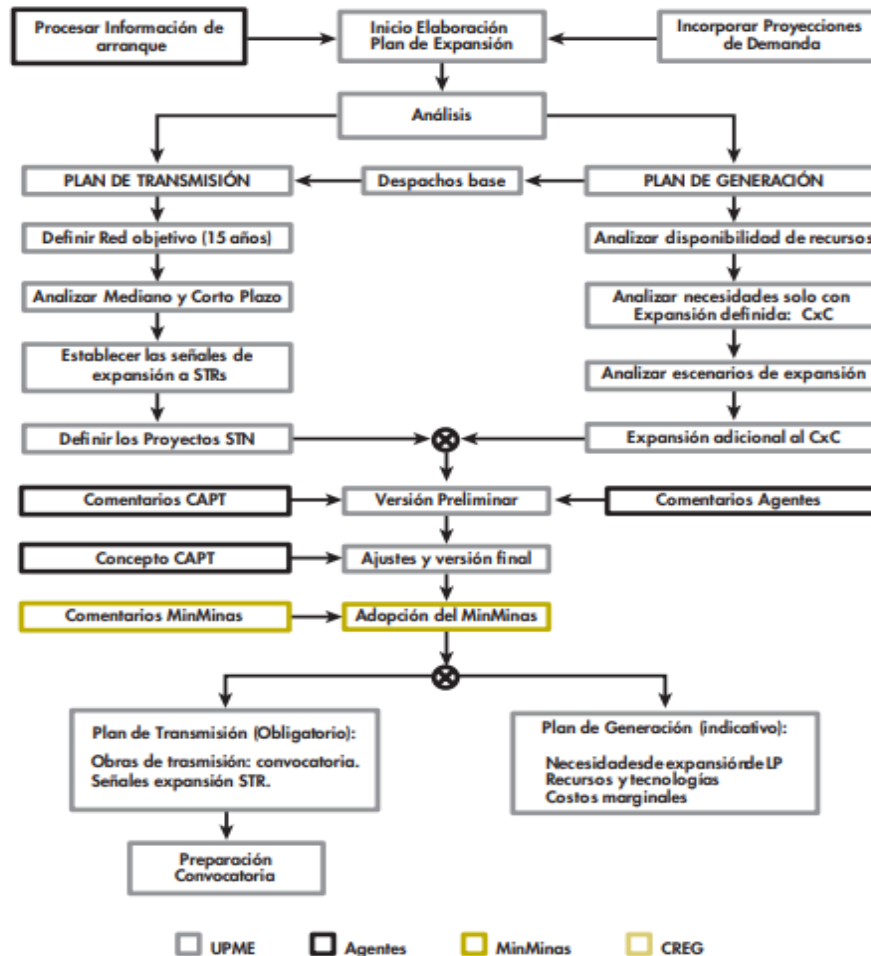


el mes de marzo de cada año y deberá cubrir un horizonte de por lo menos diez (10) años.

Adicionalmente, cada Transmisor debe preparar anualmente un plan detallado para cinco (5) años donde se indiquen las oportunidades disponibles para conectarse y usar el sistema, señalando aquellas partes de dicho sistema con mayor factibilidad técnica para nuevas conexiones y transporte de cantidades adicionales de potencia y energía. Este plan se deberá entregar a más tardar en el mes de marzo de cada año.

De hecho, la Fase 1 dentro del esquema de expansión de la transmisión, es la Fase de Planeamiento, (Ministerio de Minas y Energía, 2013) la cual comprende el procesamiento de información necesaria para el planeamiento y los análisis detallados, técnicos y económicos, que permiten elaborar el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión, en el cual se establecen los proyectos de transmisión a ser ejecutados, vía ampliación o vía convocatorias públicas.

Figura 4. Fase 1: Planeamiento, elaboración del Plan de Expansión



Fuente: Ministerio de Minas y Energía - UPME.

(Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Por su parte la Resolución CREG 024 de 2013, en cuanto a la fecha de entrada en operación de los Proyectos, determinó en su artículo 6 lo siguiente:

**Artículo 6. Publicación de proyectos.** En la información que se publique sobre los proyectos de expansión del STR, contenidos en el Plan de Expansión del



SIN, se incluirá la relacionada con el nombre del proyecto, el responsable de su ejecución cuando ya esté identificado, la fecha prevista de puesta en operación comercial y la firma interventora asignada al proyecto; identificando los proyectos que serán ejecutados por los OR y los proyectos que se deben ejecutar mediante Procesos de Selección. (Subrayas fuera de texto) (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Así las cosas, como se señaló anteriormente, la fecha de entrada en operación de los proyectos viene determinada por el Plan de Expansión, en razón de los análisis de las diferentes variables realizados por la UPME y a su vez se encuentra definida de manera particular para cada proyecto, en los Documentos de Selección del Inversionista, la cual podrá ser modificada durante el periodo que transcurre desde el momento en que se oficializan los Ingresos Anuales Esperados del Proponente seleccionado y la fecha oficial establecida en los DSI, cuando ocurran atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público o por demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del Proponente Seleccionado y de su debida diligencia, los cuales deben ser sustentados y comprobados debidamente (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 2001).



### **1.1.3 Oportunidad y causales para la solicitud de ampliación de la fecha oficial de puesta en operación de los Proyectos de Transmisión por parte del MME.**

A continuación se describirán cuáles son los tiempos y causas aplicables, para solicitar al MME una ampliación de plazo de un proyecto de transmisión cuando se presentan retrasos en su ejecución.

#### **1.1.3.1. Oportunidad para solicitar la modificación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación un Proyecto (FOPOP) al MME.**

Como ya se evidenció en los párrafos anteriores, la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los Proyectos de Trasmisión (FOPOP), se determina por la UPME y por el MME, con el fin principal de atender la demanda de energía en condiciones de eficiencia y oportunidad.

En razón a lo anterior, para efectos de ampliar la fecha de puesta en servicio de un Proyecto de Transmisión, la Resolución MME 18 0924 de agosto de 2003 determinó en su artículo 16, que la fecha de puesta en operación del Proyecto será la prevista en los documentos de selección y podrá ser modificada, mediante autorización del Ministerio de Minas y Energía, **durante el periodo que transcurra desde que se oficializan los Ingresos Esperados del Inversionista seleccionado**



**por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, hasta la fecha oficial establecida en los Documentos de Selección**, siempre y cuando ocurran atrasos por fuerza mayor acreditada con pruebas de la autoridad nacional competente, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental originados por hechos fuera del control del inversionista seleccionado y de su debida diligencia, los cuales deben ser sustentados y comprobados debidamente.

No obstante lo anterior, el MME emitió la Circular No. 9037 del 15 de octubre de 2014, dirigida a la UPME , a los inversionistas de los proyectos de convocatorias UPME e Interventorías a los mismos, cuyo asunto es: *“Términos Presentación Documentación y Concepto Técnico para Modificación Fecha de Puesta en Operación – FPO de Proyectos asignados por Convocatorias UPME”* , señalando que con el fin de contar con la suficiente antelación y debida oportunidad, con la documentación soporte que permita adoptar la decisión de fondo que corresponda, frente a las solicitudes instauradas por los inversionistas ante el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de modificar las Fechas Oficiales de Puesta en Operación de Proyectos – FOPOP de transmisión eléctrica, asignados como resultado del proceso de Convocatorias adelantadas por la UPME, se debe dar cumplimiento a lo siguiente:

1. El inversionista responsable del proyecto presentará ante el



Ministerio de Minas y Energía la solicitud de aplazamiento de la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – FOPOP, **con un mínimo de dos (2) meses de anticipación a la fecha oficial de entrada en operación el proyecto**, adjuntando constancia de haber entregado copia de dicha solicitud al Interventor y a la UPME.” (negrillas fuera de texto) (Ministerio de Minas y Energía, 2014)

En virtud de lo expresado en el párrafo anterior y a la magnitud de la información que el Transmisor debe aportar al MME para probar los hechos que constituyen fuerza mayor, alteración del orden público o demoras en el proceso de licenciamiento ambiental imputables a las autoridades y fuera de la debida diligencia de la empresa, se podría pensar que lo dispuesto en la Circular No. 9037 extralimita lo dispuesto en las resoluciones que regulan lo referente a la modificación de FOPOP de los proyectos, puesto que en ningún momento en ellas se establece que el MME puede reglamentar mediante circular el plazo establecido en las Resoluciones citadas para efectos de presentar la solicitud de ampliación de plazo.

Con respecto a este punto es importante considerar que de acuerdo con lo expresado en la Sentencia C-1005 de 2008, la potestad reglamentaria del Ministerio de Minas está restringida a lo siguiente:

La tarea de los Ministerios consiste en desarrollar funciones previamente determinadas en la Legislación y en el Reglamento por lo que en



relación con la posibilidad de regulación que les asiste, su competencia es de orden residual y sus atribuciones de regulación ostentan un carácter subordinado a la potestad reglamentaria del presidente de la República, así como atañen únicamente al ámbito de su respectiva especialidad. A la luz de la jurisprudencia constitucional no resulta inconstitucional que una ley le confiera de manera directa a los/las ministros (as) del despacho atribuciones para expedir regulaciones de carácter general sobre las materias contenidas en la legislación, cuando estas tengan un carácter técnico u operativo, dentro de la órbita competencial del respectivo Ministerio, por cuanto, en ese caso, la facultad de regulación tiene el carácter de residual y subordinada respecto de aquella que le corresponde al Presidente de la República en ejercicio de la potestad reglamentaria. (Corte Constitucional de Colombia, 2008)

En consideración a lo expresado previamente, parece evidente que la facultad que se atribuye el MME a la hora de restringir en una circular el término para presentar las solicitudes de ampliación de plazo de los proyectos de transmisión, sumado al hecho de su facultad de rechazar las solicitudes de ampliación si las mismas se presentan con anterioridad a este plazo previsto de dos (2) meses, argumentando que la devolución se relaciona con el hecho no incurrir en incumplimientos de los términos en cada uno de los trámites allí señalados y solicitar al transmisor presentarlas dentro del término previsto con dos (2) meses de antelación al vencimiento de la fecha de puesta en operación del proyecto, no se ajusta de ninguna manera al objetivo definido para soportar su potestad reglamentaria: “contar con la suficiente antelación y debida



oportunidad, con la documentación soporte que permita adoptar la decisión de fondo que corresponda” (Ministerio de Minas y Energía, 2014).

Lo anterior se fundamenta en el hecho de que no se cuenta con una facultad o delegación expresa para que el MME determine el tiempo en el cual las empresas de transmisión pueden presentar las solicitudes de ampliación de plazo y su vez en consideración a que en varias oportunidades dichas solicitudes no se resuelven en dicho término, lo cual tiene importantes consecuencias para los transmisores, ya que deben pagar compensaciones por el hecho de no dar inicio a la operación de los proyectos en la fecha prevista en los DSI.

En complemento a lo descrito previamente, la Corte también en la Sentencia C-1005 de 2008, resalta lo siguiente:

El Ministerio puede asumir en virtud de lo establecido por la Ley, lo que se denomina una regulación secundaria, esto es, puede desarrollar el decreto con un contenido más específico y más acentuadamente técnico dentro del ámbito de sus competencias.

(...)

(iii) Requisito para que los Ministerios puedan ejercer competencias de regulación es la existencia previa de un contenido o materia legal que pueda



ser regulado. Esta materia traza las fronteras dentro de las cuales debe desplegarse la facultad de regulación de los Ministerios que ha de observar también lo establecido en la Legislación y en la Constitución. (Corte Constitucional de Colombia, 2008)

Sobre este punto, es necesario resaltar que la Circular 9037 del 15 de octubre de 2014, tal como se citó anteriormente, estableció un plazo mínimo para presentar la solicitud de ampliación ante el MME por parte del Transmisor, pero en ningún momento estableció un máximo. Sin embargo, el MME, se ha tomado la atribución de devolver solicitudes de ampliación de algunos proyectos, convirtiendo, sin ningún soporte legal, la fecha de los “**dos (2) meses de anticipación a la fecha oficial de entrada en operación el proyecto**” (negrita fuera del original), no solo en un mínimo, sino también en un máximo, para poder presentar dicha solicitud.

En conclusión, actualmente el Transmisor, independientemente de la magnitud y complejidad del proyecto, de si tiene la información lista o no, solo puede presentar la solicitud de modificación de la FOPOP dos (2) meses antes de la entrada en operación del correspondiente proyecto, lo cual en algunas ocasiones genera inconvenientes relacionados con la consolidación de la información y la



incertidumbre de una respuesta afirmativa frente a este tipo de solicitudes dentro del plazo requerido para que el transmisor tenga certeza a tiempo de cómo proceder de acuerdo a la FOPOP.

### **1.1.3.2. Causales para solicitar la ampliación de la Fecha Oficial de puesta en Operación (FOPOP).**

La Resolución CREG 022 de 2001 en su artículo 4 literal b, ordinal II expresa, que la fecha de puesta en operación del proyecto es la establecida por la UPME en los Documentos de Selección y que puede ser modificada durante el periodo que transcurre desde el momento en que se oficializan los Ingresos Anuales Esperados del Proponente seleccionado y la fecha oficial establecida en los Documentos de Selección, mediante una Resolución de la CREG, siempre y cuando los atrasos del proyectos están determinados por las siguientes causales:

*Fuerza mayor o actos mal intencionados de terceros.*

*Alteración del orden público, acreditado con pruebas aportadas provenientes de la autoridad nacional competente*

*Demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del Proponente Seleccionado y de su debida diligencia. (Ministerio de Minas y Energía, 2001)*

De acogerse la solicitud de ampliación de plazo, el MME fijará mediante resolución la nueva Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto. Dentro de los



diez (10) días siguientes a la expedición de la Resolución por parte del MME, el Transmisor entregará a la UPME y al Interventor las actualizaciones correspondientes al cronograma detallado, la ruta crítica y la curva de ejecución del Proyecto y a su vez entregará la Póliza de Cumplimiento o Garantía de Cumplimiento actualizada que cubra hasta la nueva Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto y tres (3) meses más. Adicionalmente, la CREG decidirá mediante Resolución sobre la modificación de esta fecha para efectos de lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2007.

En este punto debe considerarse que la modificación de la FOPOP conforme a las causales previamente enunciadas debe acogerse, a su vez, a lo dispuesto en la Circular 9037 del 15 de octubre de 2014 en cuanto al término para su presentación, en la cual se determina que la solicitud de ampliación debe ser radicada mínimo (2) dos meses antes de la fecha prevista para la entrada en operación de los proyectos. (Subrayas fuera de texto)

Cabe precisar que, en la dinámica de los Proyectos de Transmisión, el objetivo de imponer este término o límite por parte del MME no resulta explicable por varias razones: la primera es que se fija un plazo “mínimo” para radicar la solicitud de ampliación, pero en ninguna parte de la Circular se expresa un término máximo para que Transmisor pueda presentar dicha solicitud, lo cual hace presumir que podría



presentarse previo al límite mínimo el cualquier momento. Sin embargo, en la práctica, el MME ha rechazado la presentación de solicitudes de ampliación de plazo que se han radicado de manera previa a los dos meses “mínimos” previstos, porque según su concepto no se presentó dentro del término establecido para ello, lo cual no tiene ningún sustento conforme lo expresado previamente. La segunda es que el MME casi nunca resuelve las solicitudes de ampliación de plazo dentro de los dos meses transcurridos entre la radicación de la solicitud y la fecha oficial de puesta en operación prevista para el Proyecto, lo cual permite cuestionar lo siguiente: ¿Dada la gran operatividad que tiene el MME en cuanto a diversos asuntos, entre ellos las solicitudes de plazo y a la magnitud y casuística que estas tienen, para qué fija un término de dos meses previos a la FOPOP de los proyectos, si no resuelve dentro de este término dichas solicitudes? ¿Es consciente el MME de las consecuencias que puede tener para los transmisores la incertidumbre en cuanto a la respuesta sobre la ampliación de la FOPOP?

Los anteriores interrogantes nos llevan a indagar si esta atribución del MME mencionada previamente, no configura un posible abuso del derecho en contra de los Transmisores, pues es claro que en un estado social los límites de la relación con los particulares no solo los fijan las disposiciones constitucionales, sino también los principios generales del derecho que aplican a las transacciones privadas. En el



anterior sentido, la Corte Constitucional se ha pronunciado en varias oportunidades con relación al abuso del derecho y es pertinente traer a discusión lo previsto en la Sentencia SU 631 de 2017 cuyo texto expresa:

El abuso del derecho, según lo ha destacado esta Corporación, supone que su titular haga de una facultad o garantía subjetiva un uso contrapuesto a sus fines, a su alcance y a la extensión característica que le permite el sistema. Se presenta cuando en el ejercicio de un derecho subjetivo se desbordan los límites que el ordenamiento le impone a este, con independencia de que con ello ocurra un daño a terceros. Es la conducta de la extralimitación la que define al abuso del derecho, mientras el daño le es meramente accidental.

El abuso del derecho se configura cuando se fractura la relación finalística que hay entre (i) la dimensión particular del derecho subjetivo y (ii) la proyección social con la que aquel se ha previsto. Se trata por lo general de situaciones en las que, en aplicación de una disposición normativa que desarrolla un derecho subjetivo, éste se desvía y logra un alcance más allá de sí mismo. Usualmente se advierte en escenarios judiciales cuando genera una lesión a un interés ajeno, no contemplada por el ordenamiento y, en esa medida, ilegítima.

En esa medida y retomando los argumentos previamente enunciados y a su vez los planteamientos de la Corte, hay elementos de juicio que permiten concluir que la



facultad que se atribuye el MME a la hora de restringir en una circular el término para presentar las solicitudes de ampliación de plazo de los proyectos de transmisión no solo extralimita su potestad reglamentaria, sino que además está lejos de dar cumplimiento al fundamento del término establecido, bajo el entendido que el mismo busca “contar con la suficiente antelación y debida oportunidad, con la documentación soporte que permita adoptar la decisión de fondo que corresponda” (Ministerio de Minas y Energía, 2014), pues con evidencias claras se puede constatar que casi nunca las solicitudes se resuelven en este término.

Así las cosas, la problemática de una solicitud de ampliación de plazo no se enmarca solo en el tema de las causales y los tiempos, sino en la falta de unidad de criterio y muchas veces de argumentos encontrados que no permiten un mayor grado de certeza para las partes involucradas en cuanto las probabilidades de éxito de las mismas y la disminución de las afectaciones que se derivan de que no prosperen en los tiempos requeridos.

#### **1.1.4 Definición de Riesgo en los Proyectos de Transmisión y su respectiva asignación.**

Los proyectos de transmisión de energía de acuerdo con el marco regulatorio actual y a la responsabilidad que se radica en cabeza de sus ejecutores, implica hacer referencia a un término que tiene una connotación y alcance muy relevantes:



“Riesgo”.

El término riesgo se puede definir en los siguientes términos:

“El riesgo es la exposición a una situación donde hay una posibilidad de sufrir un daño o de estar en peligro. Es la vulnerabilidad o amenaza a que ocurra un evento y sus efectos sean negativos y que alguien o algo puedan verse afectados por él. Cuando se dice que un sujeto está en riesgo, es porque se considera se encuentra en desventaja frente a algo más, bien sea por su ubicación o posición; además de ser susceptible a recibir una amenaza sin importar cuál sea su índole.” (Martínez, 2021)

Ahora, hablando en sentido estricto del término “riesgo” este puede tener diversas connotaciones dependiendo del entorno o escenario que estemos analizando o evaluando. En materia de proyectos de transmisión de energía puede afirmarse que la palabra riesgo se refiere a todos aquellos eventos o situaciones, ya sean previsibles o imprevisibles, que en caso de materializarse podrían tener un impacto comúnmente negativo en la ejecución y puesta en operación a tiempo de dichos proyectos, con las implicaciones que esto conlleva tanto para el inversionista como para el sistema de transmisión nacional o regional. Así las cosas, es claro que la identificación y cuantificación de los riesgos de los proyectos, le permitirían al ejecutor presentar una oferta ajustada a la realidad y a su vez prever la forma de mitigar o minimizar el impacto que esos riesgos van a tener en el Proyecto en caso de materializarse.



Ahora, con relación a la estimación de riesgos, es claro que la entidad a cargo de adelantar las Convocatorias Públicas para los proyectos de transmisión debe tipificar, estimar y asignar todos los riesgos inherentes al proyecto que se pretende adjudicar, pues no resulta razonable que el Estado traslade los riesgos de manera infinita al ejecutor y mucho menos que este deba asumir riesgos que son absolutamente imprevisibles al momento de adjudicar el proyecto.

El Consejo de Estado con relación a la forma en la cual debe entenderse la imprevisibilidad, expresa lo siguiente:

“Imprevisible es aquello que, pese a que pueda haber sido imaginado con anticipación, resulta súbito o repentino o aquello que, no obstante, la diligencia y cuidado que se tuvo para evitarlo, de todas maneras, acaeció, con independencia de que hubiese sido mentalmente figurado, o no, previamente a su ocurrencia (...) la

irresistibilidad, como elemento de la causa extraña, consiste en la imposibilidad del obligado a determinado comportamiento o actividad para desplegarlo o para llevarla a cabo” (Consejo de Estado, Sección tercera, 2008).

Ahora bien, tanto la doctrina, como la jurisprudencia, ha entendido que el requisito de imprevisibilidad se configura cuando se produce un evento súbito o, cuando pese a que pudo haberse previsto, el agente empleó toda la diligencia y cuidado, pero no pudo evitar que acaeciera el hecho. En estos casos, se ha entendido



que la imprevisibilidad se subsume en la irresistibleidad. En otras palabras, cuando un evento es irresistible también debe entenderse como imprevisible.

Ciertamente, el profesor Javier Tamayo Jaramillo, en su Tratado de responsabilidad Civil, explica:

(...) Hecho el análisis de la imprevisibilidad y en la ausencia de culpa como elementos de la causa extraña se advierte que, en el fondo, ambas se refunden en el concepto de irresistibleidad. En efecto, el hecho casi siempre es resistible porque pese a haber sido imaginado previamente por el deudor, este no tomó las medidas para evitarlo. En otras oportunidades, el hecho se torna irresistible bien porque el deudor no pudo imaginar anticipadamente su ocurrencia, o bien porque, pese a haberlo imaginado anticipadamente y haber tomado las medidas necesarias para resistirlo, no pudo lograrlo. Es decir, si el hecho era previsible o se hubiera evitado con adecuadas medidas de diligencia y cuidado, entonces tal hecho era resistible. Si en algunos casos la jurisprudencia admite que el hecho imaginado con anticipación es fuerza mayor, pues, pese a haberse tomado las medidas para evitarlo, de todas maneras, se produjo, es porque la imprevisibilidad como lo imaginable previamente no es elemento de la causa extraña. En consecuencia, sólo quedarían la diligencia y cuidado y la irresistibleidad como elementos de la causa extraña. Si se admite que el deudor no está obligado a esfuerzos sobrehumanos para resistir el hecho, sino a aquellos esfuerzos diligentes y prudentes que hubiere hecho un hombre prudente y normal



colocado en las mismas condiciones, entonces es forzoso concluir que, si el juez acepta que el hecho era irresistible, es porque no hubo culpa del demandado. Es decir, es lógicamente imposible que el hecho sea irresistible y culposo. De donde se concluye que cuando el hecho es irresistible es porque el deudor tomó todas las previsiones y tuvo toda la diligencia esperable para evitarlo y, aun así, no lo logró.” (Jaramillo, 2007)

Para el caso particular de INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. y en virtud a lo dispuesto en la Resolución CREG 022 de 2001, esta entidad debe presentarse a todas las convocatorias públicas de transmisión independientemente que las mismas sean favorables o no a sus intereses, asumiendo en la totalidad todos los riesgos inherentes a los proyectos y sin tener la posibilidad de elaborar una gestión de riesgos eficiente que le permita planear y asumir de manera estructurada el impacto de dichos riesgos y cumplir con la FOPOP. (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, 2001).

Sobre este punto, la CGR, hizo un pronunciamiento acerca de la política pública en la expansión de la Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia, señalando en el numeral (ii) que: “Las Convocatorias para la expansión del sistema eléctrico requieren la tipificación, estimación y asignación de riesgos previsibles por parte del convocante. Teoría del Riesgo”, basándose en el artículo 4° de la Ley 1150 de 2007,



el cual que establece que “los pliegos de condiciones o sus equivalentes deberán incluir la estimación, tipificación y asignación de los riesgos previsibles involucrados en la contratación”. (Congreso de la República de Colombia, 2007)

Manifiesta la Contraloría General de la República, 2018 que:

Independientemente de la figura jurídica que rija las relaciones entre la Nación y los inversionistas, **es obligación de la entidad estatal** que abra la convocatoria **tipificar, estimar y asignar todos los riesgos inherentes a los proyectos de Transmisión de energía eléctrica**. Y por **inherentes debe entenderse aquellos riesgos que son previsibles para la Nación y para los proponentes**. (negrita fuera del texto original)

Expresa además que siendo la prestación de servicios públicos uno de los fines del Estado, este no puede trasladar ese fin a un particular como si fuera propio, estos deben tener claras todas las condiciones bajo las cuales prestarán el servicio. En dicho documento a su vez manifiesta la Contraloría General de la República, 2018 que:

Considerando que las Convocatorias para la expansión del sistema eléctrico nacional se rigen por el derecho público, como expresamente se establece en los DSI, la Nación debe realizar un adecuado ejercicio de estimación, tipificación y asignación de riesgos con los inversionistas, pues el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, en el cual se establece que “Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos **inherentes** a la ejecución y explotación de los proyectos, **no implica que al inversionista se le pueda**



**hacer un traslado infinito de riesgos, ni que vaya a responder por riesgos que son imprevisibles desde antes de la adjudicación del proyecto.** (Negrillas fuera de texto)

Es entonces fundamental que, para la realización de convocatorias para la expansión del STN, se realice una adecuada planeación que incluya la realización de estudios previos y análisis sobre las condiciones bajo las cuales un particular va a ejecutar un proyecto que requiere una inversión y por el cual va a recibir una remuneración.

No es posible, en ningún caso, trasladarle a un particular, colaborador del Estado, riesgos que por su naturaleza son imprevisibles; es decir, que ni siquiera en el más juicioso análisis de las condiciones particulares del proyecto objeto de convocatoria hubieran podido identificarse. Es claro que cuando la Ley 142 de 1994 habla de riesgos inherentes, se refiere en todo caso a riesgos propios o previsibles.

De igual forma, la entidad del Estado encargada de la expansión del sistema debe darle aplicación al Documento CONPES 3714 que establece que “El traslado del riesgo no tiene connotaciones infinitas, por lo que se recomienda no incluir en los pliegos de condiciones y en las matrices de riesgos traslados de riesgo o de responsabilidad en abstracto sin tipificación, estimación o cuantificación” (CONPES, 2011, pág. 29), pues esta práctica puede afectar la viabilidad técnica, ambiental y económica de los proyectos de expansión del sistema eléctrico, pues con la



interpretación actual se entiende que el inversionista tiene que asumir riesgos imprevisibles.

La materialización de estos riesgos lleva a dos situaciones: retraso en la ejecución de los proyectos y sobrecostos en su ejecución, debiéndose definir desde la estructuración de la oferta quién asumiría los sobrecostos en caso de que se consolide cada riesgo identificado.

En conclusión, como lo señala la Contraloría General de la República, riesgos inherentes a la ejecución de los proyectos, no puede ser todo lo que no puede controlar el Estado a través de sus entidades, buscando eximirse de cualquier responsabilidad, eludiendo las obligaciones impuestas por la Constitución y la ley y trasladar de manera genérica y amplia todos los riesgos de ejecución de los proyectos del Plan de Expansión al adjudicatario del mismo, ya que ello constituye un desconocimiento de sus obligaciones como responsable de los fines inherentes a su condición de Estado.

En el anterior sentido, el MME y la UPME, en varias ocasiones, determinan la Fecha Oficial de Entrada en Operación de los proyectos, sin llevar a cabo los estudios previos, el análisis del entorno que rodea la realidad de los proyectos y los procedimientos e intervención de las distintas autoridades que se requieren para la ejecución de los Proyectos en Colombia, tales como la ANLA, el ICANH, el MADS,



las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), las autoridades municipales tales como secretarios de gobierno e inspectores de policía, así como los jueces, en los distintos ámbitos geográficos que comprenden las áreas de influencia de los proyectos de expansión del STN; tampoco se consideran dentro de las variables a analizar, la disponibilidad de contratistas con experiencia en el sector, trabajadores competentes (consultores ambientales, linieros, jefes de trabajo, coordinadores de trabajo en alturas certificados, etc.), disponibilidad de las empresas fabricantes de equipos (expertos en tecnología GIS y subterranización de líneas, transformadores, reactores, estructuras de torres, seccionadores de corriente, la disponibilidad de arqueólogos registrados ante el ICANH etc.), los cuales, en su mayoría son extranjeros y atienden la demanda en todo el mundo.

Todo lo anterior configura parte del universo de riesgos que debe tenerse en cuenta a la hora de ejecutar un proyecto pudiendo algunos de ellos preverse por el Transmisor a la hora de estructurar el caso de negocio y presentar la oferta, tales como los costos de los materiales, equipos, mano de obra, dificultades de acceso a la zona de trabajo, entre otros; pero existiendo otro tipo de riesgos que no es posible prever por el Transmisor a la hora de presentar la oferta y dar inicio a la ejecución del proyecto en caso de resultar adjudicatario como pueden ser: problemas con las comunidades del área de influencia, retrasos injustificados de la autoridades que intervienen en el licenciamiento ambiental, problemas de orden público, intervención



de autoridades locales que van en contravía del adecuado desarrollo del proyecto, entre otras.

Así las cosas, es claro que la imprevisibilidad en los proyectos de transmisión es un factor constante y es por ello que es impensable en virtud de las innumerables circunstancias que los rodean, considerar que el transmisor debe asumir todos estos hechos imprevisibles e incontrolables que dentro de ellos se presentan y es por ello por lo que aquí cobra una especial relevancia la Teoría de la Imprevisión, sobre la cual la Corte Suprema de Justicia expresó lo siguiente:

La imprevisión tiende a revisar el contrato para mantener el equilibrio económico de las prestaciones, previene, evita o corrige las consecuencias de la prestación excesivamente onerosa para una de las partes, con los reajustes, adecuación, adaptación o reforma equitativa, y de no ser posible con su terminación. Por esto, sus causas, requisitos y efectos, son diferentes a los de la ilicitud del negocio, y por regla general, carece de efectos indemnizatorios, pues su finalidad no es resarcitoria, ni se origina en el incumplimiento. (Corte Suprema de Justicia, 2012)

Con relación a lo expresado previamente, el Código de Comercio en su artículo 868 con relación a la Teoría de la Imprevisión expresa lo siguiente:

Artículo 868. Revisión del contrato por circunstancias extraordinarias. (...) El juez procederá a examinar las circunstancias que hayan alterado las bases del contrato y ordenará, si ello es posible, los reajustes que la equidad indique; en caso contrario, el juez decretará la terminación del contrato.



Es claro que la legislación mercantil determinó de modo preciso la teoría de la imprevisión, delimitando cuales son los contratos objeto de su aplicación. Sin embargo, nada impide concluir que por vía analógica es posible recurrir a la aplicación de la teoría de la imprevisión, en otro tipo de contratos o relaciones contractuales tales como las que se configuran entre el Estado y los Transmisores a cargo de ejecutar los proyectos, en virtud de la oferta presentada y la respectiva adjudicación para la ejecución de proyecto, pues sería imposible desconocer la configuración de un vínculo entre el Estado y el Transmisor en virtud de la delegación expresa que el primero hace en el segundo, para asumir uno de los fines inherentes a la finalidad social del Estado, el cual consiste en la prestación eficiente del servicio de transmisión a todos los habitantes del territorio nacional.

Para justificar lo expresado en el párrafo anterior, es preciso mencionar que en la mayoría de los proyectos, desde hace aproximadamente cinco (5) años, ha sido necesario realizar solicitud de modificación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación ante el MME, por causas no imputables a las empresas encargadas de la ejecución de los mismos, sino a los procesos de licenciamiento ambiental, en cabeza de las autoridades que intervienen en dicho proceso (ANLA, ICANH, MADS, CORPORACIONES AUTÓNOMAS (CARS), etc.), a la intervención de las comunidades protegidas, quienes en muchas ocasiones esgrimen argumentos que no



permiten determinar de manera clara y precisa las razones para oponerse a los proyectos , todo lo que genera inconvenientes en la gestión para el desarrollo de los mismos y en el logro de una atención eficiente, económica y oportuna del servicio de energía eléctrica.

Desde las primeras convocatorias, UPME 01-1999, UPME 02 2003, la mayoría de los Proyectos han requerido solicitud de ampliación del plazo para la puesta en servicio. ( **Ver Literal A del Anexo Casuístico**)

Esto demuestra que los planes de expansión no son flexibles y que siguen descargando la responsabilidad de la ejecución de los proyectos en los Transmisores, basados en lo señalado en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, sin dar mayor importancia, a la condición que para asumir estos riesgos trae la norma y es que se trate de “riesgos inherentes a los proyectos”.

Por ello la mayoría de los proyectos, no entran en la Fecha Oficial de Puesta en Operación señalada inicialmente por el MME y la UPME, revelando que los planes no están siendo elaborados en las condiciones señaladas en la ley para cumplir con su objetivo de garantizar un servicio continuo, eficiente y oportuno; evidenciando, a su vez, que el incumplimiento de las fechas previstas, hasta el momento no han ocasionado fallas en el sistema que pongan en riesgo la confiabilidad del mismo u ocasionen un desabastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país,



restando credibilidad a los análisis que acompañan la formulación del Plan de Expansión por parte de la UPME y que aprueba el MME.

Prueba de lo señalado anteriormente, se refleja en la expedición del documento “Lineamientos para Fortalecer la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional”, elaborado por la misma UPME y por el MME en marzo 2013, con la participación de la CREG, la ANLA, XM, el CNO y algunos representantes de los Agentes como el CAPT, ACOGEN, ASOCODIS, ANDEG.

En dicho documento se identificaron dificultades de diversa índole que afectaban y aún siguen afectando, la entrada oportuna de los proyectos, desplazando su fecha de puesta en operación; lo cual puede generar riesgos en la atención de la demanda y originar sobrecostos que se trasladan a la tarifa del usuario final y afectan el desempeño del sector productivo nacional y la calidad de vida de los hogares.

Así mismo, se manifiesta en dicho documento que las dificultades se originan principalmente en la

“falta de información para establecer las necesidades de expansión a nivel de transmisión, en los tiempos para la expedición del Plan de Expansión, en la estructuración de los procesos de convocatoria y en limitaciones de tiempo para la ejecución.” (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

También se detectó como fuente de atraso en la ejecución de los proyectos, **dificultades de carácter transversal derivadas de demoras en los procesos de**



**licenciamiento ambiental, en la socialización con las comunidades y en los permisos asociados con los Planes de Ordenamiento Territorial – POTs.**

Así las cosas, es claro que en los Proyectos de Transmisión están delimitados por una serie de normas y procedimientos que en principio buscan satisfacer unas necesidades y expectativas a futuro para la atención eficiente de la demanda de energía en el país, pero desafortunadamente se evidencia que no solo desde el marco regulatorio sino también desde la planeación se desconocen las realidades propias de la ejecución de un proyecto de esta magnitud y a su vez las condiciones reales de los territorios que estos deben atravesar, lo cual se refleja en atrasos en el desarrollo de los mismos y un impacto real en la fecha de puesta en operación prevista, sumado a la idea irracional de que los Transmisores a cargo de ejecutar los proyectos asuman toda la responsabilidad y riesgos sobre su ejecución.



## CAPÍTULO II

# EFECTOS DE LA FALTA DE REGULACIÓN EXPRESA, LA AMBIGÜEDAD EN LA APLICACIÓN DE LAS DISPOSICIONES LEGALES Y LA EXTRALIMITACIÓN DE FUNCIONES POR PARTE DE LAS AUTORIDADES PÚBLICAS, EN TRÁMITES DE ESPECIAL DE RELEVANCIA EN LA EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

### Sumario

(2.1) Falta de Regulación Expresa en Cuanto a los Tiempos de Respuesta en Algunos Trámites Ambientales. (2.1.1) Trámite de levantamiento de veda (2.1.1.1) Efectos de la falta de regulación expresa en cuanto al trámite de levantamiento de veda de carácter nacional ante el MADS en el plazo de ejecución en los proyectos de transmisión (2.1.1.2) Efectos de la falta de regulación expresa en cuanto al trámite del levantamiento de veda ante las corporaciones autónomas regionales en el plazo de ejecución en los proyectos de transmisión. (2.1.2) Trámite de sustracción de reserva de ley segunda ante el MADS. (2.1.3) Trámites ante el Instituto colombiano de Antropología e Historia (2.2) Ambigüedad en la aplicación de las disposiciones legales relacionadas con algunos trámites ambientales. (2.2.1) Aplicación indebida de la directiva presidencial 10 de 2013 en cuanto a los tiempos de respuesta del trámite de consulta previa ante el Ministerio del interior. (2.3) Extralimitación de funciones de algunas autoridades públicas. (2.3.1) Autoridad Nacional de licencias ambientales y el procedimiento de licenciamiento ambiental. (2.3.2) Modificación de los proyectos por decisiones de la autoridad ambiental que contraría las decisiones de la UPME en las convocatorias públicas de los proyectos (2.4) La realidad colombiana de las autoridades locales frente a la ejecución de un proyecto del plan de expansión del STN.



## **2.1 Falta de Regulación Expresa en Cuanto a los Tiempos de Respuestas en Algunos Trámites**

En los siguientes numerales se evidenciará cómo el hecho de no existir una regulación expresa y articulada en algunos trámites ambientales, que en ocasiones deben resolver diferentes autoridades, genera un impacto importante en el plazo de ejecución de los proyectos y ocasiona diversas consecuencias de tipo económico para los ejecutores.

### **2.1.1 Trámite de Levantamiento de Veda.**

Conforme a lo expresado por el Ministerio de Ambiente:

“Es el levantamiento de la figura legal de reserva forestal sobre un área definida para para el desarrollo de actividades económicas declaradas por la ley como de utilidad pública o interés social que impliquen remoción de bosques o cambio en el uso de los suelos o cualquiera otra actividad distinta del aprovechamiento racional de los bosques.” (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021)

Por levantamiento de veda entendemos entonces el permiso o autorización para acceder al aprovechamiento parcial o temporal de esas especies, grupos taxonómicos o productos de la flora a los cuales se les ha establecido veda a nivel regional o nacional.



La determinación de si una veda es de carácter nacional o regional y por lo consiguiente a cuál autoridad le corresponde establecer la respectiva restricción y por ende conocer del trámite levantamiento de veda, no está regulado de manera expresa en ninguna disposición legal. Sin embargo, las restricciones al uso o aprovechamiento de determinadas especies se relacionan con la delimitación del riesgo de las mismas, es decir si se identifica que dicho riesgo se presenta en todo el territorio nacional o en una región o sector en particular, a partir de la información arrojada por estudios técnicos o investigaciones realizadas por la diferentes autoridades ambientales u otros organismos que apoyan esta labor.

De acuerdo con lo dispuesto en el Parágrafo 5°, numeral 1 del artículo 2.2.2.3.6.3 del Decreto 1076 de 2015:

Quando el proyecto, obra o actividad requiera la **sustracción de un área de reserva forestal o el levantamiento de una veda**, la autoridad ambiental no podrá dar aplicación al numeral 5 del presente artículo, hasta tanto el solicitante allegue copia de los actos administrativos, a través de los cuales se concede la sustracción o el levantamiento de veda.” (Negrillas fuera de texto)

En cuanto al trámite de levantamiento de veda el Decreto 1076 de 2015, determina que estas son prohibiciones que no podrán levantarse sino cuando la entidad administradora, mediante estudios especiales compruebe que ha cesado el motivo que determinó la veda o prohibición y que las poblaciones de fauna se han restablecido o



recuperado el equilibrio propuesto con la medida.

Para adelantar dicho trámite, no existe una resolución o acto administrativo que contenga en forma ordenada y coherente los términos del trámite y los tiempos de respuesta tanto del trámite de levantamiento de veda nacional como regional. Por ejemplo, el MADS en su sitio web tiene publicados los pasos que deben agotarse para el trámite de Evaluación de Viabilidad de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal de Orden Nacional y a su vez estableció un término promedio de **ochenta y cinco (85) días hábiles** para resolver este tipo de solicitudes (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021) (Negrillas fuera de texto)

Sin embargo, cuando el trámite es de levantamiento de veda regional, cada CAR puede tener o no su propio procedimiento y tiempos de respuesta para darle trámite a este tipo de solicitudes, lo cual impide tener certeza sobre cuánto tiempo puede tomar en algunas ocasiones concluir este trámite en virtud de que no es claro el término de que dispone la autoridad para resolverlo. Es necesario aclarar que, para algunos proyectos, por su extensión y por las zonas de influencia que atraviesan, es preciso adelantar varios trámites de Levantamiento de Veda y Sustracción de Áreas Restringidas, ante el MADS y ante las CARS correspondientes. Esta situación de antemano genera un impacto importante en el plazo de los proyectos, puesto que al



no existir unas directrices claras y expresas para resolver este tipo de trámites, cada autoridad resuelve de acuerdo con sus términos y condiciones.

En cuanto a las actuaciones administrativas, el artículo 3° de la Ley 1437 de 2011 (CPACA), establece:

(...).

Las actuaciones administrativas se desarrollarán, especialmente con arreglo a los principios del debido proceso, igualdad, imparcialidad, buena fe, moralidad, participación, responsabilidad, transparencia, publicidad, coordinación, eficacia, economía y celeridad.

(...)

10. En virtud del principio de eficacia, las autoridades buscarán que los procedimientos logren su finalidad y, para el efecto, removerán de oficio los obstáculos puramente formales, evitarán decisiones inhibitorias, dilaciones o retardos y sanearán, de acuerdo con este Código las irregularidades procedimentales que se presenten, en procura de la efectividad del derecho material objeto de la actuación administrativa.”  
(Congreso de la República de Colombia, 2011)

Ahora en cuanto a la falta de procedimientos y términos claros por parte de las CARS para resolver los diferentes trámites que deben radicar los transmisores para poder concluir los trámites ambientales necesarios para iniciar la construcción de los proyectos, se ha optado desde el año 2015 por exigir a dichas autoridades dar



cumplimiento a lo expresado en la Ley 1755 (Por medio de la cual se regula el Derecho Fundamental de Petición y se sustituye un título del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo)

Po su parte, en el artículo 14 de la ley 1755 de 2015, se expresan los términos que tienen las entidades o autoridades para responder las distintas modalidades de peticiones.

A pesar de lo expresado previamente, muchas autoridades no dan respuesta a las peticiones conforme a lo expresado en la norma anterior, quedando como mecanismo alternativo la acción de tutela para obligar a las entidades a dar trámite a las solicitudes incoadas. Sin embargo considerando los múltiples proyectos que debe ejecutar ISA y el sinnúmero de trámites que consecuentemente debe radicar ante dichas autoridades, se busca mantener unas relaciones cordiales y en buenos términos con las diferentes autoridades para no dilatar aún más los diferentes trámites que se deben agotar para obtener la licencia ambiental, lo cual implica que esta opción no se considere comúnmente y se recurra a la insistencia e interacción directa con las entidades para obtener finalmente una respuesta.



### **2.1.1.1 Efectos de la Falta de regulación expresa en cuanto al Trámite de Levantamiento de Veda de carácter Nacional ante el MADS en el Plazo de Ejecución en los Proyectos de Transmisión.**

Para demostrar el efecto que ha tenido este trámite en los plazos de los proyectos de transmisión en el **Literal B del Anexo Casuístico** se muestran algunos ejemplos, a partir de los cuales se demuestra la falta de coherencia en los trámites y el impacto que en tiempo genera la falta de normas claras en cuanto a términos para resolver las solicitudes de levantamiento de Veda ante el MADS.

### **2.1.1.2 Efectos de la Falta de regulación expresa en cuanto al Trámite de Levantamiento de Veda ante las Corporaciones Autónomas Regionales (CARS) en el Plazo de Ejecución en los Proyectos de Transmisión.**

Para demostrar a su vez el efecto que ha tenido este trámite en los plazos de los proyectos de transmisión, en el **Literal C del Anexo Casuístico** se muestran algunos ejemplos, a partir de los cuales se evidencia también la problemática que tiene este trámite cuando se agota ante las CARS, las cuales en su mayoría tampoco tienen términos de respuesta establecidos y en muchos casos simplemente se acogen a los términos señalados por el MADS.



### **2.1.2 Trámite de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal ante el MADS**

El trámite de Evaluación de Viabilidad de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal de Orden Nacional es un proceso mediante el cual la autoridad ambiental, evalúa la pertinencia de levantar la figura jurídica de reserva forestal de Ley 2° de 1959 en un área específica para el desarrollo de un proyecto, obra o actividad; en este sentido la evaluación de sustracción está referida a una decisión de ordenación del área objeto de solicitud.

La Evaluación de Viabilidad de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal se da cuando por razones de utilidad pública o de interés social, es necesario realizar actividades económicas que impliquen remoción de bosques o cambio en el uso de los suelos u otra actividad distinta al aprovechamiento racional de los bosques, de las reservas forestales, de los suelos, las aguas y la vida silvestre (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021)

A nivel práctico y para demostrar el efecto que ha tenido este trámite en los plazos de los proyectos de transmisión, en el **Literal D del Anexo Casuístico** se muestran algunos ejemplos, a partir de los cuales se evidencia la problemática e impacto que tiene este trámite en la ejecución de los proyectos de transmisión.



### **2.1.3 Trámites ante el Instituto Colombiano de Antropología e Historia -ICANH –**

El ICANH, carecía hasta hace poco (6 de febrero de 2019), de una normatividad clara para adelantar el trámite relacionado con el proceso de Intervención sobre el Patrimonio Arqueológico. Para el efecto se tenía la “Guía de Presentación de Solicitudes para Autorización de Intervenciones Sobre el Patrimonio Arqueológico” y lo establecido en la página web del Instituto, en la cual se establece que el ICANH “*debe dar respuesta a las solicitudes de intervención, en un plazo de 15 días hábiles*”. (Negrillas fuera de texto).

El Decreto 1080 de 2015 – Decreto Único Reglamentario del Sector Cultura, en su artículo 2.6.2.2., estableció los tipos de intervención sobre el patrimonio arqueológico, condicionando el inicio de obras en el marco de las actividades contempladas en su numeral 2°, a la puesta en marcha del “Programa de Arqueología Preventiva” y la aprobación del “Plan de Manejo Arqueológico” por parte del ICANH, sin definir el alcance de tales requisitos.

Con relación a estos trámites no había mucha claridad, razón por la cual se expidió el Decreto 1530 de 2016 del 29 de septiembre de 2016, “Por el cual se modifica el numeral segundo y los párrafos 1 y 2 del artículo 2.6.2.2 y los artículos 2.7.1.2.2 y 2.7.1.2.3 del Decreto Único Reglamentario del Sector Cultura 1080 de 2015, en temas relacionados con el Patrimonio Arqueológico y el Patrimonio Cultural



Sumergido”.

Sin embargo desde 2017, las empresas del sector energético venían solicitando un cambio estructural que diera claridad a este proceso en particular; primero se logró que la licencia arqueológica ya no fuera expedida a nombre del arqueólogo de turno, sino de la empresa que lo contrata para desarrollar el estudio correspondiente y a su vez se logró en febrero de 2019, la expedición del Decreto 138 del 6 de febrero de 2019, por el cual se modifica la Parte IV “Patrimonio Arqueológico” del Decreto 1080 de 2015. Decreto Único Reglamentario del Sector Cultura”.

Este Decreto, sigue consagrando en sus disposiciones que “Ningún acto de explotación o intervención en relación con bienes integrantes del patrimonio arqueológico podrá realizarse en el territorio nacional, incluidos los predios propiedad privada, **sin la previa autorización del ICANH**”. (negrita fuera del original) y a su vez reguló lo referente a las obligaciones del profesional autorizado y a la Autorización del ICANH para la intervención sobre el Patrimonio Arqueológico, señalando que el Instituto establecería los requisitos para cada tipo de intervención y respondería en un plazo de **quince (15) días hábiles** con posterioridad a la recepción de la correspondiente solicitud, lo cual en virtud de la nueva normativa aplicable se espera que si cumpla esta entidad.



Sin embargo a pesar de los cambios que se han dado a nivel normativo con relación a los trámites ante el ICANH, en algunas ocasiones el MME, en las solicitudes de ampliación del plazo de puesta en operación de los Proyectos, solo considera los tiempos de retraso del ICANH en la atención de los trámites, siempre y cuando el ICANH haya aprobado la solicitud, de lo contrario, nos los tiene en cuenta. Al respecto ha sido necesario interponer recurso, con el fin de que el MME revise su decisión, pues el término de 15 días hábiles para resolver la solicitud no está condicionado a que esta sea resuelta afirmativamente.

En otras ocasiones, se niega el tiempo de retraso, señalando por ejemplo que el Plan de Manejo Arqueológico solo es requerido para el inicio de las obras civiles, no para el licenciamiento, pero como se señaló anteriormente, desde la presentación del Programa de Arqueología Preventiva, es requisito indispensable presentar la formulación del Plan de Manejo Arqueológico ante el ICANH. Así las cosas, se espera que la nueva regulación en cuanto a los trámites arqueológicos, permitan una mayor agilidad y oportunidad en los tiempos de atención y respuesta, pero queda aún el sin sabor de que el MME no considere el impacto que estos trámites tiene en el plazo de los proyectos para efectos de determinar la ampliación de la FOPOP.

Vale la pena concluir que:

Con relación a los trámites antes mencionados, lo que resulta



relevante es que aún con el impacto que éstos tenían, no existiese un procedimiento formal establecido, con unos plazos definidos, en normas claras, que permitieran a los Transmisores encargados de ejecutar los Proyectos del Plan de Expansión, planear de forma segura y mitigar estos riesgos, para evitar así tantos atrasos imputables a las autoridades encargadas de adelantarlos y a su vez que permitiera que dichas Autoridades tuvieran unidad de criterio y no tener que interpretar o incluso muchas veces crear procedimientos según su entendimiento.

En algunas ocasiones las autoridades que intervienen en el proceso de licenciamiento ambiental de los Proyectos de Expansión del STN, adelantados a partir de los procesos de Convocatorias Públicas de la UPME, carecen de procedimientos con términos claros y otra veces, existiendo la norma, las mismas autoridades se encargan de hacer reglamentaciones e interpretaciones, que se convierten en mayores cargas para las empresas transmisoras que los ejecutan, las cuales, no obstante adelantar las actividades conforme las normas vigentes aplicables, se ven en apuros para ejecutar los proyectos u obtener de la autoridad competente ampliaciones para la puesta en servicio de los Proyectos, basando su decisión de negar mayores plazos en procedimientos impuestos sin autoridad para ello, como se demostró en este aparte.

Considerando la falta de regulación expresa de algunos trámites ambientales y la falta de unidad de criterios para efectos de resolverlos, comúnmente se debe invocar ante dichas autoridades los términos señalados en el artículo 14 del CPACA,



para que resuelvan las peticiones elevadas por los Transmisores; sin embargo y aun invocando lo dispuesto en el CPACA, es común que deban hacerse múltiples requerimientos a dichas autoridades para que resuelvan los trámites, hechos que en ocasiones el MME no considera o no tiene en cuenta en la sustentación de la ampliación de la FOPOP.

Es importante resaltar que en el año 2019 fue expedido el Decreto 2106 el cual eliminó, en su artículo 125, el trámite de levantamiento parcial de Vedas así:

“Para el desarrollo o ejecución de proyectos, obras o actividades que requieran licencia, permiso, concesión o autorización ambiental y demás instrumentos de manejo y control ambiental que **impliquen intervención de especies de la flora silvestre con veda nacional o regional**, la autoridad ambiental competente, impondrá dentro del trámite de la licencia, permiso, concesión o autorización ambiental y demás instrumentos de manejo y control ambiental, las medidas a que haya lugar para garantizar la conservación de las especies vedadas, por lo anterior, no se requerirá adelantar el trámite de levantamiento parcial de veda que actualmente es solicitado”. (Resaltado y subrayado fuera de texto).

Esta norma viene posiblemente a ser el instrumento a través del cual se mitigue el impacto que ha tenido este trámite en los plazos de ejecución de los Proyectos de Transmisión.



## **2.2 Ambigüedad en la aplicación de las disposiciones legales.**

A continuación, se evidenciará el efecto que puede tener el hecho de que ciertas autoridades deban interpretar de manera parcial y subjetiva las normas que regulan ciertos trámites ambientales y su impacto en los plazos de ejecución de los proyectos de transmisión.

### **2.2.1 Aplicación indebida de la Directiva Presidencial 10 de 2013, en cuanto a los tiempos de respuesta del trámite de Consulta Previa ante el Ministerio del Interior.**

Conforme con lo señalado en el artículo 53 de la Ley 143 de 1994, durante la fase de estudio y como condición para ejecutar los proyectos de generación e interconexión, las empresas propietarias de los proyectos deben informar a las comunidades afectadas, consultando con ellas: primero, los impactos ambientales, segundo, las medidas previstas en el plan de acción ambiental, y tercero, los mecanismos necesarios para involucrarlas en la implantación del plan de acción ambiental.

El 7 de noviembre 2013 la Presidencia de la República expidió la Directiva



Presidencial No. 10 por medio de la cual se estableció una Guía para la Realización de la Consulta Previa, señalando al Ministerio del Interior, a través de la Dirección de la Autoridad de Consulta Previa (DANCP) como principal responsable de los procesos de consulta ante las comunidades étnicas.

Señala la Directiva que

La Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades Étnicas” cuya aplicación se indica en la presente directiva, debe utilizarse como herramienta de coordinación interinstitucional, para el logro de la eficiencia administrativa y las prácticas de buen gobierno, en los procesos de consulta previa a las comunidades étnicas para el desarrollo de proyectos, como obras o actividades.”  
(Presidencia de la República de Colombia, 2013)

La Consulta Previa puede definirse como el derecho que tienen los grupos étnicos y los pueblos indígenas, para la protección de su territorio y la participación activa en todos aquellos asuntos y decisiones que las afecten en cuanto a la ejecución de obras o proyectos que se desarrollen en su entorno. En el anterior sentido y considerando la necesidad de establecer disposiciones que permitan una mejor coordinación interinstitucional para la garantía de este derecho, bajo los principios de eficacia, economía y celeridad administrativas, mediante el acoplamiento de las autoridades encargadas de llevar a cabo el proceso de Consulta Previa.

El proceso de consultas y concertaciones con las comunidades étnicas tiene



claramente establecidos unos pasos a agotar, y en su Paso 6 determina para la “Proyección y expedición de la certificación de presencia o no de comunidades étnicas”, un término de quince (15) días hábiles siguientes a la radicación de la solicitud para que la Dirección de Consultas Previas expida el acto administrativo que contenga la decisión sobre la necesidad o no de consulta.

Para las demás etapas y pasos, no se determina un plazo claro para el desarrollo y conclusión del trámite. Dicho proceso está regido por: el Convenio 169 de 1986 de la Organización Internacional del Trabajo -OIT- el cual fue aprobado por la Ley 21 de 1991 y establece la obligación de realizar una consulta, con la finalidad de obtener el consentimiento de las comunidades o por lo menos llegar a un acuerdo sobre la ejecución del Proyecto.

El artículo 6 de la Ley 21 de 1991, mediante el cual se aprueba el Convenio 169 de 1986 de la Organización Internacional del Trabajo – OIT-, establece, como deberes de los gobiernos al aplicar las disposiciones del Convenio, entre otros:

- a) Que los gobiernos deberán consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente.
- b) Establecer los medios a través de los cuales los pueblos interesados puedan participar libremente, por lo menos en la misma medida que otros sectores de la



población, y a todos los niveles en la adopción de decisiones en instituciones electivas y organismos administrativos y de otra índole responsables de las políticas y programas que les conciernen.

Finalmente, en el numeral 2, expresa:

Las consultas llevadas a cabo en la aplicación de este Convenio deberán efectuarse de buena fe y de una manera apropiada a las circunstancias, con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento acerca de las medidas propuestas. (Londoño, 2015)

La Directiva determina que la Etapa 1 “Certificación sobre la presencia de comunidades étnicas que hace necesaria la Consulta Previa.”, tiene por objeto:

Determinar si en el área de un proyecto, obra o actividad se certifica o no la presencia de una comunidad étnica según los criterios del Convenio 169 de la OIT, la legislación nacional y la jurisprudencia constitucional sobre comunidades étnicas.

Paso 1- Estudio de la solicitud de certificación de presencia o no de comunidades étnicas: Recepción y análisis del contenido de la solicitud de certificación-. Para proyectos de Transmisión de Energía, la certificación debe solicitarse por la UPME una vez se adopte mediante resolución del MME, las obras definidas en el Plan de Expansión de la UPME. (Londoño, 2015)

A pesar de lo señalado en el párrafo precedente, la UPME no da



cumplimiento a esta disposición, apoyándose en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, y esta tarea ha quedado a cargo del Transmisor, desconociéndose esta disposición y su razón de ser; es decir, de servir como herramienta de coordinación interinstitucional, para el logro de la eficiencia administrativa y las prácticas de buen gobierno.

Así mismo, señala la Directiva:

En caso de que el proyecto requiera licencia ambiental, una vez se protocolicen los acuerdos **la DANCP informará a la autoridad ambiental competente.** Esto debe realizarse sin perjuicio de que se haya avanzado simultáneamente en la obtención de los requisitos de la licencia ambiental y la consulta a las comunidades, en la medida de lo posible.

Con relación a lo anterior, es importante hacer una anotación relevante con en cuanto a lo dispuesto en el artículo 18 de la Ley 142 de 1994 el cual determina de manera expresa, que los planes de generación y de interconexión buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional. En este sentido los Transmisores, amparados en lo dispuesto en la ley 1955 de 2015 (Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022) y en algunos casos particulares en consideración a lo establecido en el Documento CONPES 3762 de 2013 con relación



a los Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos- PINES, pueden contar con elementos adicionales para procurar una gestión ágil en la coordinación y participación de las entidades que intervienen en el proceso de consulta previa con las comunidades y así lograr que dicha gestión se agote sin desconocer ni vulnerar el derecho de las comunidades pero con una metodología e implementación de un procedimiento ágil que permita ejecutar estos proyectos dentro de los tiempos definidos en el plan de expansión y los DSI.

En cuanto a plazos, en la Etapa 2: Consulta en la base de datos de la Dirección, se establecen una serie de hipótesis, las cuales se deben registrar en la bitácora del proyecto y proceder a realizar una verificación en campo. En estos casos se emite un concepto técnico sobre la necesidad o no de hacer la visita de verificación. En caso de que se determine la necesidad de hacerla, la Dirección de Consulta Previa **debe fijar un plazo para ello cuya extensión será proporcionadas según la dificultad del caso y la amplitud del territorio.**

No obstante, como se señaló previamente, se establece un plazo de 15 días hábiles, a partir de la radicación de la solicitud, para que la Dirección de Consulta Previa, expida el acto administrativo por el cual determina si es necesaria o no la consulta. Esta decisión puede ser controlada mediante recurso de reposición conforme



a lo dispuesto en el Paso 7 de la Directiva Presidencial de 2013, recurso que actualmente está sujeto a las condiciones dispuestas en la Ley 1437 de 2011 para su presentación y respuesta.

La Directiva señala además el “Procedimiento para las Convocatorias”, el cual establece que la DANCP es quien convocará a las reuniones contempladas en las etapas de preconsulta y consulta por escrito o mediante el uso de otros medios, a los representantes de las comunidades étnicas, el ejecutor del proyecto, al Ministerio Público y otras entidades, según se requiera.

Dentro de este procedimiento (Londoño, 2015), se establece que de no recibir respuesta de algunos de los representantes de las comunidades étnicas, la DANCP realizará el intento de notificación 3 veces en preconsulta y 2 veces en consulta, cada ocho (8) días para probar que efectivamente se intentó realizar la convocatoria y que alguna de ellas o todas se negaron a asistir.

Luego de realizar los intentos de convocatoria y si en efecto los representantes de las comunidades fueron notificados más de una vez y aun así no justificaron la imposibilidad de asistir, la DANCP puede dar por terminado el proceso consultivo, convocando a una reunión con el Ministerio Público, el ICANH y las entidades competentes en el ámbito del proyecto para advertir sus posibles impactos y así facilitar



la elaboración del test de proporcionalidad que será el sustento de su decisión final.

Si se da el caso de que se presentan representantes de algunas comunidades, la DANCP adelantará el trámite de consulta previa con ellos y debe dejar constancia de la ausencia de las otras comunidades.

Cabe resaltar que cuando hay resistencia de las comunidades para la ejecución de los proyectos, esto hace que los mismos no puedan desarrollarse conforme a las proyecciones contempladas en el cronograma presentado con la oferta y se generan demoras en los estudios ambientales que puede terminar afectando la FOPOP con las consecuencias que de ello se deriva.

**(i) Demoras imputables al Ministerio del Interior (DANCP)**

Después de 29 años de la adopción del Convenio 169 de la OIT, el país carece de una reglamentación clara y precisa en la materia. En la actualidad no existe una Ley Estatutaria de Consulta Previa, tan solo se cuenta con el Decreto 1320 de 1998, que reglamenta la Consulta Previa en materia de explotación de recursos naturales en territorios étnicos.

En razón a la falta de reglas y disposiciones legales con alcance preciso sobre la Consulta Previa, a nivel jurisprudencial se han emitido importantes



pronunciamientos para darle alcance a este proceso y uno de ellos es la Sentencia SU-123 de 2018, en la cual se estableció de manera expresa que:

El derecho a la consulta previa puede ser entendido, entre otras cosas, como una garantía procedimental para lograr justicia ambiental para las minorías étnicas. La razón: la justicia ambiental permite referirse a la administración y al manejo de las acciones humanas que impactan en el ambiente, la distribución de los costos negativos que causan los actos productivos de las personas, y el acceso a los recursos naturales (...) (Corte Constitucional de Colombia, 2018)

En el anterior sentido, el trámite de Consulta Previa debe respetar el sentido y entorno social de unas comunidades con unas características especiales y debe garantizar la protección a la participación en las decisiones que puedan afectarlos (artículos 2 y 4° Constitución Política); el reconocimiento y la protección a la diversidad étnica y cultural (artículos 1°, 7° y 70 CP); la autodeterminación de los pueblos indígenas (artículo 330 CP).

Dando alcance a lo expresado en el párrafo anterior, la Corte en la Sentencia T-063/19 expresó:

La consulta previa es un derecho fundamental irrenunciable, de titularidad grupal en favor de las comunidades étnicas en procura de la protección de su integralidad y subsistencia como población étnicamente diferenciada. Se debe materializar ante las medidas (normas, políticas, planes, programas, proyectos, etc.) que las afecten o puedan afectarlas directamente, estableciendo un espacio de concertación y ponderación, guiado por la participación, activa y efectiva, bajo un modelo de



gobernanza, el cual busca establecer las herramientas, adecuadas y necesarias, para hacer efectivos los derechos y garantías constitucionales reconocidas en beneficios de dicha población. (Corte Constitucional de Colombia, 2019)

Ahora, en virtud de lo expresado previamente es importante resaltar que la Consulta Previa se configura como un instrumento de participación de las comunidades indígenas y étnicas para evitar que se realicen afectaciones o transformaciones en sus territorios que vulneren su idiosincrasia y su cultura, pero ello no significa que en el desarrollo de un Proyecto de Transmisión de Energía solo se puedan impactar estas comunidades. Considerando lo anterior la Ley 136 de 1994 en su artículo 33 establecía lo siguiente:

ARTÍCULO 33. Cuando el desarrollo de proyectos de naturaleza turística, minera o de otro tipo, amenace con crear un cambio significativo en el uso del suelo, que dé lugar a una transformación en las actividades tradicionales de un municipio, se deberá realizar una consulta popular de conformidad con la ley. La responsabilidad de estas consultas estará a cargo del respectivo municipio.

PARÁGRAFO. En todo caso, las decisiones sobre el uso del suelo deben ser aprobadas por el Concejo Municipal.

La anterior disposición determinaba que la Consulta Popular era un mecanismo válido y procedente cuando se identificara que un Proyecto, en el caso que nos ocupa de Transmisión, podía amenazar con crear un cambio significativo en el



uso del suelo. En anterior mecanismo no hacía referencia a tipos de comunidades en particular, lo cual permite intuir que era un mecanismo válido para todas las comunidades. Sin embargo, el artículo 33 de la Ley 136 de 1994 fue declarado inexecutable por la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-053 de 2019, argumentando lo siguiente:

La reserva orgánica en materia territorial y en la asignación y distribución de competencias entre la nación y las entidades territoriales está dispuesta en varios artículos de la Constitución, específicamente el artículo 105 ordena que una ley orgánica de ordenamiento territorial debe regular los casos, los requisitos y las formalidades en que los gobernadores y alcaldes podrán realizar consultas populares para decidir sobre asuntos de competencia del respectivo departamento o municipio.

La Ley 136 de 1994 fue tramitada como ley ordinaria y su tema general se refería a la adopción de normas tendientes a modernizar la organización y el funcionamiento de los municipios. No obstante, en transgresión del artículo 105 superior reguló una materia propia de la ley orgánica.

De igual manera, al establecer en cabeza de los municipios la obligación de la realización de consultas populares cuando el desarrollo de proyectos de naturaleza turística, minera o de otro tipo, amenace con crear un cambio significativo en el uso del suelo, que dé lugar a una transformación en las actividades tradicionales de un municipio, se transgrede lo dispuesto en el artículo 105 de la Constitución que consagra una posibilidad en cabeza de las autoridades municipales quienes son los llamados a decidir sobre la conveniencia y la necesidad de su realización. Una imposición de este tipo desconoce el principio de autonomía territorial consagrado en los artículos 1 y 287 de la Carta Política. (Corte Constitucional de Colombia, 2019)



Declarado inexecutable el artículo previamente mencionado, la Consulta Popular sigue siendo un mecanismo democrático válido para que las comunidades en general, en el marco de los Proyectos de Transmisión que evidencien una afectación a la integridad de la diversidad o el medio ambiente recurran para hacer valer sus derechos, lo anterior soportado en el artículo 79 de la Constitución Política.

Por último y antes de entrar en las particularidades de la consulta previa, es importante resaltar lo dispuesto en la Ley 1757 de 2015, en la cual se regula lo referente a la Consulta Popular, pero a su vez dispone en su artículo 105 la conformación de Alianzas para la Prosperidad como un mecanismo de diálogo entre las comunidades de áreas de influencia, la administración municipal, el Gobierno Nacional y las empresas que desarrollen proyectos con el fin de concertar y hacer seguimiento al manejo de dichos impactos, lo cual resulta muy pertinente a la hora de sortear posibles dificultades y la búsqueda de soluciones concertadas.

Ahora, en materia de Consulta Previa, la Directiva Presidencial 010 del 7 de noviembre de 2013, la cual es tomada como un protocolo **para coordinar interinstitucionalmente** la garantía del derecho fundamental, describe las siguientes etapas para este trámite:



1. Certificación presencia de comunidades étnicas
2. Coordinación y preparación
3. Preconsulta
4. Consulta previa
  - 4.1 Instalación o apertura
  - 4.2 Taller de Identificación de Impactos y Medidas de Manejo
  - 4.3 Formulación de Acuerdos
  - 4.4 Protocolización
5. Seguimiento de acuerdos
6. Cierre de la Consulta

Como se señaló anteriormente, el tiempo de ejecución de las consultas no está reglamentada por ley. Usualmente las Empresas de Transmisión, por su experiencia, tienen estimado un tiempo de cuatro (4) meses por Consulta, aproximadamente.

Sin embargo y dado el especial alcance que tiene el trámite de Consulta Previa, en el tema de términos tiene especial relevancia los tratamientos jurisprudenciales actuales que en materia de consulta previa se han emitido. Es así como la Sala Plena en la Sentencia C-389 de 2016, se ocupó de resumir los criterios



generales de aplicación de la consulta previa, así como las sub-reglas específicas de la Consulta Previa, de la siguiente forma:

Criterios generales de aplicación de la consulta: (i) el objetivo de la consulta es alcanzar el consentimiento previo, libre e informado de las comunidades indígenas y afrodescendientes sobre medidas que las afecten (esto es, normas, políticas, planes, programas, etc.); (ii) el principio de buena fe debe guiar la actuación de las partes, condición imprescindible para su entendimiento y confianza y, por lo tanto para la eficacia de la consulta; (iii) por medio de las consultas se debe asegurar una participación activa y efectiva de los pueblos interesados. Que la participación sea activa significa que no equivale a la simple notificación a los pueblos interesados o a la celebración de reuniones informativas, y que sea efectiva, indica que su punto de vista debe tener incidencia en la decisión que adopten las autoridades concernidas; (iv) la consulta constituye un proceso de diálogo entre iguales; no constituye, por lo tanto, un derecho de veto de las comunidades destinatarias del Convenio 169 de la OIT. Finalmente, (iv) la consulta debe ser flexible, de manera que se adapte a las necesidades de cada asunto, y a la diversidad de los pueblos indígenas y las comunidades afrodescendientes. Reglas o subreglas específicas para el desarrollo o aplicación de la consulta: (vii) la consulta debe ser previa a la medida objeto de examen, pues de otra forma no tendrá incidencia en la planeación e implementación de la medida; (viii) es obligatorio que los Estados definan junto con las comunidades el modo de realizarla (preconsulta o consulta de la consulta); (ix) debe adelantarse con los representantes legítimos del pueblo o comunidad concernida; y, (x) en caso de no llegar a un acuerdo en el proceso consultivo, las decisiones estatales deben estar desprovistas de arbitrariedad, aspecto que debe evaluarse a la luz de los principios de razonabilidad y proporcionalidad; (xi) cuando resulte pertinente en virtud de la naturaleza de la medida, es obligatorio realizar estudios sobre su impacto ambiental y social. (Sala plena Corte Constitucional de Colombia, 2016)



Todo lo anterior permite concluir que el trámite de consulta previa por el alcance e impacto que tiene y la connotación social que abarca, termina siendo un trámite que reviste una especial relevancia tanto a nivel de instancias gubernamentales como de empresas ejecutoras de proyectos de transmisión, siendo este uno de los trámites para viabilizar el licenciamiento ambiental que ocasiona importantes retrasos a la hora de viabilizar los proyectos.

A nivel informativo, en el **Literal E del Anexo Casuístico** se puede constatar el impacto que ha tenido este trámite en algunos proyectos de transmisión.

### **2.3 Extralimitación de Funciones de Algunas Autoridades Públicas.**

En este numeral se evidenciará, cómo entre las mismas autoridades no hay claridad con relación a sus competencias dentro del proceso de su intervención en las diferentes etapas de ejecución de los Proyectos de Transmisión derivados de convocatoria pública. Hecho que ha generado retrasos y sobrecostos a las empresas ejecutoras de los mismos.

#### **2.3.1 Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- y el Procedimiento de Licenciamiento Ambiental.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que



le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, expidió el 26 de mayo de 2015, el Decreto 1076 de 2015 –Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible–, que compiló las normas ambientales y las actuaciones y gestiones necesarias para el desarrollo y aprobación de los estudios realizados ante la ANLA. El artículo **1.1.1.1.1 -Objetivo-** del citado Decreto, en relación con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), establece que el Ministerio es el rector de la gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, **encargado de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán** la recuperación, conservación, protección, **ordenamiento**, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la Nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, **sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.**

De acuerdo con el Decreto Único Reglamentario 1076 de 2015, Título 2, la ANLA hace parte de las Unidades Administrativas Especiales y es la entidad encargada de los proyectos, obras o actividades sujetas a licenciamiento, permiso o trámite ambiental con el fin de verificar el cumplimiento de la normativa ambiental y de validar que contribuyan al desarrollo sostenible ambiental del país.

En este mismo sentido, el artículo 2.2.2.3.1.2 -Autoridades Ambientales-, señala:



Son autoridades competentes **para otorgar o negar licencia ambiental conforme a la ley** y al presente decreto, las siguientes:

- 1. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).**
- 2. Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible. “(...).” (Negrita fuera del texto original)**

El artículo 2.2.2.3.2.2. establece la competencia de la ANLA para otorgar Licencia Ambiental, pero en dicho artículo en ningún momento se le delega potestad alguna para que establezca procedimientos propios, que interpreten de cualquier forma las disposiciones señaladas en el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

No obstante, la ANLA estableció un procedimiento propio, que no está ni en el Decreto 1076 de 2015, ni en los Términos de Referencia, ni en el Manual de Evaluación de los Estudios Ambientales, denominado “Paso a Paso, el cual contiene los siguientes pasos:

1. Registro en Vital. Realice su registro en la Ventanilla Integral de Trámites en Línea Vital.
2. Solicitud de pronunciamiento NDA. Solicite el pronunciamiento acerca de la necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA.
3. Elaboración del estudio ambiental requerido. Conforme el Decreto 1076 de 2015, la Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales,



los términos de referencia y la normativa ambiental vigente, el usuario debe elaborar el estudio ambiental requerido, el cual debe ser presentado a esta Autoridad junto con los requisitos establecidos en el Decreto en mención para iniciar el trámite correspondiente.

4. Solicitud liquidación pago. Solicite la liquidación por el servicio de evaluación del trámite requerido.
5. Diligenciamientos formularios, VPD y licencia. Diligencie los formularios de solicitud de: Verificación Preliminar de la Documentación y Presentación de DAA o, Solicitud o Modificación de Licencia Ambiental.
6. Asistir a reunión resultados VPD. Asista a la reunión de presentación de resultados de la Verificación Preliminar de Documentación – VDP.
7. Comunicación Auto de Inicio. Notifíquese del Auto de Inicio del trámite de evaluación de la solicitud de licencia ambiental.
8. Inicio de la Evaluación. Inicio de la Evaluación de la viabilidad ambiental del proyecto.
9. Asistir a la reunión de información adicional. Asista a la reunión de solicitud de información adicional, en caso de que así se requiera
10. Ajustar el estudio Ambiental. Ajuste el Estudio Ambiental de acuerdo con la solicitud de información adicional y entréguelo nuevamente.
11. Notificación acto administrativa de la decisión. Notifíquese del acto administrativo que comunica la decisión de la Autoridad.

En relación con el Diagnóstico Ambiental de Alternativas, según lo establecido en el numeral 2 del artículo 2.2.2.3.6.1 del Decreto 1076 de 2015:

(...). Recibida la información con el lleno de los requisitos exigidos, la



Autoridad Ambiental competente **de manera inmediata procederá a expedir un acto administrativo de inicio de trámite de evaluación** de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), auto que será comunicado en los términos de la Ley 1437 de 2011 (...).” (Negrillas y subrayas fuera de texto)

No obstante, la ANLA, publicó un “Paso a Paso” hoy denominado “ABC del Licenciamiento Ambiental”, en el cual sin tener presente el término **“inmediatamente”**, establecido en el Decreto 1076 de 2015, convirtió este procedimiento en otro “Paso a Paso” a agotarse en un mínimo de cinco (5) días hábiles, como puede evidenciarse en el “Paso 6”, antes citado.

Este procedimiento fue acogido y avalado por el Ministerio de Minas y Energía (MME), como consta en la Resolución 4 0897 del 31 de agosto de 2018, la cual argumenta que el término establecido por el artículo 2.2.2.3.6.1, numeral 2, del Decreto 1076 de 2015, para la expedición del acto administrativo que da inicio al trámite de evaluación del DAA, no se encuentra definido en días, sino que, como se observa en la norma, dicho acto debe ser emitido de manera INMEDIATA. Señala además el Ministerio, que, para evitar interpretaciones erróneas, solicitó concepto jurídico a la ANLA, acerca de la interpretación de la frase “de manera inmediata”, a lo que la ANLA, mediante Oficio 201645963 del 12 de julio de 2016 , indicó:

De conformidad con lo anterior, en atención al término de manera inmediata sobre el



cual se hace alusión en la ley, es preciso manifestar que los términos en tiempo obedecen a la proyección del acto administrativo de inicio de trámite, su firma, numeración y lo correspondiente al trámite interno de la Entidad, sumado a los tiempos que establece el último párrafo del numeral objeto de consulta el cual establece “será comunicada en los términos de la Ley 1437 de 2011 y se publicará en el boletín de la autoridad ambiental correspondiente, en los términos del artículo 70 de la Ley 99 de 1993”, es decir, el tiempo correspondiente al proceso de notificación y publicación del acto administrativo en mención. (Negrillas y subrayas fuera del texto original)

Es de anotar, conforme lo señalado en el artículo 25 del Código Civil colombiano, para efectos de interpretación de la Ley, el legislador es el competente para fijar el sentido de una ley oscura, que para el caso en cuestión es el Presidente de la República con el Ministro de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, no la ANLA; en este orden de ideas, para el caso que se trae a colación, quien debió aclarar el término “inmediatamente”, es el MADS y no la ANLA.

Señala además el MME<sup>4</sup>, al hacer referencia al plazo de los días hábiles adicionales, establecidos por la ANLA:

Se observa así que, si bien este plazo no se encuentra estipulado en el Decreto 1076 de 2015, no es posible desconocerlo por cuanto al ser trámite definido por

---

<sup>4</sup> Resolución MME 4 0073 del 25 de enero de 2019



la Autoridad Ambiental, se presume legal y por ende debe ser acatado por los administrados y será bajo este procedimiento que se realizará el estudio de la presente solicitud. (Negrillas fuera de texto)

No obstante lo anterior, es de resaltar que el Decreto 1076 de 2015, expedido por el Presidente de la República, en su Libro Primero, Parte I, Título I, señala como Cabeza del Sector al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS-, señalando que es este Ministerio, el encargado de orientar y regular el **ordenamiento** ambiental del territorio y definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la Nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.

Cuando se revisa lo señalado en los artículos 1.1.2.2 y 1.1.2.2.1.-Objeto- del Decreto 1076 de 2015, el cual hace referencia a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-, se dispone que esta Autoridad es la encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos al licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de manera que contribuyan al desarrollo sostenible ambiental del país, pero en ningún momento la faculta para reglamentar la normatividad vigente aplicable, con un sistema de “Paso a Paso”, publicado en su



página web.

En cuanto a la presunción de legalidad que pretende darle el MME al procedimiento del “Paso a Paso de la ANLA”, también es cuestionable, puesto que la presunción de legalidad recae sobre los Actos Administrativos, no sobre procedimientos publicados en una página web, sobre un procedimiento que tiene sus términos y está establecido en un Decreto Único Reglamentario como es el Decreto 1076 de 2015, expedido por el Presidente de la República y su Ministro de Ambiente.

El artículo 88 del CPACA, establece:

“Artículo 88. PRESUNCIÓN DE LEGALIDAD DEL ACTO

ADMINISTRATIVO. Los actos administrativos se presumen legales mientras no hayan sido anulados por la Jurisdicción de lo Contencioso Administrativo. Cuando fueren suspendidos, no podrán ejecutarse hasta tanto se resuelva definitivamente sobre su legalidad o se levante dicha medida cautelar.”

Por su parte señala el Consejo de Estado – en Sentencia del 7 de noviembre de 2012, M.P. Carmen Teresa Ortiz Rodríguez:

“Es así porque **los actos administrativos**, como decisiones unilaterales de la Administración encaminadas a producir efectos jurídicos, son susceptibles de judicialización por parte de esta jurisdicción a través de las acciones establecidas en los artículos (...), lo cierto es que se encuentran amparados por la presunción



de legalidad derivada del sometimiento coercitivo de la actividad administrativa al ordenamiento jurídico, propio de los Estados Sociales de Derecho y, por lo mismo, su control judicial se encuentra sujeto a una carga procesal de alegación por parte de quien pretende desvirtuar la presunción, demarcando de esta forma tanto el terreno de defensa para el demandado como el ámbito de análisis para el juez y el alcance de su decisión. (...)” (Consejo de Estado, 2012)

El Acto Administrativo, se define como la manifestación de la voluntad de la administración tendiente a producir efectos jurídicos ya sea creando, modificando o extinguiendo derechos para los administrados o en contra de estos, **tiene como presupuestos esenciales su sujeción al orden jurídico y el respeto de las garantías y derechos de los administrados.**

Al respecto, la Corte Constitucional señala:

Como expresión del poder estatal y como garantía para los administrados, en el marco del Estado de Derecho, se exige que el acto administrativo esté conforme no sólo a las normas de carácter constitucional sino con aquellas jerárquicamente inferiores a ésta. Este el principio de legalidad, fundamento de las actuaciones administrativas, a través del cual se le garantiza a los administrados que en ejercicio de sus potestades, la administración actúa dentro de los parámetros fijados por el Constituyente y por el legislador, razón que hace obligatorio el acto desde su expedición, pues se presume su legalidad.

Presunción de legalidad que encuentra su contrapeso en el control que sobre él puede efectuar la jurisdicción. Así, la confrontación del acto con el



ordenamiento jurídico, a efectos de determinar su correspondencia con éste, tanto por los aspectos formales como por los sustanciales, la ejerce, entre nosotros, el juez contencioso, que como órgano diverso a aquel que profirió el acto, posee la competencia, la imparcialidad y la coerción para analizar la conducta de la administración y resolver con efectos vinculantes sobre la misma. Esta intervención de la jurisdicción permite apoyar o desvirtuar la presunción de legalidad que sobre el acto administrativo recae, a través de las acciones concebidas para el efecto, que permiten declarar la nulidad del acto y, cuando a ello es procedente, ordenar el restablecimiento del derecho y el resarcimiento de los daños causados con su expedición. (Corte Constitucional, 2000)

En este sentido, debemos junto con la Corte, decir que la administración debe actuar con sujeción al orden público normativo, entendido este como

El conjunto de normas positivas absolutamente obligatorias, donde no cabe transigencia ni tolerancia, por afectar a los principios fundamentales de la sociedad, de una institución o de las garantías precisas para su subsistencia. (Torres, 1998)

Finalmente, la Corte concluye:

Dentro de este contexto, considera esta corporación que la facultad que tiene el Estado, a través de la jurisdicción, para confrontar las actuaciones de la administración con el ordenamiento constitucional y legal normativo, a efectos de determinar si éstas se ajustan al principio de legalidad que les es propio, es competencia exclusiva de la jurisdicción (...). (Corte Constitucional, 2000)

Así las cosas, se podría entonces concluir que no existe facultad alguna atribuida a la ANLA para reglamentar el Decreto Único 1076 de 2015 e imponer a los



administrados, mediante un “ABC del Licenciamiento Ambiental” publicado en una página web, mayores tiempos a los dispuestos en esa norma de mayor rango, para adelantar el proceso de licenciamiento ambiental de los proyectos, con las respectivas consecuencias que esto tiene para los ejecutores.

### **2.3.2 Modificación de los Proyectos por decisiones de la Autoridad Ambiental (ANLA) que contraría las decisiones de la UPME en las Convocatorias Públicas de los Proyectos de Transmisión.**

En varios proyectos de transmisión la ANLA ha exigido modificaciones en su ejecución y en el proceso de licenciamiento, lo cual en principio iría en contravía de las decisiones que en un momento dado tomó la UPME y que se reflejan en los DSI. Estas decisiones se toman, cuando ya se ha adjudicado el Proyecto al inversionista, para lo cual este tiene que solicitar la licencia ambiental bajo las nuevas condiciones exigidas por la ANLA.

En los Proyectos de Transmisión, por razones técnicas y conforme a los demás análisis realizados por la UPME, según su obligación al formular el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, se define el punto de ubicación de una Subestación y la ANLA al presentarle el DAA, en ocasiones ha decidido modificar dicha ubicación, lo cual ha implicado para el Transmisor asumir mayores



tiempos y costos, quedando en medio de dos autoridades a las que debe obedecer. Ejemplo de lo anterior se evidencia en la Convocatoria UPME 03-2016. (**Ver Literal F del Anexo Casuístico**)

A su vez en la ejecución del proyecto derivado de la Convocatoria UPME 03-2016, se dio por parte de la ANLA la exigencia de aplicación del DAA para subestaciones, procedimiento no establecido en las especificaciones, en los términos de referencia y condiciones asociadas al Decreto 1076 de 2015, sin considerar lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.4.2, numeral 8 del Decreto 1076 de 2015, el cual expresamente, señala:

De conformidad con lo establecido en la norma que rige el proceso de licenciamiento ambiental, Decreto 1076 de 2015, se identifica que son competencia de la ANLA las líneas y subestaciones del STN (220 kV y superiores) y, en cuanto a la exigibilidad del DAA, señala el tendido de líneas nuevas de transmisión del Sistema Nacional de Transmisión, **más no para subestaciones como proyectos puntuales.** (Negrilla fuera de texto); (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

Es decir, que el mismo se debe presentar para las líneas, pero en ningún caso, para las subestaciones.

Como puede observarse, la norma exige la presentación del DAA para los casos en que la autoridad ambiental competente considere que es necesario dicho estudio, el cual, de acuerdo con las normas aplicables, citadas anteriormente, se estructuraría presentando alternativas para las líneas de transmisión, pues en el



mencionado artículo 2.2.2.3.4.2, numeral 8, no se incluyen las subestaciones, como si se hace en la Sección 2 – Competencia y Exigibilidad de la Licencia Ambiental- en los artículos 2.2.2.3.2.2. y 2.2.2.3.2.3, del Decreto 1076 de 2015, respecto a proyectos que requieren tramitar solicitud de licencia ambiental.

No obstante, la ANLA exigió, habiéndose ya adjudicado el Proyecto, que la Empresa adjudicataria presentara un DAA para el mismo y que se entregaran dos (2) o más alternativas para el corredor de la línea de transmisión, más no para la subestación. Es solicitud no es concordante con lo pedido en la reunión de solicitud de información adicional del DAA; lo que visiblemente, significa que la ANLA excedió sus facultades exigiendo requisitos que significaban más que una información adicional, la construcción de un nuevo DAA, sobre una subestación, algo ajeno a lo estipulado en las normas aplicables y a lo que hasta la fecha se había ejecutado en este tipo de proyectos. Esta solicitud de la ANLA conllevó, como se señaló antes, la elaboración de un nuevo DAA, trabajo que por sí mismo conlleva una serie de actividades no previstas para este Proyecto, lo que a todas luces conlleva no solo mayores recursos, sino mayores tiempos, impactando el cronograma de ejecución del Proyecto.

Como puede observarse, este tema era absolutamente imprevisible, irresistible e inimputable para el Transmisor como Adjudicatario, toda vez que se



generó en una falta de coordinación entre la UPME, responsable del proceso de convocatoria, quien en el DSI, claramente había establecido el lugar de ubicación de la Subestación San Antonio y la ANLA, quien como autoridad ambiental desconoció esa decisión, solicitando; no obstante, la determinación de la UPME, la presentación de alternativas para la ubicación de la Subestación San Antonio y, finalmente, decidiendo su modificación; exigencia, que fuera de no tener un fundamento legal en alguna norma aplicable para el efecto, y al no haberse presentado esta situación en proyecto anterior, implicó para el Adjudicatario tener que buscar alternativas para presentarlas a la ANLA, complementar el Estudio Ambiental en lo relacionado con la descripción de dichas alternativas, definir los criterios de selección de las alternativas, realizar la caracterización del área de influencia, así como la evaluación económica de los impactos e información cartográfica; así mismo, fue necesario realizar actividades de campo, levantamiento de información primaria, verificación de fuentes secundarias, validación legal, estructuración, análisis y complemento de la información requerida por la Autoridad Ambiental.

Este es uno de los casos en que no obstante las leyes exigir que:

Los proyectos que se acogen para el desarrollo del Plan de Expansión de la Transmisión deben ser flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el



Ministerio de Minas y Energía (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto 269 de 2017)

No hay un acuerdo entre las autoridades que intervienen en la ejecución de los mismos, perjudicando finalmente al ejecutor. Desconoció en este caso particular la ANLA el papel preponderante de la UPME en el proceso de implementación de los proyectos seleccionados en el Plan de Expansión y la obligación que tienen las autoridades de cumplir conjuntamente lo señalado en el artículo 12 de la Ley 143 de 1994, antes citada.

### **2.3.3 Reducción del plazo de ejecución de los Proyectos, asociado a actuaciones de la UPME durante el proceso de adjudicación del Proyecto.**

En este numeral se evidenciará el impacto, que tiene en el plazo de los proyectos, el hecho de que la UPME modifique el cronograma de los DSI, en cuanto a la fecha de presentación de las ofertas y no modifique en el mismo sentido la FOPOP de los proyectos. Lo anterior ha impactado los tiempos de ejecución de diversos Proyectos, considerando la fecha inicial en la que conforme el Cronograma señalado en los DSI, debía presentarse la Oferta y la fecha en la que realmente se presentó, de acuerdo con las modificaciones realizadas por la UPME.

De hecho, la Contraloría General de la República en el comunicado de prensa No. 138 del 29 de agosto de 2018, con relación al análisis que hizo este ente de control sobre la actual política pública para la expansión del sistema eléctrico nacional,



determinó que las convocatorias que hace la UPME para la selección de proyectos de transmisión, requerían por lo menos tres (3) ajustes importantes:

Cambio en la regulación existente para ISA.  
Revisar el traslado de riesgos imprevisibles a inversionistas.  
**Proyectos con viabilidad técnica, económica y ambiental.** (negrilla fuera de texto).

Con relación a este punto, la Contraloría General de la República reiteró la obligación que tiene la Nación de garantizar que los proyectos que propone para la expansión del sistema eléctrico sean técnica, económica y ambientalmente viables.

Así mismo, señala que:

El hecho de que las convocatorias no tengan viabilidad en estos aspectos acarrea consecuencias financieras para el Estado en dos escenarios:

- 1) Cuando los inversionistas son públicos o mixtos, el enfrentarse a proyectos **que no cuentan con viabilidad por parte del Estado**, puede generar (y en la realidad se ha visto que generan), mayores costos que los presupuestados, cuando se presentan situaciones imprevisibles que no se consideran fuerza mayor.
- 2) Una vez concretados los sobrecostos, los inversionistas pueden presentar demandas contra la Nación (en la actualidad ya hay varias), pretendiendo que indemnice los perjuicios sufridos como consecuencia de los sobrecostos que tuvieron que asumir porque los proyectos no eran ambiental, técnica y económicamente viables al momento de ser propuestos vía convocatoria.

Igualmente, la CGR, hace relación a los “Proyectos retrasados”,



manifestando que al analizar el estado de las convocatorias de la UPME desde 2005, encontró que entre el año 2010 y diciembre de 2017 se han propuesto 25 proyectos de transmisión con una longitud de 1.469 kilómetros que debieron entrar en operación en las fechas inicialmente previstas. Sin embargo, de esos 25 proyectos propuestos, 16 (con una longitud de 1.465 kilómetros) han tenido retrasos. Concluyendo que los proyectos que han entrado a tiempo (en la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los Proyectos, determinada en los DSI), han sido aquellos que se desarrollan dentro de subestaciones existentes o que tienen una longitud muy pequeña.

Todo lo anterior, nos permite concluir junto con este ente de control, que:

Pese a los esfuerzos de las autoridades que componen el sector eléctrico, en los proyectos de Transmisión en los últimos años se han presentado notables dificultades para los inversionistas adjudicatarios de las Convocatorias UPME, los cuales han acarreado mayores inversiones y retrasos en la fecha de entrada en operación, que han impactado el Sistema de Transmisión Nacional con restricciones. (Contraloría General de la República, 2018)

Sin embargo, en la práctica se pone de manifiesto que sustentar una solicitud de ampliación de plazo para las empresas de transmisión, se convierte en un verdadero reto, pues considerando que al momento de analizar la viabilidad del proyecto y de su incorporación en el Plan de Expansión del STN, no se tienen en cuenta los posibles inconvenientes que en materia ambiental, predial, de relacionamiento con comunidades, entre otras, se encuentran los inversionistas, la sustentación de las



causales de ampliación se convierte en un desafío probatorio de mayor envergadura.

En algunos Proyectos, la reducción del plazo para la ejecución del mismo, con respecto a la primera publicación realizada por la UPME ha llegado a ser de 92 días calendario, debido a que mediante dos Adendas, la UPME prorrogó la fecha de presentación de las ofertas; en otras convocatorias, con respecto a la primera publicación, la reducción del plazo para la ejecución del Proyecto llegó a ser de 66 días calendario, ya que mediante dos Adendas y una resolución se modificó el plazo para la presentación de ofertas. Sin embargo, con relación a los DSI, lo preocupante es que, vencido el plazo establecido en estos para expedir Adendas, la UPME creó una forma no establecida en los mismos, para hacer modificaciones posteriores, así:

En el numeral 1.1 -Términos y Expresiones-, de los DSI se define el término “Adenda” en el siguiente sentido: *“son todas las comunicaciones emitidas por la UPME, por escrito, durante el Proceso de Selección, con el fin de modificar el contenido de cualquiera de los Documentos de Selección del Inversionista, y/o cualquiera de los Anexos que forman parte de la presente Convocatoria Pública. En la respectiva Adenda la UPME indicará a cuál de los documentos de la Convocatoria Pública se hace referencia. La Adenda, una vez publicada, formará parte de los documentos de la presente Convocatoria Pública”*. (negritas fuera de texto) (Documento de Selección del Inversionista-UPME)



El numeral 3.9 -Adendas- de los DSI, señala: **“Si la UPME, considera necesario modificar los Documentos de Selección del Inversionista, emitirá una Adenda,** a tal efecto, que será comunicada a través de la página WEB, o a través de carta o correo electrónico dirigido a sus Representantes Autorizados.

Las Adendas formarán parte integrante de estos Documentos de Selección del Inversionista y serán, en consecuencia, vinculantes para todos los Interesados y Proponentes.

En el numeral 4 de los DSI de todas las Convocatorias Públicas, la misma UPME establece un “CRONOGRAMA DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA”, señalando, que dicho cronograma es con fundamento en el cual se desarrollará la Convocatoria Pública. Expresa, además: **“En el evento de que la UPME decida modificar alguna de estas fechas, expedirá la correspondiente Adenda.”** (negrilla fuera de texto)

Lo anterior, nos permite comprobar cómo la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, desconoce sus propios documentos y sin justificación alguna, crea procedimientos por fuera de los mismos, mediante los cuales toma decisiones que afectan a los Proponentes, violando el Principio de la confianza legítima, el cual



supone que las actuaciones administrativas deben atender la coherencia propia de las conductas precedentes, de tal manera que ni los actos administrativos ni operaciones u omisiones de la administración pueden controvertir las expectativas que del comportamiento antecedente hayan derivado en la creencia en la estabilidad de las situaciones jurídicas que bajo su amparo hayan acaecido, en favor de los ciudadanos. Ello significa, que tanto para los particulares como para la administración pública, la buena fe es un principio exigible, y de contera la confianza legítima, los cuales suponen que la actuación de la administración necesariamente estará orientada al cumplimiento de los fines estatales, más allá de la mera legalidad o el beneficio propio, y que actuará en el marco de las competencias que le son propias (Bonfante, 2015). A su vez de acuerdo con lo expresado por el Consejo de Estado,

Cuando el Estado-Legislador crea expectativas legítimas o estados de confianza – situaciones jurídicamente protegidas (dispositivo amplificador del espectro de la responsabilidad estatal)- y las defrauda -razones de imputación-, evento en el cual las víctimas pueden reclamar en reparación directa. (Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo, 2015)

En el anterior sentido resulta claro que cuando el Estado a través de una instrucción, disposición o pronunciamiento, genera una expectativa legal y legítima que se traduce en la configuración de un estado de confianza frente a quien se dirige, en virtud de un proceder inequívoco y en ocasiones constante, debe garantizar el



reconocimiento a que haya lugar en virtud de la expectativa o confianza generada. El Estado en virtud de su posición dominante, no puede incurrir en comportamientos irreflexivos e irresponsables encaminados a defraudar esas expectativas legítimas o estados de confianza configurados, so pena de tener que reparar el daño antijurídico causado con su actuar. En el anterior sentido el Consejo de Estado ha precisado:

De acuerdo con lo anterior es posible afirmar que no surge una obligación de reparación de un daño imputable al Estado, cuando hay inexistencia del derecho -comprendidas incluso las situaciones consolidadas-, de expectativas legítimas o de estados de confianza, pues esta ausencia impide que surja un daño antijurídico; en otras palabras, si bien el daño es el presupuesto de la declaratoria de responsabilidad, los derechos adquiridos, las expectativas legítimas y los estados de confianza son el presupuesto de existencia del daño, ya que la configuración de este depende de la lesión a un interés protegido ex ante por la ley o amparado por el principio de la confianza legítima. En suma, el daño es al juicio de responsabilidad lo que el derecho subjetivo, las expectativas legítimas o los estados de confianza son al daño (Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo, 2015)

Cuando se ha solicitado al MME que reconozca el término en el que la UPME reduce los tiempos de ejecución de los proyectos por el aplazamiento de la fecha de presentación de las ofertas sin que se modifique la FOPOP, aunque reconoce la obligación reglamentaria que existe para ciertas empresas de Transmisión de presentar oferta en todas las convocatorias, señala que las Empresas no están obligadas a adelantar los proyectos, pues su participación es de competencia con los demás



oferentes, algo que no es comprensible, pues independiente de si alguna de las empresas de transmisión está o no en competencia, la UPME nunca aclara las razones de estas modificaciones en las Adendas y hoy en resoluciones reduce el plazo de ejecución de los proyectos, por actos de autoridad, desconociendo sus propias reglas y plazos para hacerlo, lo cual no está consagrado ni en las normas aplicables a estos procesos de convocatoria ni en los mismos DSI. Sobre este hecho, que a todas luces resulta imprevisible e irresistible para el Transmisor, el MME presenta argumentos de justificación, tales como:

Ahora bien, en cuanto a la modificación del cronograma realizada por la UPME a través de la Resolución 848 de 2014, si bien se efectuó con posterioridad a la fecha establecida para las Adendas a los DSI, 4 de diciembre de 2014, no se configura ninguna arbitrariedad porque la misma, como se indica, era para Adendas y la modificación fue realizada a través de un Acto Administrativo motivado y amparado en lo establecido en la Resolución 18024 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, que señala en su artículo 13, parágrafo 1º: *“El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue podrá suspender y/o posponer la audiencia de selección cuando así lo considere necesario”*. (Ministerio de Minas y Energía. 2018. Res 40897)

Concluye entonces el MME, que no concurren los elementos para la configuración de Fuerza Mayor. No obstante, al revisar la norma citada por el MME, es preciso anotar que el Parágrafo 1 del artículo 13 de la Resolución MME 18 0924 del 15 de agosto de 2003, hace referencia, como lo señala en MME a la Selección, específicamente a la audiencia de selección, no a la fecha de presentación de las



ofertas y su afectación frente a la FOPOP.

En este mismo sentido, como consta en la Resolución 4 1000 del 1 de octubre de 2018, el MME al requerir concepto de la UPME sobre la solicitud de ampliación de plazo del Proyecto UPME- 05-2014, manifestó:

En cuanto a la reducción del plazo de ejecución, por ajustes a la fecha de audiencia de adjudicación, se debe indicar que es una facultad de la UPME y los mismos están previstos en el proceso de la Convocatoria. Así mismo las condiciones de Adjudicación y Fecha de Puesta en Servicio eran conocidas desde antes de la Audiencia misma y fueron aceptadas por ISA con la presentación de la propuesta para la referida Convocatoria, por lo cual, no es procedente otorgar los sesenta y seis (66) días solicitados (Ministerio de Minas y Energía, 2018. Res:41000)

Como puede verse, la UPME se refugia en una facultad que está dada para la fijación de la fecha de la Audiencia de Adjudicación, no para la presentación de las Ofertas, sin justificación o responsabilidad alguna y lo que es más grave, contesta desconociendo la obligatoriedad regulatoria que pesa sobre ISA, quien como se ha dicho en varias ocasiones, no puede elegir si acepta o no las condiciones establecidas por la UPME para la presentación de las ofertas y para la ejecución de los proyectos, ni los cambios que realiza, puesto que contrario a lo que pretende hacer ver la UPME, para ISA el hecho de presentar oferta no significa lo mismo que para los otros proponentes, ISA no tiene cómo determinar si los cambios que la Unidad implemente,



en relación a acortar la fecha de ejecución de los Proyectos, y demás disposiciones, le convienen o no para presentar la oferta correspondiente, ISA tiene que presentar oferta so pena de incurrir en un incumplimiento regulatorio, con las consecuencias que ello puede acarrearle.

#### **2.4 La realidad colombiana de las Autoridades Locales, frente a la ejecución de un Proyecto del Plan de Expansión del STN.**

En este numeral se pretende evidenciar lo que sucede en el país frente a la ejecución de los Proyectos de Transmisión a cargo del MME y de la UPME y la falta de coordinación con los entes territoriales y los Planes de Ordenamiento Territorial (POT), lo cual además de generar retrasos en la ejecución de los Proyectos, genera mayores costos y se ha convertido en una fuente de controversias, poniendo en riesgo un servicio esencial para las comunidades, como es el de la transmisión de energía, anteponiendo intereses particulares, generalmente electorales, de la autoridad local del turno.

Como antecedente, enunciaré las normas que permiten a las Empresas Transmisoras confiar que las autoridades regionales van a colaborar con la ejecución de los proyectos y que su papel no va a ser convertirse en un obstáculo en la ejecución de estos.



El artículo 26 de la Ley 142 de 1994, establece:

“**Permisos municipales.** En cada municipio, quienes prestan servicios públicos estarán sujetos a las normas generales sobre la planeación urbana, la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas; y las autoridades pueden exigirles garantías adecuadas a los riesgos que creen.

**Los municipios deben permitir la instalación permanente de redes destinadas a las actividades de empresas de servicios públicos, o a la provisión de los mismos bienes y servicios que estas proporcionan, en la parte subterránea de las vías, puentes, ejidos, andenes y otros bienes de uso público.** Las empresas serán, en todo caso, responsables por todos los daños y perjuicios que causen por la deficiente construcción u operación de sus redes.

**Las autoridades municipales en ningún caso podrán negar o condicionar a las empresas de servicios públicos las licencias o permisos para cuya expedición fueren competentes conforme a la ley, por razones que hayan debido ser consideradas por otras autoridades competentes para el otorgamiento de permisos, licencias o concesiones, ni para favorecer monopolios o limitar la competencia.”** (Negrillas fuera de texto)

El artículo 56 de la Ley 142 de 1994, dispone:

**Declárase de utilidad pública e interés social la ejecución de obras para prestar los servicios públicos y la adquisición de espacios suficientes para**



garantizar la protección de las instalaciones respectivas. Con ambos propósitos podrán expropiarse bienes inmuebles.” (Negrilla fuera de texto)

El artículo 57, ibidem.

**Facultad de imponer servidumbres, hacer ocupaciones temporales y remover obstáculos, señala: Cuando sea necesario para prestar los servicios públicos, las empresas podrán pasar por predios ajenos, por vía aérea, subterránea o superficial, las líneas, cables o tuberías necesarias;** ocupar temporalmente las zonas que requieran en esos predios; remover los cultivos y los obstáculos de toda clase que se encuentren en ellos; transitar, adelantar las obras y ejercer vigilancia en ellos; **y, en general, realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar el servicio.** El propietario del predio afectado tendrá derecho a indemnización de acuerdo a los términos establecidos en la Ley 56 de 1981, de las incomodidades y perjuicios que ello le ocasione.

**Las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica y gas combustible, conducciones de acueducto, alcantarillado y redes telefónicas, podrán atravesar los ríos, caudales, líneas férreas, puentes, calles, caminos y cruzar acueductos, oleoductos, y otras líneas de conducción.** La empresa interesada, solicitará el permiso a la entidad pública correspondiente; si no hubiere ley expresa que indique quien debe otorgarlo, lo hará el municipio en el que se encuentra el obstáculo que se pretenda atravesar.” (Negrillas fuera de texto)

No obstante lo anterior, en el Proyecto (UPME 02-2008), se presentó un evento inesperado, que puso de manifiesto, el poder que pueden tener las Autoridades Públicas Locales para impedir que un proyecto se ejecute de acuerdo a lo definido en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión y en las especificaciones técnicas



establecidas en los DSI definidas por la UPME y a su vez que prime lo dispuesto por ejemplo en el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de Cartagena para aquella época, obligando a que un proyecto que podía ser construido conforme al diseño inicial previsto (técnica convencional), tuviese que ser modificado en virtud de ese POT vigente para ser construido bajo el esquema de redes subterráneas, las cuales representan un costo superior entre el 15 o 20% más que las redes convencionales. Exigencia que se dio sin tomar en consideración los impactos tarifarios y los riesgos de retraso en la ejecución de este, en un momento muy crítico para la historia de Cartagena y del país en general (**Ver Literal G Anexo Casuístico**).

Los Planes de Ordenamiento Territorial – POT, en algunos casos han representado dificultades de carácter transversal para la ejecución de los Proyectos del Plan de Expansión, por su falta de claridad sobre las posibilidades y restricciones para la construcción de las redes eléctricas, toda vez que no hay criterios que orienten a las oficinas de planeación de los entes territoriales en la definición de los POT en cuanto al desarrollo de infraestructura de servicios públicos. (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Para concluir vale la pena indicar que:

- La formulación del Plan de Expansión de la Transmisión exige estudios juiciosos y detallados con respecto a las condiciones de ejecución de los



Proyectos y una concertación con las diferentes autoridades involucradas en el proceso de ejecución de dichos proyectos: (MME, ANLA, UPME, CREG, ICANH, CARS, MADS, MININTERIOR, ENTES TERRITORIALES, COMUNIDADES, etc.).

- No resulta razonable que las empresas transmisoras que se acogen a la ejecución de los proyectos de convocatoria pública, basados en una interpretación acomodada del artículo 85 de la Ley 142 de 1994, tengan que asumir cualquier imprevisto o riesgo que se presente en relación con la ejecución del Proyecto, pues como lo señaló la CGR<sup>4</sup>:
- No es posible, en ningún caso, trasladarle a un particular, colaborador del Estado, riesgos que por su naturaleza son imprevisibles; es decir, que ni siquiera en el más juicioso análisis de las condiciones particulares del proyecto objeto de convocatoria hubieran podido identificarse. Es claro que cuando la Ley 142 de 1994 habla de riesgos inherentes, se refiere en todo caso a riesgos propios o previsibles.
- No obstante existir un procedimiento, soportado en normas superiores, claras para un Proyecto de utilidad pública e interés social, estas pueden ser desconocidas por otras autoridades, que, aunque deben respetarlas, las desconocen y son las empresas ejecutoras



de los Proyectos las que al final deben asumir las consecuencias económicas de estas decisiones.

- Existe una falta de coordinación y complementación entre los diferentes entes que intervienen en las diferentes fases de construcción del Proyecto, para lograr que efectivamente el bien común prevalezca, pues lo cierto es que cada proyecto cuya ejecución se acomete por un Transmisor (Inversionista), está sujeto a una serie de particularidades y contradicciones, que afectan su ejecución, en tiempos, costos, riesgos, etc., con el consecuente desgaste para dichos inversionistas, para las comunidades impactadas y para el sistema eléctrico en general, cuando lo que debiese primar es el trabajo conjunto en pro del bien común y del interés general.
- Existen particularidades para algunos agentes, como sucede con INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A E.S.P., quien, por disposición regulatoria, basada en una interpretación muy particular de la CREG está obligada a presentar oferta en todos los procesos de convocatoria pública que adelante la UPME, independientemente de si tiene interés o no o si el negocio es financieramente atractivo o no.
- Los Documentos de Selección del Inversionista (DSI), no obstante, como lo define la misma UPME, constituyen **las reglas** que deben ser observadas en las Convocatorias Públicas, pero la misma entidad las desconoce, sin que haya



consecuencias por ello, toda vez que cuando se solicita al MME modificación de la Fecha Oficial de Puesta en Operación, por el hecho de modificar la fecha prevista para la entrega de las ofertas, el MME no lo concede, argumentando que la UPME está en ejercicio de sus facultades, las cuales como se demostró en párrafos precedentes, no son para la presentación de las Ofertas, sino para lo que corresponde a la audiencia de apertura de las mismas, extralimitando de esta manera dichas facultades.



**CAPÍTULO III**

**VIABILIDAD JURÍDICA DE LA SOLICITUD DE AMPLIACIÓN  
DEL PLAZO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE UN  
PROYECTO DE TRANSMISIÓN, ANTE LA UPME Y EL  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**Sumario**

(3.1) El fundamento Normativo (3.2) El fundamento factico (3.3) Prevención y mitigación del daño antijuridico.

Las solicitudes de ampliación de plazo de proyectos de transmisión de energía en Colombia, considerando la casuística y particularidad de cada proyecto, se integra a partir del marco normativo que regula los diferentes trámites y requisitos necesarios para su viabilidad y a su vez de los hechos que son válidos para tramitar dicha solicitud de acuerdo con lo determinado por el MME. A continuación, se enunciará el marco normativo y los hechos que soportan una solicitud de ampliación de plazo.

**3.1 El Fundamento Normativo.**

Con relación al fundamento normativo para sustentar una solicitud de



ampliación de FOPOP y conforme a lo expresado previamente, a continuación, se hará un recuento de todas aquellas disposiciones legales, regulatorias, guías, manuales administrativos, que sirven de soporte jurídico a la solicitud de ampliación de plazo y modificación de la FOPOP.

**a. Presentación de Solicitud de ampliación de plazo de la FOPOP.** A La

misma se soporta en las siguientes disposiciones:

- Constitución Política – Derecho de Petición (artículo 23)
- Resolución MME 18 0924 del 15 de Agosto 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 - Artículo 16 - Modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto.
- Resolución CREG 093 de 2007 – Por la cual se modifica parcialmente el artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001 -, artículo 3 -Modificación del numeral IV del literal  
b) del artículo 4° de la Resolución CREG 022 de 2001-.
- Ley 143 de 1994 -Ley Eléctrica-, art. 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los



proyectos.

- Documentos de Selección del Inversionista: - Eventos de Incumplimiento – Salvedad establecida para los casos de incumplimiento, cuando antes del vencimiento de la FOPOP, el Transmisor: (i) haya prorrogado la vigencia de la garantía, (ii) haya informado al ASIC una nueva fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión por circunstancias distintas a los atrasos por fuerza mayor, alteración del orden público acreditada por la autoridad competente, demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del Transmisor y de su debida diligencia y (iii) se haya comprometido a pagar incondicionalmente la facturación que emita el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 8.3.8. de los Documentos de Selección.
- Documentos de Selección del Inversionista: -Prórrogas en la Fecha Oficial de Puesta en Operación del Proyecto – Capítulo 9, o aquel que haga sus veces.
- Plan de Expansión Definido por la UPME y vigente para el periodo correspondiente.
- Circular 9 037 del 15 de octubre de 2014, expedida por le MME, - Términos Presentación Documentación y Concepto Técnico para Modificación Fecha de Puesta en Operación – FPO de Proyectos Asignados por Convocatorias UPME. – (mínimo 2 meses de anticipación



a la FOPOP)

Adicional a lo anterior, la Solicitud de ampliación de la FOPOP debe versar sobre alguna de las causales previstas en el numeral **1.1.2.3.2.** y en ese sentido el fundamento jurídico de cada causal de describe a continuación:

- a.** Fundamento normativo y jurisprudencial de las causales para solicitar la ampliación de la Fecha Oficial de puesta en Operación:

Fuerza Mayor.

- Ley 95 de 1890: Art. 1- Artículo 64 del Código Civil- Fuerza Mayor o caso fortuito.
- Corte Suprema de Justicia: Sentencia del 29 de abril de 2005, Expediente No. 0829-92, Magistrado Ponente Carlos Ignacio Jaramillo. Hechos que constituyen fuerza mayor.
- Corte Suprema de Justicia- Sala de Casación Civil: Sentencia del 16 de junio de 2015, SC16932-2015, Magistrado Ponente Álvaro Fernando García Restrepo.
- Consejo de Estado: Sentencia del 16 de marzo de 2000, Expediente 11.670. M.P. Martiniano Rojas y otros.
- Consejo de Estado: Sentencia del 10 de noviembre de 2005, Expediente 14392



M.P. Alier Eduardo Hernández Enríquez.

- Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo – Sección Tercera.

Expediente 63001 23 31 000 2004 00848 01 (40868) de 2019. 2019-05-30.

- Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección B, sentencia de 10 de marzo de 2011, Exp. 18.829, M.P.: Ruth Stella Correa Palacio.
- Corte Constitucional: Sentencia SU 449 del 22 de agosto de 2016.  
Magistrado Ponente Jorge Ignacio Pretelt Chaljub

Licenciamiento Ambiental.

### **Generalidades**

- Ley 1755 del 30 de junio de 2015, por medio de la cual se regula el Derecho Fundamental de Petición y se sustituye un título del CPACA. Artículo 17. - Peticiones incompletas y desistimiento tácito-.
- Resolución MME 18 1313 del 2 de diciembre 2003, - Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del SIN -. Artículo 3° - De los criterios para la elaboración de los planes de expansión del SIN-.
- Decreto 1076 de 2015. - Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible (Art. 2.2.2.3.6.1 - De la evaluación del DAA-, numeral 1)



- Resolución 324 del 17 de marzo de 2015 - Por la cual se fijan las tarifas para el cobro de los servicios de evaluación y seguimiento de licencias, permisos, concesiones, autorizaciones y demás instrumentos y control y manejo ambiental y se dictan otras disposiciones – Artículo 10  
-Procedimiento de cobro por el servicio de evaluación-.
- Resolución 1978 del 2 de noviembre de 2018 – Por la cual se modifica la Resolución 0324 de 2015 y se dictan otras disposiciones-. Artículo 5° - Por la cual se modifica el artículo 10 de la Resolución 0324 de 2015-. Art. 11 – Régimen de transición.
- Bitácora Ambiental, donde se llevan todos los trámites Ambientales, tengan retrasos o no, se diligencian tiempos de respuesta y sirve para búsqueda de información (pruebas) y para revisar los tiempos de respuesta.

#### **Estudios Ambientales (DAA – EIA)**

- Decreto 1076 de 2015. - Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Art. 2.2.2.3.6.1 – De la evaluación del DAA-, numeral 2), Art.2.2.2.3.5.1. -Del estudio de impacto ambiental (EIA), Art. 2.2.2.3.6.3 – De la evaluación del estudio de impacto ambiental.
- Manual de Evaluación de los Estudios Ambientales.



- ABC del Licenciamiento Ambiental. Paso a Paso para la presentación de DAA, Solicitud de Licencia Ambiental o modificación de Instrumento de Manejo Ambiental actualizado”, expedido por la ANLA. (Pasos 4, 5, 6 y 7)
- Actos Administrativos del MADS y de las CARS que intervengan, según el área de influencia del Proyecto de acuerdo con su ubicación y recorrido.

### **Arqueología-ICANH**

- Ley 1185 de 2008 Artículo 11 numeral 1.4.
- Guía de Presentación de Solicitudes para Autorización de Intervenciones Sobre el Patrimonio Arqueológico” del ICANH y lo establecido en la página web del mismo <https://www.icanh.gov.co/index.php?idcategoria=5350>.
- Decreto 138 del 6 de febrero de 2019, por el cual se modifica la Parte VI “Patrimonio Arqueológico” del Decreto 1080 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Cultura. Artículo 2.6.4.3 – Autorización de intervención sobre el patrimonio arqueológico-, 2.6.5.4 – Registro-, 2.6.5.6. -Fase de aprobación del Plan de Manejo Arqueológico – Parágrafo.

### **Consulta Previa.**

- Convenio 169 de la OIT de 1989, ratificado y adoptado en la legislación colombiana mediante la Ley 21 de 1991 (Consulta Previa).
- Ley 99 de 1993, artículo 76. -De las comunidades Indígenas y Negras-.



- Ley 1757 del 06 de julio de 2015, por la cual se dictan disposiciones en materia de promoción y protección del derecho a la participación democrática.
- Decreto 1320 de 1998, reglamenta la Consulta Previa en materia de explotación de recursos naturales en territorios étnicos.
- Decreto 1076 de 2015, artículo 2.2.2.3.3.3 – Participación de las comunidades-.
- Directiva Presidencial 010 del 7 de noviembre de 2013, -Guía para la realización de Consulta Previa-, tomada como un protocolo para coordinar interinstitucionalmente la garantía del derecho fundamental de Consulta Previa.
- ABC de la Consulta Previa expedida por el Ministerio del Interior. Cartilla\_DCP\_2018
- Directiva Presidencial No. 08 del 9 de septiembre de 2020 – Guía para la Realización de Consulta Previa -. La DANCP, como principal responsable de los procesos de consulta previa y las demás entidades de la Rama Ejecutiva del orden nacional, llamadas a intervenir en los diferentes procesos de Consulta Previa, estarán sujetas a las directrices que en esta Directiva se imparten.
- Ley 1437 de 2011-CPACA, artículo 14 -Términos para resolver las distintas modalidades de peticiones-, Artículo 66 -Deber de notificación de los actos administrativos de carácter particular y concreto-, artículo 67 -Notificación Personal- artículo 68 –Citaciones para notificación personal-, artículo 69 - Notificación por aviso-, artículo 72 –Falta o irregularidad de las notificaciones y notificaciones por conducta concluyente-, Artículo 74 –Recursos contra los actos



administrativos-, artículo 76 -Oportunidad y presentación-, artículo 79 –Trámite de los recursos y pruebas-, artículo 80 - Decisión del recurso -, artículo 83 -Silencio negativo-, Artículo 86 -Silencio administrativo en recursos-, artículo 87 -Firmeza de los actos administrativos-.

- Sentencia T-011 del 14 de enero de 2011, Corte Constitucional, M.P. María Victoria Calle Correa, Expediente T2726419.
- Sentencia SU-123 del 15 de noviembre de 2018, Corte Constitucional. MP. Alberto Rojas Ríos y Rodrigo Uprimy Yépes, Expediente T-4,926682.
- Sentencia C-053 del 13 de febrero de 2019. Corte Constitucional. Magistrada Sustanciadora: Cristina Pardo Schlesinger.

### **Gestión Predial.**

- Ley 56 de 1981 – Por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación eléctrica, y acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras -, artículo 28. (Sentencia Corte Constitucional - C-831 de 2007
- Decreto 1575 de 2011: por el cual se establece el procedimiento de amparo policivo para las Empresas de Servicios Públicos y se dictan otras disposiciones.
- Ley 1564 de 2012 CGP, artículo 117 – Perentoriedad de los términos y oportunidades procesales -, Artículo 118 – Cómputo de términos -, Artículo 291 – Prácticas de la notificación personal-, 292 – Notificación por aviso -, Artículo 301



– Notificación por conducta concluyente-

- Bitácora Predial de Imposición de Servidumbres: Es el informe de imposiciones que lleva el contratista encargado de las Imposiciones de servidumbre, (contiene todo el detalle).

### **Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social. (DUPIS)**

- Ley 143 de 1994, artículo 5°.
- Ley 56 de 1981, artículos 16, 17 y 18.
- Decreto Reglamentario 2444 del 05 de noviembre de 2013 – Por el cual se reglamentan los artículos 9° y 17 de la Ley 56 de 1981 y se adoptan otras disposiciones.
- Ley 142 de 1994, artículo 8°- Competencia de la Nación para la prestación de los servicios públicos - numeral 8.3, artículo 33 – Facultades especiales por la prestación de servicios públicos -, artículo 56 –Declaratoria de utilidad pública e interés social para la prestación de servicios públicos.

### **3.2 El Fundamento fáctico.**

A lo largo de este escrito se ha hecho un recuento general de todos aquellos

eventos que impactan la ejecución de los proyectos de transmisión de energía y ocasionan de manera inevitable y constante que los Transmisores deban acudir ante el MME para solicitar la ampliación de la FOPOP con las implicaciones que ello tiene. A continuación, haré un recuento esquemático de todos esos hechos y causas comunes que ocasionan el atraso en los proyectos:

**Causales de solicitud de ampliación de plazo:**



## Fuerza Mayor – Caso Fortuito



### Hechos comunes constitutivos de Fuerza Mayor:

- Modificación de la fecha de entrega de las ofertas sin modificar la FOPOP, partiendo del hecho de que existe la obligatoriedad para algunos Transmisores de presentarse a todas las convocatorias sin tener la opción de declinar la presentación de oferta si es contraria a sus intereses.
- Modificación en la ubicación Subestaciones por exigencia de las autoridades o comunidades.
- Tiempos para dar trámite a Imposiciones de servidumbre (acta de entrega anticipada del predio) y amparos policivos (ver carta CECO)

### 3.2.1 Demoras en la Expedición de la Licencia Ambiental, Originadas en Hechos Fuera del Control del Transmisor.

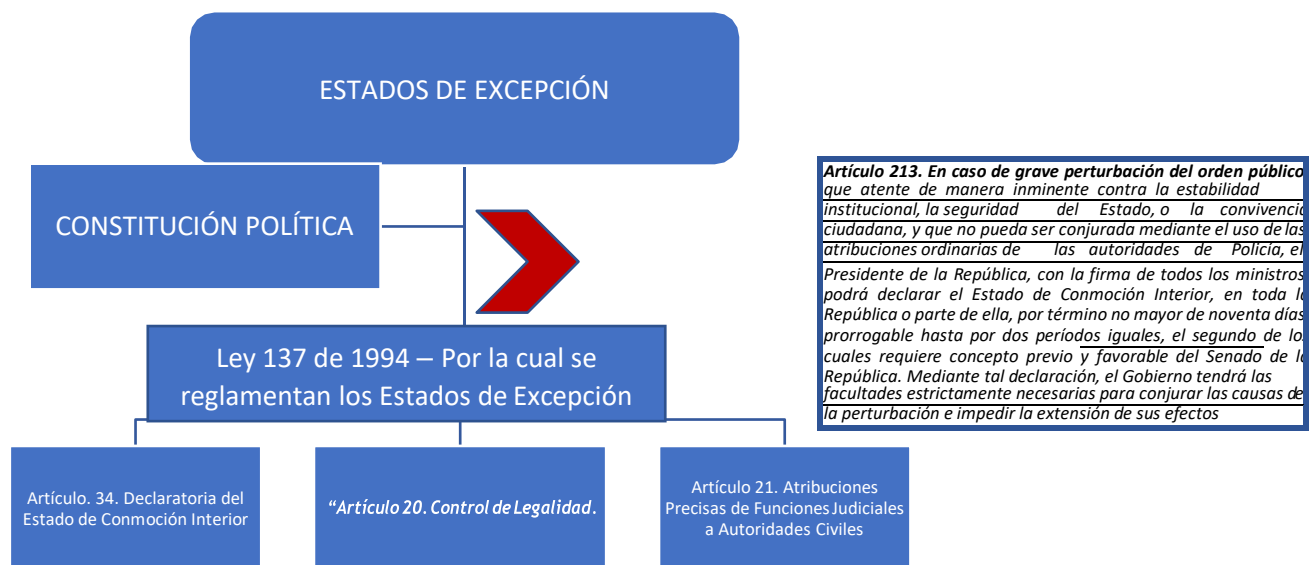


Hechos comunes de atrasos en los trámites de licenciamiento ambiental:

- Retraso en los tiempos de pronunciamiento de las Autoridades Ambientales y demás autoridades que intervienen en el proceso de licenciamiento.
- Oposición o cambios impulsados por las comunidades afectadas por el Proyecto.
- Cambios de normatividad y vacíos en la normatividad aplicable a las diferentes actividades necesarias para el licenciamiento ambiental.
- Cambio en las decisiones tomadas por las Autoridades Ambientales, que afectan la ejecución de las actividades de licenciamiento.

- Contradicción y falta de coordinación entre las diferentes autoridades intervinientes, tanto en el proceso de licenciamiento ambiental como entre estas y las encargadas del proyecto de convocatoria.

### Alteración del Orden Público



### Hechos comunes por alteración de orden público:

- Paros transporte, que implican no poder llevar a cabo los trámites ambientales.
- Movilizaciones sociales, camioneros, agrícolas, comunidades étnicas y no étnicas.
- Conflicto armado: Campos minados, enfrentamientos con la fuerza pública que pongan en riesgo la seguridad de las personas.

Todo lo descrito hasta aquí en el presente capítulo expresa aquello que debe observarse y tenerse en cuenta a la hora de soportar y radicar una solicitud de



ampliación de plazo de un proyecto de transmisión ante el MME, sin embargo debe precisarse que a nivel probatorio y dada la casuística que se presenta en los diferentes proyectos, es determinante dejar la trazabilidad y evidencia de los hechos que fundamentan las solicitudes de ampliación ya que son ellas las que evaluará el MME para decidir cuál es la afectación real en el plazo del proyecto y así conceder una extensión del mismo.

### **3.3 Prevención y Mitigación del Daño Antijurídico.**

Para efectos de dar alcance a este término “daño antijurídico” considero importante traer a colación lo expresado en el artículo 90 de nuestra Constitución, cuyo tenor literal expresa:

Artículo 90. El Estado responderá patrimonialmente por los daños antijurídicos que le sean imputables, causados por la acción o la omisión de las autoridades públicas. En el evento de ser condenado el Estado a la reparación patrimonial de uno de tales daños, que haya sido consecuencia de la conducta dolosa o gravemente culposa de un agente suyo, aquél deberá repetir contra éste.

De lo anterior puede colegirse que cuando hay una actuación injustificada de los diferentes organismos del estado de la cual se deriva un menoscabo o una lesión patrimonial o extrapatrimonial a un interés legítimo de una persona no está en la obligación de soportar dicha lesión, se debe asumir la responsabilidad por estos hechos y el Estado debe reparar la lesión o perjuicios causados.



Ahora en cuanto al término “prevención” el mismo puede describirse como una anticipación o forma de evitar que se presente o materialice determinada situación que en la mayoría de los casos puede no ser favorable para una o varias de las partes que pueden estar relacionadas o afectadas con la situación previsible evitada.

En el anterior sentido y haciendo referencia a la situación que viven los Transmisores y la afectación que desde el punto de vista patrimonial sufren en virtud a hechos que se escapan de su control y manejo, el Estado partiendo de la importante labor que ejecutan, la complejidad de los proyectos, la multiplicidad de trámites que deben agotarse para viabilizar una licencia ambiental, la problemática social y de orden público debería no restringir de manera a veces caprichosa la viabilidad de ampliación de plazo de proyectos y así evitar que se materialicen perjuicios económicos graves a los transmisores.

Ahora, considerando la afectación económica real que sufren los Transmisores y a las acciones legales que estos en algunas ocasiones han tenido que interponer para obligar al Estado a resarcir los perjuicios ocasionados con decisiones injustificadas que terminan afectando a su vez el correcto desempeño del sector energético y debida atención de la demanda en el país y las evidentes consecuencias que esto tiene para el Estado, la propuesta que actualmente está en curso es establecer unas mesas de concertación con el MME y la UPME para buscar mecanismos de mitigación al impacto que tiene en la ejecución de los proyectos todas las situación



enunciadas en el presente trabajo y así establecer fórmulas de acuerdo que logren minimizar la incertidumbre y la afectación que deben sobrellevar los Transmisores y a su vez que el Estado pueda cumplir con su misiva de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional y evitar los atrasos en los Proyectos de Transmisión que causen condiciones indeseadas de confiabilidad en el Sistema que limiten el suministro energía en el del país.

A manera de conclusión y conforme lo evidenciado previamente, la viabilidad jurídica de la solicitud de ampliación del plazo de un proyecto de transmisión abarca un marco regulatorio extenso y unas causales reducidas. Lo anterior implica que el soporte y sustentación de una solicitud de ampliación de la FOPOP se base en hechos debidamente probados que permitan al MME y a la UPME constatar que con ellos se ha generado una afectación irresistible para el Transmisor que ocasiona una imposibilidad de concluir la ejecución de los trabajos previstos en el Proyecto en los tiempos inicialmente acordados en el cronograma. No sobra decir que, en la realidad, la ejecución de los proyectos no siempre suponen la facilidad de demostrar con pruebas contundentes hechos que se materializan de manera circunstancial y que no permiten por su particularidad dejar una evidencia clara, salvo lo que las personas involucradas pueden manifestar, lo cual constituye uno de los grandes inconvenientes en la sustentación de este tipo de solicitudes de ampliación.



#### **4. Conclusiones.**

- Los Proyectos de Transmisión de Energía son de utilidad pública e interés social y esas características no pueden ser desconocidas por las autoridades o entidades que intervienen o se impactan con este tipo de Proyectos.

- El MME y la UPME definen la Fecha Oficial de Puesta en Operación de los Proyectos, sin considerar los procedimientos e intervención de las distintas autoridades que tienen relación con su ejecución, tales como la ANLA, el ICANH, el MADS, las Corporaciones Autónomas Regionales, las autoridades municipales como alcaldes, Secretarios de Gobierno e inspectores de policía, así como los jueces en los distintos ámbitos geográficos que comprenden las áreas de influencia de los proyectos.

- Los Proyectos de Transmisión están delimitados por una serie de normas y procedimientos que en principio buscan satisfacer unas necesidades y expectativas a futuro para la atención eficiente de la demanda de energía en el país, pero desafortunadamente se evidencia que no solo desde el marco regulatorio sino también desde la planeación se desconocen las realidades propias de la ejecución de un Proyecto de esta magnitud y a su vez las condiciones reales de los territorios que estos deben atravesar, lo cual se refleja en atrasos en el desarrollo de los mismos y un impacto real en la fecha de puesta



en operación prevista.

- Las autoridades que intervienen en el proceso de licenciamiento ambiental de los Proyectos de Expansión del STN, adelantados a partir de los procesos de Convocatorias Públicas de la UPME, carecen en ocasiones de procedimientos con términos claros y otras veces, existiendo la norma, las mismas autoridades se encargan de hacer reglamentaciones e interpretaciones, que se convierten en mayores cargas para las Empresas Transmisoras que los ejecutan, las cuales, no obstante adelantar las actividades conforme las normas vigentes aplicables, se ven en apuros para ejecutar los proyectos u obtener de la autoridad competente ampliaciones para la puesta en servicio de los Proyectos.

- La formulación del Plan de Expansión de la Transmisión exige estudios juiciosos y detallados con respecto a las condiciones de ejecución de los Proyectos y una concertación con las diferentes autoridades involucradas en el proceso de ejecución de dichos proyectos: (MME, ANLA, UPME, CREG, ICANH, CARS, MADS, MININTERIOR, ENTES TERRITORIALES, COMUNIDADES, etc.), lo cual si se llevara a cabo en debida forma permitiría que los proyectos se desarrollaran y ejecutaran de manera más eficiente y no se vieran truncados por falta de conocimiento sobre el impacto, alcance e importancia de los mismos en el entorno del desarrollo energético del país.



- Las Empresas de Transmisión que se acogen la ejecución de los proyectos de Convocatoria Pública, no tendrían que asumir, basados en una interpretación subjetiva del artículo 85 de la Ley 142 de 1994, cualquier imprevisto o riesgo que se presente en relación con la ejecución del Proyecto, ya que es precisamente la falta de coordinación y entendimiento entre los diferentes actores intervinientes en las diferentes fases de construcción de los Proyectos, lo que termina por afectar su ejecución, en cuanto a tiempos, costos, riesgos, etc., con el consecuente desgaste para los inversionistas, para las comunidades impactadas y para el sistema eléctrico en general, cuando lo que debiese primar es el trabajo conjunto en pro del bien común y del interés general.

- En las Convocatorias Públicas se ha creado un híbrido, plasmado en los DSI, a partir del cual se busca diluir la responsabilidad del Estado con fundamento en lo señalado en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994 y pretende asignarse toda la responsabilidad de la ejecución de los Proyectos al Adjudicatario, pero el Estado no puede eximirse de responsabilidad, desconociendo las obligaciones impuestas por la Constitución y la Ley y trasladar de manera genérica y amplia todos los riesgos de ejecución de los proyectos del Plan de Expansión al adjudicatario del mismo, ya que ello constituye un desconocimiento de sus obligaciones como responsable de los



finés inherentes a su condición de Estado.

- Los Transmisores sufren grandes afectaciones desde el punto de vista económico y reputacional por el hecho de que un proyecto no entre en operación en la fecha oficial de puesta en servicio, afectando con ello las relaciones de confianza que deben consolidarse con las comunidades y el desarrollo sostenible y la atención oportuna de la demanda energética de país.

- El fundamento normativo que soporta una solicitud de ampliación de plazo de un proyecto de transmisión de energía es extenso y diverso. Sin embargo, el reto permanente para los Transmisores radica en el hecho de sustentar las solicitudes de ampliación de plazo con elementos jurídicos y probatorios contundentes que logren persuadir al MME de su posición a veces irreflexiva de reconocer los días de ampliación solicitados y establecer criterios claros para dar trámite a estas solicitudes y que no dependan de los criterios subjetivos del responsable de turno para revisarlas y responderlas.

- La viabilidad jurídica de una solicitud de ampliación de la FOPOP, abarca un marco regulatorio extenso y un fundamento fáctico reducido, lo cual implica una carga mayor para los Transmisores a la hora de soportarla y sustentarla, partiendo del hecho de que no existen criterios claros que



determinen una forma correcta no solo de soportar los hechos acaecidos, sino las pruebas que los soportan y dejando con ello a la suerte la interpretación y trámite que de ella se haga por el MME.



## **Bibliografía**

Alcaldía de Cartagena. (2006). Decreto 063 de 2006. *Por medio del cual se*

*Adopta el macroproyecto Parque Distrital Ciénaga de la Virgen.*

Cartagena de Indias, Colombia.

ANLA, ISA INTERCOLOMBIA S.A E.S.P. (2016). Acta 071 de 2016. Bogotá D.C.

Bonfante, M. A. (2015). ¿Puede la defraudación de la confianza legítima

ser considerada un título autónomo de imputación de

responsabilidad del Estado? Bogotá D.C: Pontificia Universidad

Javeriana.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2001). Resolución 022 de 2001. Bogotá D.C.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2005). Aclaraciones a la

metodología de cálculo de la participación en el mercado para el sector

de energía eléctrica. Bogotá D.C: CREG.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2007). Resolución CREG 093 de 2007.

Bogotá D.C, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2007). Por medio de la cual



se expide la Resolución Única de Regulación del Sector Eléctrico.

*Garantía para la oficialización del ingreso anual esperado por la construcción de proyectos de expansión en el STN.* Obtenido de

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ee\\_8\\_5\\_6.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ee_8_5_6.htm)

m

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2007). Resolución 093 de

*2007. Por medio de la cual se expide la Resolución Única de*

*Regulación del Sector Eléctrico.* Obtenido de

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ee\\_8\\_5\\_7.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ee_8_5_7.htm)

m

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2015).

Comunicación Rdo.S-2015-004223 del 08.10.2015 . Bogotá

D.C.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2015).

Comunicación RDO: S-2015-004223 del 2015. Bogotá D.C,

Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2001). Resolución 022 de 2001 .  
*Artículo 30.*

Bogotá D.C: Gobierno de Colombia.



Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2002). Resolución 085 de 2002. *Artículo 1.*

Bogotá D.C, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (1998). Resolución No. 51 de 1998. *Por la cual se aprueban 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.*

Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1998-CREG051-98>

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (2007). Resolución CREG 093 de 2007. Bogotá D.C, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–. (1995). Resolución CREG 025 de 1995. *por medio del cual se establece el código de redes como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional.* Bogotá D.C.

Congreso de la República de Colombia. (1959). Ley 2 del 16 de diciembre de



1959. *Sobre la economía Forestal de la Nación y conservación de recursos*. Bogotá DC.

Congreso de la República de Colombia. (s.f.). Ley 56 de 1981. *por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación y transmisión de energía eléctrica, acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras*. Bogotá D.C.

Congreso de la República de Colombia. (1991). Ley 21 de 1991. *Por medio de la cual se aprueba el Convenio número 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, adoptado por la 76a. reunión de la Conferencia General de la O.I.T., Ginebra 1989 El convenio 169 de la OIT*. Bogotá D.C: OIT.

Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 136 de 1994. *Por la cual se dictan normas tendientes a modernizar la organización y el funcionamiento de los municipios*. Bogotá D.C, Colombia.

Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 142 de 1994. *por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. Bogotá D.C. Obtenido de



[http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html)

Congreso de la República de Colombia. (11 de julio de 1994). LEY 143 DE 1994. *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.* Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de [https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley\\_143\\_1994.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf)

Congreso de la República de Colombia. (2007). Ley 1150 de 2007. Bogotá D.C: Gaceta Oficial.

Congreso de la República de Colombia. (2011). Código de procedimiento administrativo y de lo contencioso administrativo. *Ley 1437 de 2011.* Bogotá D.C, Colombia: Legis.

Congreso de la República de Colombia. (2011). Código de procedimiento administrativo y de lo contencioso administrativo. Bogotá DC.

Congreso de la República de Colombia. (2015). Decreto 1076 de 2015 Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.



Bogotá D.C. Obtenido de

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>

Congreso de la República de Colombia. (2015). Ley 1755 de 2015. *Por medio de la cual se regula el Derecho Fundamental de Petición y se sustituye un título del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.* Bogotá D.C.

Congreso de la República de Colombia. (1991). Ley 21 del 04 de marzo de 1991. *por medio de la cual se aprueba el Convenio número 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, adoptado por la 76ª. reunión de la Conferencia General de la O.I.T., Ginebra 1989.* Bogotá D.C.

Congreso de la República de Colombia. (1993). Ley 99 de 1993, *por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones.* Bogotá D,C.

Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 143 del 11 de julio de



*1994. 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. Bogotá D.C.*

Congreso de la República de Colombia. (1996). Ley 286 del 03 de julio de 1996. *Por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142 y 143 de 1994 (sic) y la Ley 223 de 1995. Bogotá D.C.*

Congreso de la República de Colombia. (1997). Ley 400 del 19 de agosto de 1997. *por la cual se adoptan normas sobre Construcciones Sismo Resistentes. Bogotá D.C.*

Congreso de la República de Colombia. (2000). Ley 632 del 29 de diciembre de 2000. *por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142, 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996. Bogotá D.C.*

CONPES. (2011). Documento 3714. Bogotá D.C.

Consejo de Estado. (2012). Sentencia del 7 de noviembre de 2012. Bogotá D.C.

Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo. (2015).  
Sentencia del 31 de Agosto 2015. *Exp: 22637. Bogotá D.C.*

Consejo de Estado, Sección tercera. (2008). Sentencia del 26 de marzo de



2008. Bogotá D.C, Colombia: Consejo de Estado.

Contraloría General de la República. (2014). Concepto 80112 EE15354.

*RESPONSABILIDAD FISCAL. DETRIMENTO PATRIMONIAL.*

*FALTA DISCIPLINARIA.* Bogotá D.C,

Colombia. Obtenido de

<https://www.javeriana.edu.co/personales/hbermude/Novitas94/FileNovitas94/concepto80112ee15354.htm>

Contraloría General de la República. (2018). Esquema política pública

transmisión sector eléctrico. Bogotá D.C. Obtenido de

[https://www.contraloria.gov.co/contraloria/contralor-general?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_assetEntryId=1237853&\\_101\\_type=document&inheritRedirect=false&redirect=http](https://www.contraloria.gov.co/contraloria/contralor-general?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=1237853&_101_type=document&inheritRedirect=false&redirect=http)

Contraloría General de la República. (2018). Comunicado de prensa número 138 de 2018.

Bogotá D.C.

Contraloría General de la República. (2018). pronunciamiento sobre la política



pública en la expansión de energía eléctrica en Colombia. Bogotá D.C:  
CGR.

Convocatoria pública UPME. (2008). Concepto Interventoría, Proyecto el  
bosque. *Convocatoria pública UPME 2008*. Bogotá D.C.

Corte Constitucional de Colombia. (1995). Sentencia C-450/95.

*Magistrado Ponente Antonio Becerra Carbonell*. Bogotá D.C,  
Colombia. Obtenido de  
[https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1995/C-450-  
95.htm](https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1995/C-450-95.htm)

Corte Constitucional. (2000). Sentencia C-1436 del 2000. Bogotá D.C.

Corte Constitucional de Colombia. (1997). Sentencia C-075/97. *Magistrado*

*Ponente: Hernando Herrera Vergara*. Bogotá D.C, Colombia.  
Obtenido de [https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1997/C-  
075-97.htm](https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/1997/C-075-97.htm)

Corte Constitucional de Colombia. (2008). Sentencia C-1005 de 2008. Bogotá D.C.

Corte Constitucional de Colombia. (2008). Sentencia C-691/08.

Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de  
<https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2008/C-691->



08.htm

Corte Constitucional de Colombia. (2018). Sentencia SU123/18.

Bogotá D.C, Colombia. Corte Constitucional de Colombia. (2019).

Sentencia C-053 de 2019. Bogotá D.C.

Corte Constitucional de Colombia. (2019). Sentencia T-063 de 2019.

Bogotá D.C: Corte Constitucional de Colombia.

Corte Suprema de Justicia. (2012). Sentencia 2006-00537-01. Bogotá D.C.

Documento Selección del Inversionista. (2008). Anexo 1. Descripción Técnica del Proyecto.

*Convocatoria pública UPME.* Bogotá D.C.

García, N. P. (2014). VEINTE AÑOS DE LA LEY ELÉCTRICA (LEY 143 DE 1994).

*Ponencia presentada en el evento conmemorativo de los 20 años de vigencia de la Ley 142 de 1994.* Barranquilla: Universidad del Norte. Obtenido de <http://norapalomo.blogspot.com/2014/11/veinte-anos-de-la-ley-electrica-ley-143.html>

Instituto Colombiano de Antropología e Historia. (2020). Guía de presentación de solicitudes para autorización de intervención sobre el patrimonio arqueológico. Bogotá D.C: Gobierno de Colombia. Obtenido de



[https://www.icanh.gov.co/servicios\\_ciudadano/tramites\\_servicios/tramites\\_arqueologicos](https://www.icanh.gov.co/servicios_ciudadano/tramites_servicios/tramites_arqueologicos)

[/intervenciones\\_investigacion\\_20427/guia\\_presentacion\\_](#)

[solicitudes\\_20429](#) Jaramillo, J. T. (2007). Tratado de

Responsabilidad Civil. Bogotá D.C: Legis.

Londoño., A. F. (2015). Información Primaria Como Insumo Necesario

para la Valoración de Proyectos. Medellín, Colombia: Universidad

Pontificia Bolivariana.

Martínez, A. (2021). *Definición de riesgo*. Obtenido de

<https://conceptodefinicion.de/riesgo/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2012). Resolución 1526 de

2012 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Bogotá D.C.

Obtenido de [https://justiciaambientalcolombia.org/resolucion-1526-de-](https://justiciaambientalcolombia.org/resolucion-1526-de-2012-del-ministerio-de-ambiente-y-desarrollo-sostenible/)

[2012-del-ministerio-de-ambiente-y-desarrollo-sostenible/](https://justiciaambientalcolombia.org/resolucion-1526-de-2012-del-ministerio-de-ambiente-y-desarrollo-sostenible/)

Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2021). Evaluación

de Viabilidad de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal de Orden

Nacional. Bogotá D.C. Obtenido de

<https://www.minambiente.gov.co/index.php/tramites->



minambiente/evaluacion-de- sustraccion-en-areas-de-reserva-forestal

Ministerio de Minas y Energía. (2 de diciembre de 2002). Resolución MME 18-1313 de 2002. *Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.* Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía. (2002). Resolución MME No. 18 1313 del 02 de diciembre de 2002. *Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.* Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía. (2003). Resolución 18-0924 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 y Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.* Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía. (20 de Mayo de 2011). Resolución 180808. Bogotá D.C, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2013). Decreto 1258 de 2013. Bogotá D.C. Obtenido de



[https://www1.upme.gov.co/Documents/Decreto\\_1258\\_Junio\\_2013\\_Estructura.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/Decreto_1258_Junio_2013_Estructura.pdf)

Ministerio de Minas y Energía. (2013). Lineamientos para fortalecer la expansión del sistema de transmisión Nacional. Bogotá D.C.

Obtenido de

[https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Lineamientos\\_para\\_fortalecer\\_expansion\\_STN.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Lineamientos_para_fortalecer_expansion_STN.pdf)

Ministerio de minas y Energía. (2013). Resolución 024 de 2013. Bogotá D.C, Colombia.

Obtenido de

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b9f13fc31fbf26be05257b79006e4ba5/\\$FILE/Creg024-2013.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b9f13fc31fbf26be05257b79006e4ba5/$FILE/Creg024-2013.pdf)

Ministerio de Minas y Energía. (2014). Circular No 9037 de 2014. Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía. (2014). Términos presentación documentación y concepto técnico para modificación fecha de puesta en operación FPO de proyectos asignados. Bogotá D.C: MinMinas.

Ministerio de Minas y Energía. (2015). Resolución 40029 del 09 Enero de 2015. Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de



<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36352->

[Resoluci%C3%B3n-40029-09Ene2015.pdf](#)

Ministerio de Minas y Energía. (03 de Agosto de 2010). Oficio 2010038851. Bogotá D.C.

Ministerio de Minas y Energía, unidad de planeación minero - energética.

(2018). Convocatoria pública UPME. Bogotá D.C, Colombia.

Organización Internacional del Trabajo. (OIT). (1986). Convenio 169 de 1986.

Ginebra, Suiza: OIT.

Presidencia de la República de Colombia. (1997). Régimen de servicios

públicos domiciliarios. Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de

<https://sidn.ramajudicial.gov.co/SIDN/DOCTRINA/TABLAS%20DE>

[%20CONTENIDO%20Y%20TEXTOS%20COMPLETOS/344%20-](#)

[%20DERECHO%20ADMINISTRATIVO,%20PROCESAL%20ADM](#)

[INISTRATIVO,%20TRIBUTARIO/BELM-](#)

[15694\(R%C3%A9gimen%20de%20los%20servicios%20-](#)

[Colombia.\).pdf](#)

Presidencia de la República de Colombia. (2013). Directiva Presidencial N° 10

del 07 de noviembre 2013. *Guía metodológica para la realización*

*del proceso de consulta previa con comunidades étnicas.* Bogotá



D.C. Obtenido de <https://www.mininterior.gov.co/la-institucion/normatividad/directiva-presidencial-ndeg-10-del-07-de-noviembre-2013>

Presidencia de la República de Colombia. (2015). Decreto 1080 de 2015. Bogotá D.C.

Presidencia de la República de Colombia. (2015). Por medio del cual se expide el Decreto Único.

Bogotá D.C. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>

República de Colombia. (1991). Constitución Política de Colombia. *Artículo 208*. Bogotá D.C, Colombia: Leyer.

Sala plena Corte Constitucional de Colombia. (2016). Sentencia C-389 de 2016. Bogotá , Colombia.

Torres, G. C. (1998). Diccionario enciclopédico de Derecho. Medellín: Heliasta.

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–. (2019). Plan de expansión de referencia generación, transmisión 2019-2033. Bogotá D.C, Colombia. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24128710/Plan>



+GT+2019+- 2033\_SOLOTRANSMISION\_vdef.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–. (2017). Plan de referencia generación - Transmisión 2013-2027. Bogotá D.C.

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–. (2018). Resolución 372 de 2018. Bogotá D.C, Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–. (2017). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2017-2031. Bogotá D.C: UPME.

Viceministro de Minas y Energía. (2003). Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003. Bogotá D.C. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Otras.Resoluciones-2003-MME-180925>

## **ANEXO CASUÍSTICO DE HECHOS QUE EVIDENCIAN ATRASOS EN LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA**

### **A. Proyectos de Transmisión en los cuales se ha requerido la presentación de solicitudes de ampliación de plazo**

Proyecto	Nombre del proyecto	Fecha Puesta en Servicio Inicial	Ampl. Cerradas[Días]		Fecha Puesta en Servicio Aprobada	Ampliación de plazo en Solicitud		Fecha Puesta en Servicio Projectada
			Solic.	Aprob.		Días	PES	



SOSA	UPME 03-2016 Subestación San Antonio 230 kV y líneas de transmisión asociadas	30/06/2018	305	182	29/12/2018	115	23/04/2019	05/05/2019
CHUR	UPME 07-2013 Interconexión Chinú - Montería - Urabá 230kV	30/11/2016	984	789	28/01/2019			30/11/2018
COLI	UPME 06-2013 Interconexión Sabanalarga - Caracolí - Flores 220 kV	30/11/2016	817	440	13/02/2018			07/02/2018
CECO	UPME 05-2014 Interconexión Costa Caribe 500kV	31/08/2018	30	30	30/09/2018	1.039	04/08/2021	18/07/2020
SITU	UPME 03-2014 Interconexión Noroccidental 230/500 kV	31/08/2018	921	748	17/09/2020			17/09/2020
SOGA	UPME 04-2009 Conexión de la subestación Sogamoso al STN	30/06/2013	446	316	12/05/2014			21/08/2014
U208	Proy Conexión Sub El Bosque al STN	20/05/2011	365	-	20/05/2011			27/05/2013
U207	UPME 01-2007 Construcción 2 líneas de transmisión de un circuito a 500kV para conexión de Porce III	30/06/2010			30/06/2010			30/06/2010

(ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., 2021)

**B. Efectos de la Falta de regulación expresa en cuanto al Trámite de Levantamiento de Veda de carácter Nacional ante el MADS en el Plazo de Ejecución en los Proyectos de Transmisión.**

El 5 de octubre de 2016, se radicó ante el MADS una solicitud de Levantamiento



de Veda Nacional. El 19 de octubre del 2016, el MADS expidió el Auto, mediante el cual inició la evaluación administrativa ambiental para el trámite. Posteriormente, el MADS expidió el Auto mediante el cual requirió información adicional y otorgó noventa (90) días calendario, contados a partir de su ejecutoria, para aportarla, cuando ya se habían superado los 62 días hábiles señalados por el MADS en su sitio web. El 22 de febrero de 2017, se entregó la información adicional. Luego el MADS volvió a solicitar vía telefónica, información complementaria en dos (2) ocasiones, la cual fue entregada el 7 de abril de 2017 y el 18 de abril de 2017, respectivamente. Solo el 18 de abril de 2017, el MADS levantó de manera parcial la veda de especies de flora silvestre, generando un **retraso de 14 días calendario** en el cronograma del proyecto.

El 21 de diciembre de 2016 fue radicada ante el MADS, otra solicitud de Levantamiento de Veda. El MADS inició el trámite el 1 de marzo de 2017. El 3 de abril de 2017, el Ministerio requirió información adicional y otorgó noventa (90) días calendarios para aportarla. Para esa fecha, ya había superado los 62 días hábiles. El 2 de mayo de 2017, se entregó la información adicional requerida, lo cual obligaba al MADS a pronunciarse de manera inmediata, considerando que los 62 días hábiles habían vencido desde el 21 de marzo de 2017; sin embargo, solo el 11 de mayo de 2017 expidió la resolución por la cual se levantaba de manera parcial la veda. Este trámite hasta el momento que se realizó la notificación de la Resolución del 11 de mayo de 2017 presentó



un retraso de treinta (30) días calendario en el cronograma del proyecto.

El 13 de octubre de 2016, se radicó ante el MADS, solicitud de Levantamiento de Veda para especies de flora silvestre en el área de influencia del Proyecto. El 2 de noviembre de 2016, el Ministerio expidió el auto mediante el cual inició la evaluación para el trámite de levantamiento de veda parcial. El 16 de enero de 2017, expidió el Auto por el cual requirió información adicional y otorgó noventa (90) días calendarios, para aportarla; para esa fecha, el MADS ya había superado los 62 días hábiles señalados por el MADS en su sitio web. El 8 de marzo de 2017, se entregó la información adicional requerida. Posteriormente, el MADS solicitó telefónicamente, información complementaria, la cual fue entregada el 7 abril de 2017. Una vez enviada la información adicional el Ministerio debía pronunciarse de manera inmediata, considerando que los 62 días hábiles para el trámite habían vencido desde el 16 de enero de 2017; sin embargo, solo el 18 de abril de 2017, el MADS expidió la resolución por la cual levantó de manera parcial la veda de especies de flora silvestre. Este trámite, hasta el momento que se realizó la notificación de la Resolución del 18 de abril de 2017, **generó un retraso de doce días (12) días calendario** en el cronograma del proyecto.

**C. Efectos de la Falta de regulación expresa en cuanto al Trámite de Levantamiento de Veda ante las Corporaciones Autónomas Regionales (CARS) en el Plazo de Ejecución en los Proyectos de Transmisión.**



## **1. Levantamiento de Veda ante CORPOURABÁ**

El 1 de junio de 2016, se envió a CORPOURABÁ solicitud de Levantamiento Parcial de Veda Regional requerida en un Proyecto de Transmisión.

Considerando los tiempos de respuesta previstos por el MADS en su sitio web para el Levantamiento de Veda, al momento de presentar la solicitud, se debió obtener respuesta a los cuarenta y cinco (45) días hábiles siguientes; es decir, el 8 de agosto de 2016; sin embargo, solo hasta el 5 de septiembre de 2016, se recibió comunicado de la Corporación, solicitando información adicional. El 27 de septiembre de 2016, se entregó la información adicional solicitada. El 12 de diciembre de 2016, se presentó a CORPOURABÁ, derecho de petición, solicitando pronunciamiento a la solicitud de levantamiento parcial de veda regional. Solo el 18 de enero de 2017, se recibió respuesta mediante Resolución, generando **un atraso total de setenta y cinco (75) días calendario en el cronograma del Proyecto.**

## **2. Levantamiento de Veda Regional ante CORANTIOQUIA.**

CORANTIOQUIA no cuenta con un procedimiento propio para el trámite de



levantamiento temporal y parcial de veda. La Corporación tomó como referencia el procedimiento de levantamiento temporal o parcial de veda establecido por el MADS, como se evidencia en los antecedentes del Concepto Técnico 120-IT1701-363.

El 4 de octubre de 2016, se radicó ante CORANTIOQUIA, la solicitud de Levantamiento de Veda Regional para las especies vedadas con restricción de uso y aprovechamiento forestal regional, adheridas al área a intervenir en la zona de influencia directa de un Proyecto de Transmisión, trámite que debió surtirse en **sesenta y dos (62) días hábiles**. El 30 de enero de 2017, CORANTIOQUIA realizó un requerimiento para que en un (1) mes contado a partir de su notificación, se presentará la información adicional. Para esa fecha CORANTIOQUIA ya había **superado los 62 días hábiles establecidos para agotar el trámite**, teniendo hasta esa fecha un retraso de veintiséis (26) días calendario. El 9 de febrero de 2017, se envió la información adicional requerida. No obstante CORANTIOQUIA debía pronunciarse, de manera inmediata, considerando que los 62 días hábiles habían vencido desde el 4 de enero de 2017; CORANTIOQUIA solo expidió la Resolución por la cual se efectuaba el levantamiento parcial de veda el 6 de abril de 2017. Este trámite generó un retraso de 82 días calendario con respecto al cronograma del Proyecto.

El 22 de noviembre de 2016, se radicó ante CORANTIOQUIA, la solicitud de



Levantamiento de Veda Regional para las vedas con restricción de uso y aprovechamiento forestal regional, trámite que debió surtirse en sesenta y dos (62) días hábiles de acuerdo con lo establecido por el MADS en su sitio Web. Dado que el 18 de enero de 2017, aún no se tenía respuesta, se remitió solicitud de pronunciamiento a la Corporación. El 1 de febrero de 2017, dio respuesta informando, el estado del trámite. El 2 de marzo de 2017, CORANTIOQUIA expidió el Acto Administrativo mediante el cual solicitó complementar información técnica y otorgó un plazo de un (1) mes para aportarla. El 23 de marzo de 2017, se envió la información adicional. Posteriormente, CORANTIOQUIA solicitó, de nuevo, información complementaria, la cual fue entregada el 19 de abril de 2017. Radicada la última información adicional, la Corporación debía pronunciarse de manera inmediata, considerando que los 62 días hábiles habían vencido desde el 20 de febrero de 2017; sin embargo, solo el 7 de junio de 2017, CORANTIOQUIA concedió el Levantamiento de Veda solicitado. Este trámite, hasta el momento de notificación de Levantamiento de Veda, **tuvo un retraso de cincuenta y ocho (58) días calendario.**

El 10 de octubre de 2016, se radicó ante CORANTIOQUIA, una solicitud de Levantamiento de Veda Regional; el trámite que debió surtirse en el término de sesenta y dos (62) días hábiles, de acuerdo con lo establecido por el MADS y acogido por la Corporación, vencía 11 de enero de 2017. El 24 de febrero del 2017, CORANTIOQUIA



expidió el Acto Administrativo mediante el cual solicitó complementar información técnica y otorgó un plazo de un (1) mes para aportarla. A la fecha de expedición de ese acto administrativo, CORANTIOQUIA ya había superado los 62 días hábiles. Posteriormente, la Corporación solicitó información complementaria, la cual fue entregada el 17 marzo de 2017 y el 20 de abril de 2017, respectivamente. En este orden de ideas, CORANTIOQUIA debía pronunciarse, de manera inmediata, considerando que los 62 días hábiles ya habían vencido desde el 11 de enero de 2017. El 31 de mayo de 2017, CORANTIOQUIA expidió la Resolución por medio de la cual decidió no levantar una veda, ni la restricción al aprovechamiento de unas especies forestales. **La Corporación se pronunció con cuarenta y un (41) días calendario de retraso.**

El 10 de octubre de 2016, se radicó ante CORANTIOQUIA, una solicitud de Levantamiento de Veda Regional. El 30 de enero de 2017, CORANTIOQUIA expidió el Acto Administrativo mediante el cual solicitó complementar información técnica para el trámite y otorgó un plazo de un (1) mes, contado a partir de su notificación del mismo para aportarla. A la fecha de expedición del acto administrativo, CORANTIOQUIA había superado los 62 días hábiles que tenía para adelantar el trámite, desde el 11 de enero de 2017. El 13 de febrero de 2017, se envió la información adicional requerida. Posteriormente, CORANTIOQUIA solicitó información complementaria, la cual fue entregada el 27 de abril de 2017. CORANTIOQUIA debía pronunciarse, de manera



inmediata, considerando que los 62 días hábiles de trámite habían vencido desde el 11 de enero de 2017; sin embargo, solo el 13 junio de 2017, expidió la Resolución por la cual decidió no autorizar el levantamiento de veda, ni la restricción al aprovechamiento de unas especies forestales. **La Corporación se pronunció con cuarenta y ocho (48) días calendario de retraso.** (Ministerio de ambiente y Desarrollo Sostenible, Concepto Técnico 120-IT1701-363.)

### **3. Levantamiento de Veda Regional ante La Corporación Autónoma Regional de Santander -CAS-**

Debido a que la CAS, tampoco cuenta con un procedimiento propio para el trámite de levantamiento temporal y parcial de la veda, se toma como referencia el procedimiento de levantamiento temporal o parcial de veda establecido por el MADS, de acuerdo con lo señalado en su sitio Web.

El 11 de octubre de 2016, se radicó ante la CAS, la solicitud de Levantamiento de Veda Parcial, trámite que debió surtirse en un término de sesenta y dos (62) días hábiles, el cual vencía 12 de enero de 2017; sin embargo, sólo el 4 de julio de 2017, la CAS autorizó el levantamiento de veda parcial; es decir, **con cincuenta y un (51) días calendario de retraso.**



## **D. Trámite de Sustracción en Áreas de Reserva Forestal**

### **1. Sustracción de DRMI de la Serranía de Yariguies.**

El 11 de octubre de 2016 se radicó ante la CAS la solicitud de Sustracción de DRMI de la Serranía de Yariguies. Dado que no se establece un término para adelantar el trámite, se aplica el artículo 14 del CPACA, el cual establece: “toda petición deberá resolverse dentro de los quince (15) días siguientes a su recepción.”

En este orden de ideas, la CAS tenía hasta el 2 de noviembre de 2016, para hacer la verificación de la información y no lo hizo hasta el 24 de noviembre de 2016, solicitando información legal complementaria, la cual se remitió el 23 de diciembre de 2016.

Conforme lo señalado en el numeral 1, artículo 9, de la Resolución No. 1526 de 2012, entregada la información, la CAS debía expedir el Auto de Inicio de Trámite a más tardar el 2 de enero de 2017. El 27 de enero 2017, la CAS admitió la Solicitud de Sustracción y declaró iniciado el trámite. Dando aplicación al numeral 2 del artículo 9 antes citado, el cual establece:

“Ejecutoriado el auto de inicio de trámite, **dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes**, la autoridad ambiental podrá solicitar al interesado la información adicional



que se considere pertinente, mediante acto administrativo motivado. **La solicitud de información adicional suspenderá los términos que tiene la autoridad ambiental competente para decidir.**” (negritas fuera del texto original) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2012)

Una vez ejecutoriado el Auto de Inicio del Trámite, debía ser emitido por la Corporación el acto administrativo motivado; sin embargo, la CAS el 13 de febrero de 2017, convocó al solicitante a una reunión para el 20 de febrero de 2017 y solicitó información adicional. El 13 de marzo de 2017, se entregó la información adicional.

Dado que la información adicional solicitada fue radicada el 15 de marzo de 2017 y considerando que la Corporación no solicitó información adicional a terceros, el término establecido venció el 14 de junio de 2017; en este orden de ideas, la CAS debió expedir el Acto Administrativo sobre la viabilidad de la sustracción de la reserva forestal a más tardar el 15 de junio de 2017. No obstante, lo anterior, el 2 de mayo de 2017, la CAS expidió el Auto ordenando la práctica de visita de evaluación en campo del 15 al 19 de mayo de 2017. **Se resalta que este trámite de visita no está contemplado dentro del procedimiento señalado en la Resolución 1526 de 2012.** Esta visita se terminó el 19 de mayo de 2017. Al 16 de febrero de 2018, la CAS no se había pronunciado, solo se dio respuesta hasta el 09 de marzo de 2018.



Este trámite ambiental de Sustracción del DRMI Serranía de los Yariguies ante la CAS, tuvo un atrasó de **doscientos noventa y cuatro (294) días calendario**.

## **2. Sustracción del Distrito Regional de Manejo Integral (DRMI) Humedal de San Silvestre ante la CAS**

El estudio debía presentarse de acuerdo con los términos de referencia establecidos en la Resolución No. 1526 de 2012, el cual como se señaló, en el trámite anterior, no consagra un término para la verificación del cumplimiento de los requisitos. En este orden de ideas, también se recurrió al artículo 14 del CPACA, debiendo la CAS adelantar el trámite en 15 días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud.

El 11 de octubre de 2016, se radicó ante la CAS, solicitud de Sustracción de DRMI de San Silvestre; es decir que la Corporación tenía hasta el 2 de noviembre de 2016, para adelantar el trámite y solo lo hizo el 24 de noviembre de 2016, mediante correo electrónico, donde solicitó información legal complementaria, la cual fue entregada el 23 de diciembre de 2016.

Conforme a lo señalado en el numeral 1, artículo 9º, de la Resolución No 1526 de 2012, la Corporación debió proceder dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a expedir un Auto de Inicio de Trámite, en los términos del artículo 70 de la Ley 99 de 1993.



Sin embargo, solo el 27 de enero de 2017, la CAS admitió la Solicitud de Sustracción y declaró iniciado el trámite.

Dando aplicación al numeral 2 del artículo 9 antes citado, ejecutoriado el Auto de iniciación del trámite, la Corporación debía emitir el acto administrativo motivado de solicitud de información adicional; no obstante, lo anterior el 13 de febrero de 2017, la CAS convocó al interesado a una reunión a celebrarse el 20 de febrero de 2017, en la cual se solicitó información adicional. El 13 de marzo de 2017, fue entregada la información.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 4 del artículo 9 de la Resolución 1526 de 2012 y dado que la información adicional fue radicada el 15 de marzo de 2017 y que la Corporación no solicitó información adicional a terceros, el término establecido se venció el 14 de junio de 2017; por lo cual la CAS debió expedir el Acto Administrativo sobre la viabilidad de la sustracción de la reserva forestal a más tardar el 15 de junio de 2017. Sin embargo, hasta el 16 de febrero de 2018, el trámite ambiental de sustracción del DRMI San Silvestre tuvo **un retraso de Doscientos noventa y cuatro (294) días calendario.**

En conclusión con relación a lo previamente expuesto, los Trámites de Levantamiento de Veda y Sustracción de Áreas Restringidas, ante las CARS, ha generado



en algunos proyectos retrasos hasta de mil ciento cincuenta y siete (1.157) días calendario, en un Proyecto de Transmisión así:

<b>Trámite</b>	<b>Retraso días calendarios</b>
<b>Levantamiento de Veda ante CORPOURABÁ</b>	<b>75</b>
<b>Levantamiento de Veda Regional ante CORANTIOQUIA</b>	<b>314</b>
Levantamiento en el DRMI Barbacoas	<b>67</b>
Levantamiento de Veda Regional ante La Corporación Autónoma Regional de Santander -CAS-	<b>113</b>
Sustracción del Distrito Regional de Manejo Integral (DRMI) Serranía de los Yariguies ante la CAS	<b>294</b>
Sustracción del Distrito Regional de Manejo Integral (DRMI) Humedal de San Silvestre ante la CAS	<b>294</b>
<b>TOTAL DÍAS CALENDARIO DE ATRASO</b>	<b>1.157</b>



### E. Demoras imputables al Ministerio del Interior (DANCP) en el trámite de Consulta Previa

1. Para el Proyecto UPME 07-2013, desde la presentación de la solicitud de certificación de comunidades en el tramo Chinú – Montería, radicada en el Ministerio el 21 de septiembre de 2015, hasta que el Ministerio del Interior expidió las certificaciones, se tuvieron los siguientes tiempos de respuesta:

TRÁMITE	FECHA RESPUESTA SEGÚN DIRECTIVA PRESIDENCIAL Nº10	FECHA REAL	RETRASO
<b>Chinú – Montería</b>			
Solicitud Certificación Comunidades Étnicas	29-Jul-15	7-Dic-15	131 días
<b>Montería – Urabá</b>			



Solicitud Certificación Comunidades Étnicas	13-Oct-15	29-Oct-15	16 días
<b>Total Demora</b>			<b>101 días</b>  (Considerando que la solicitud de ampliación de plazo anterior tuvo corte al 28 de agosto de 2015)

2. Para el Proyecto UPME 05-2014, se estimó una duración total de las Consultas Previas de 210 días, dado que se esperaba recibir certificación de varias comunidades y que se pudieran realizar Consultas Previas en forma simultánea, por lo que en el Cronograma original entregado a la UPME en la etapa de oferta y en el Cronograma de ejecución ambiental del Proyecto (línea base) se estimaron aproximadamente siete (7) meses de



Consulta.

Con el fin de solicitar ante el Ministerio del Interior para el Proyecto la certificación de presencia de comunidades étnicas, (tarea que como vimos en la Directiva corresponde a la UPME), y de esta forma poder surtir el proceso de Consulta Previa con aquellas comunidades que fueran certificadas, se dividió inicialmente la línea del mismo en tres (3) tramos.

El 08 de junio de 2016 se entregó en el Ministerio del Interior -Dirección de la Autoridad de Consulta Previa – DANCP, la solicitud de certificación de presencia de comunidades étnicas.

La Guía para la realización de las Consultas Previas, contenida en la Directiva Presidencial 10 de 2013, en la página 5, indica:

La DANCP-, debe verificar que la información sobre el proyecto sea suficiente para identificar su localización. En caso de no ser suficiente la información, dentro de los tres días siguientes a la radicación de la solicitud, la DANCP debe solicitar la complementación al interesado. (negrilla fuera de texto);



Es decir, que la DANCP debía solicitar información complementaria en caso de requerirla antes del 13 de junio de 2016 y solo el 5 de julio de 2016, se recibió comunicación de la DANCP, solicitando información adicional, originando un retraso de veintidós (22) días calendario. La información fue enviada por la Empresa de Transmisión el 13 de julio de 2016. Posteriormente, el 24 de julio de 2016, la DANCP, nuevamente requirió información adicional, la cual, de acuerdo con lo señalado en la Guía, debía haberlo hecho a más tardar el 18 de julio de 2016, originando un nuevo retraso, esta vez de 37 días calendario, respecto a lo señalado en la página 5 de la citada Guía.

El Ministerio del Interior finalmente emitió la Certificación el 13 de octubre de 2016. La Directiva Presidencial 10, en la página 8, paso 6, indica que dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la radicación de la solicitud, la DANCP debe expedir un acto administrativo, por lo que la fecha límite para expedir el acto administrativo era 26 de septiembre de 2016, evidenciándose un retraso de **cuarenta y cinco (45) días calendario**. (Ministerio del Interior, Certificación 1174 de 2016)

En este mismo Proyecto, para otro de los tramos, el 3 de junio de 2016,



se entregó en el Ministerio del Interior la comunicación dirigida a la Dirección de la Autoridad de Consulta Previa -DANCP-, con la solicitud de certificación de presencia de comunidades étnicas. El 17 de agosto de 2016, el Ministerio del Interior emitió una Certificación, con un retraso de **doce (12) días calendarios**.

A partir del 21 de octubre de 2016, se inició el relacionamiento con el Pueblo Arhuaco, dado que al tratarse de un proyecto que se encuentra ubicado dentro del territorio denominado “Línea Negra”, en cumplimiento de lo ordenado en los numerales cuarto y quinto de la sentencia de la Corte Constitucional T-849 de 2014, se debe surtir el proceso de Consulta Previa con los cuatro (4) pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta (Kankuamo, Kogui, Wiwas y Arhuacos) que habitaban dicho territorio. En este sentido, se concertaron reuniones internas con cada uno de los Pueblos Indígenas para determinar la delegación para liderar el proceso de Consulta Previa.

Mediante comunicación del 23 de febrero de 2017 se informó al Ministerio sobre los acercamientos con los cuatro (4) Pueblos de la Sierra Nevada y autorización para que el Pueblo Arhuaco realizara la consulta en representación de las demás comunidades de la Sierra. Así mismo, se



solicitó nuevamente una reunión de coordinación del inicio del proceso de consulta previa con el Pueblo Arhuaco.

El 9 de marzo de 2017, se solicitó al Ministerio que adelantara la reunión de Preconsulta del Proyecto Chinú-Copey, proponiendo para su realización el 21 de marzo de 2016 en la Comunidad de Umuriwa. El 13 de marzo de 2017 el Ministerio del Interior, convocó a reunión de Preconsulta del Proceso de Consulta Previa con los Pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta, para celebrarse el 21 de marzo de 2017.

El tiempo transcurrido desde la reunión de coordinación de inicio de la Consulta hasta la fecha de inicio de la Consulta fue de ciento cincuenta y nueve (159) días calendario.

Teniendo en cuenta que, en la solicitud inicial de certificación de este tramo, no se incluyeron todos los accesos del Proyecto, el 30 de mayo de 2017, se remitió al Ministerio del Interior, la solicitud de certificación de presencia de comunidades étnicas para ese tramo del Proyecto (Tramo III- Accesos).

En el Proyecto UPME 03-2016, por decisión de la ANLA, se modificó



el lugar de ubicación de la Subestación (San Antonio 230 kV), razón por la cual fue necesario solicitar al Ministerio del Interior una nueva certificación sobre la existencia de comunidades étnicas, la cual fue expedida el 27 de junio de 2017, con **un retraso de treinta y cinco (35) días calendario.**

Analizada la Certificación, se evidenció que el Ministerio del Interior en el alcance de dicha certificación, omitió 442 puntos relacionados con las coordenadas del área de influencia del Proyecto, lo cual se manifestó al trasladar el área de influencia del Proyecto establecida en el modelo de almacenamiento geográfico del EIA con el área certificada por el Ministerio del Interior; es decir que, el alcance contempló 1682 puntos de los 2124 presentados en la solicitud del 02 de mayo de 2017. (Ministerio del Interior, 2017. Certificación 0664)

Por lo anterior, fue preciso solicitar aclaración al Ministerio del Interior, sobre el alcance de la Certificación del 27 de junio de 2017. El 11 de agosto de 2017, el Ministerio del Interior corrigió parcialmente la Certificación, mediante Resolución No. 0664, acogiendo los 2124 puntos presentados en la solicitud del 2 de mayo de 2017.

**3.** En el Proyecto UPME 05-2014, el 7 de febrero de 2018, se solicitó al



Ministerio del Interior a través de la Dirección de la Autoridad de Consulta Previa -DANCP-, la certificación de presencia de comunidades étnicas en otro de los Proyectos de Transmisión adjudicados por la UPME.

Entre los días 8 y 11 de febrero de 2017, se realizó visita de verificación por parte del Ministerio del Interior, con el fin de validar la existencia de comunidades étnicas en el área de influencia del Proyecto, tal como consta en el certificado emitido por el Ministerio.

El Ministerio del Interior certificó la presencia de veintiún (21) cabildos indígenas de la etnia Zenú.

El 27 de marzo de 2017, se envió solicitud de inicio de las Consultas Previas con las comunidades indígenas de la Etnia Zenú que fueron certificadas para el Proyecto. La primera reunión fue citada para el 24 de junio de 2017, por lo que se **observa un retraso de treinta y seis días calendario** para el inicio de la Consulta.

Los días 11 y 12 de mayo de 2017 se realizaron reuniones internas con las comunidades de Alto San Jorge y San Andrés de Sotavento, respectivamente, en las cuales se estableció como fecha probable para



efectuar el inicio de la Consulta Previa mediados de junio de 2017 y se acordó una ruta metodológica con una duración de las consultas de aproximadamente 4 meses, trabajando con dos grupos de forma simultánea; sin embargo, además de los inconvenientes presentados con el Ministerio del Interior, por falta de recursos, algunas comunidades en virtud de su legítimo derecho y atendiendo a las inquietudes planteadas frente al proyecto generaron un impacto en el inicio del proceso, lo cual exigió un mayor número de reuniones a las inicialmente planteadas, lo que también aumentó el tiempo requerido de las Consultas. Entre ellos, la Comunidad de Tevis, no accedió a dar inicio a la Preconsulta en las fechas previstas dado que la convocatoria emitida por el Ministerio del Interior fue recibida con poca antelación, vulnerándose así el derecho de la comunidad para prepararse para dicha reunión. Finalmente la consulta inició el 16 de Julio y terminó el 29 de octubre de 2017.

En relación con los 17 Cabildos Zenues pendientes, el inicio de las consultas se dio el 16 de septiembre de 2017. Sin embargo, durante la realización de las mismas fue necesario reprogramar algunas reuniones por solicitud de las comunidades, afectando así el plazo de terminación de las mismas, como sucedió con la comunidad de Termoeléctrica, cabildo que



está cerca a la Subestación Chinú, la cual a pesar de hacer parte del Cabildo Mayor de San Andrés de Sotavento y haber participado en el acuerdo de la ruta metodológica, realizó exigencias adicionales, tales como personal de apoyo y mayor número de reuniones; por lo que no se presentaron a la primera reunión citada por el Ministerio del Interior (24 de Septiembre de 2017), a la cual asistieron el Ministerio del Interior, el cabildo dinamizador de apoyo del Cabildo Mayor y personal del transmisor.

Para la realización de esta Consulta Previa con esta comunidad, fue necesario efectuar aproximadamente veinticinco (25) reuniones, incluyendo las reuniones con presencia del Ministerio del Interior, reuniones entre El Transmisor y la Comunidad y reuniones internas de la Comunidad, lo que ocasionó mayores tiempos para el proceso de Consultas Previas y por ende en el cronograma de licenciamiento ambiental. Se realizaron once (11) reuniones para revisar los impactos de la línea de transmisión; sin embargo, dados los planteamientos presentados por esta Comunidad y el deber de atenderlos y resolverlos no fue posible llegar a un acuerdo total, lo que permitió finalmente realizar la Protocolización de la Consulta, pero sin acuerdos.



Las Consultas Previas con el pueblo Zenú, debió ejecutarse en un plazo máximo de 4 meses, conforme lo acordado en la ruta metodológica; sin embargo, estas se tomaron un tiempo mayor al previsto, por las causas imputables tanto al Ministerio de Interior como a las Comunidades, antes señaladas. Estos retrasos para el Proyecto originaron un retraso de doscientos veintiún (221) días calendario.

Es de indicar que, en el proceso de Consulta Previa realizado con los pueblos de la Sierra Nevada, se incluyeron los dos (2) certificados emitidos por el Ministerio del Interior para el Tramo III del Proyecto. (Certificación del 17 de agosto de 2016 y el Certificación del 22 de junio de 2017).

En otro de los Proyectos, la fecha límite para que el Ministerio del Interior expidiera las certificaciones sobre la presencia de comunidades protegidas dentro del área de influencia del Proyecto, tenía como fecha límite de respuesta el 29 de julio de 2015 para el tramo Chinú – Montería y 13 de octubre de 2015 para el tramo Montería – Urabá, señalando claramente, entre otros, el número y la identificación de comunidades certificadas, sus representantes y una decisión sobre la necesidad o no de consulta previa.



El Ministerio del Interior, mediante comunicación del 1 de septiembre de 2015, informó que era necesario realizar visitas de verificación en campo al Proyecto; por lo cual se llevó a cabo una reunión a solicitud del Transmisor, el 5 de octubre de 2015, donde este indicó que en esa misma semana se obtendría la certificación solicitada. Lo anterior no se cumplió y finalmente, las certificaciones del Ministerio del Interior se recibieron así:

Chinú – Montería: El 7 de diciembre de 2015, con una demora de 131 días calendario.

Montería – Urabá: El 29 de octubre de 2015, con una demora de 16 días calendario.

<b>Trámite</b>	<b>Fecha Respuesta Según Directiva Presidencial N°10</b>	<b>Fecha real</b>	<b>Retraso</b>
<b>Chinú – Montería</b>			
Solicitud Certificación Comunidades Étnicas	29-Jul-15	7-Dic-15	131 días



<b>Montería - Urabá</b>			
Solicitud Certificación Comunidades Étnicas	13-Oct-15	29-Oct-15	16 días

(Tabla creada en ISA INTERCOLOMBIA para solicitud de ampliación de plazo del proyecto UPME 07-2013, ante el MME.)

Todo lo anterior ha llevado a las autoridades a comprender que es indispensable implementar un esquema de coordinación real y eficiente con el Ministerio del Interior para fortalecer y agilizar los procesos de consulta previa e identificación de alertas tempranas en esta materia, tal como se señala en el documento “Lineamientos para Fortalecer la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional”, presentado por el MME y la UPME.

4. En el Proyecto UPME 03-2016, también se presentaron retrasos atribuibles a las Comunidades, toda vez que la nueva ubicación de la Subestación San Antonio, tuvo como consecuencia para El Transmisor, entre otras, la redefinición del alcance del Proyecto, en todo lo relacionado con esa nueva ubicación, incluyendo las actividades no contempladas en los



DSI y que se hicieron necesarias por el cambio, lo cual se refleja en atrasos en el cronograma presentado a la UPME con la Oferta, así como en el Plan de Calidad y por ende en los tiempos de ejecución de las obras del Proyecto, derivados de trámites tales como:

- Trámites para la determinación de propietarios de los predios que debían adquirirse y la negociación inicial con el(os) mismos, para la construcción de la Subestación.
- Solicitud de Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social, en el marco del Decreto 2444 de noviembre de 2013, con el fin de proceder a expropiar los inmuebles requeridos para la construcción de la subestación y el correspondiente acceso, de no lograrse un acuerdo directo con los propietarios.
- Continuación de las negociaciones, firma del acuerdo de negociación con los propietarios, formalización del mismo y legalización de la compra del(os) predio(s).
- Adecuación de una nueva vía de acceso para el ingreso y construcción de la nueva Subestación San Antonio 230 kV.
- Mayores tiempos de ejecución de cronograma por mayores cantidades de obra.
- Bloqueos presentados por las comunidades para inicio de obras



de construcción en la nueva Subestación San Antonio 230 kV:

Los trabajos asociados a la construcción de la Subestación San Antonio 230 kV en la nueva ubicación señalada por ANLA y posteriormente avalada por la UPME, implicaron actividades adicionales no definidas ni especificadas en el alcance de los trabajos establecidos en los DSI y que requirieron ser gestionadas para iniciar la construcción de la Subestación, entre ellas la construcción de una vía de acceso al nuevo lote donde se construye la Subestación San Antonio 230 kV.



**Imagen 1 – Ubicación inicial y final de la Subestación San Antonio 230 kV  
Convocatoria Pública UPME 03 2006**

Como puede observarse en la **imagen 1**, con la nueva ubicación de la



Subestación San Antonio 230 kV se hizo necesaria la construcción y adecuación de una nueva vía de acceso y construcción de un puente provisional para viabilizar el ingreso de equipos, maquinaria y suministros, así como la adecuación y construcción que no se requería en la ubicación inicial indicada en los DSI por la UPME.

En este Proyecto, el 24 de mayo de 2018, debido a la nueva ubicación de la Subestación San Antonio 230 kV, por la decisión de la ANLA, las áreas de influencia de cada una de las alternativas cambió en la llegada a la SE San Antonio, por ende, se tuvieron que ajustar las áreas de afectación por cada alternativa, tanto en la caracterización, como en la zonificación ambiental del estudio y socialización, por lo que fue necesario realizar las reuniones de socialización, cuyo desarrollo estuvo sujeto a la disponibilidad de los grupos de interés convocados para garantizar el éxito de los encuentros participativos. Por esta decisión, se presentaron bloqueos por parte de las comunidades del barrio “Nazareth” (municipio de Nobsa) y de la nueva comunidad afectada, perteneciente al barrio “Diamante” (Municipio de Sogamoso), quienes bloquearon el ingreso a la nueva Subestación San Antonio 230 kV, una vez dada la orden de movilización al contratista, con agresiones verbales y amenazas de movilización para



impedir el inicio de actividades en el sitio de obra (predio de la subestación), lo que generó una caución ante la Inspección de Policía del Barrio Nazareth del municipio de Nobza y una mayor resistencia de las comunidades a que se iniciaran los desarrollos constructivos.

El 6 de junio de 2018, por segunda ocasión se presentaron bloqueos por parte de las comunidades de Nobsa (Barrio Nazareth) y Sogamoso (Barrio el Diamante), razón por la cual El Transmisor se vio en la obligación de presentar una denuncia ante la Fiscalía General de la Nación sede Medellín.

Finalmente, el 14 de junio de 2018 se logró llegar a un acuerdo con las comunidades del área de influencia de la Subestación San Antonio como consta en el acta firmada por los delegados de las mismas y por la empresa, lo que permitió resolver los inconvenientes que habían impedido el inicio de las obras asociadas a la construcción de la Subestación San Antonio 230 kV, con el consecuente impacto en los tiempos de ejecución del Proyecto.

En virtud a lo anterior, es más que evidente que las autoridades en algunas ocasiones toman decisiones que afectan no solo al Transmisor que ejecuta el proyecto, sino también a las comunidades que son quienes



finalmente terminan sintiendo el impacto de una decisión que no previó las consecuencias que podrían derivarse de ella, exponiendo a las partes en conflicto a riesgos innecesarios y generando atrasos en los proyectos que finalmente también terminarán afectando a las comunidades en caso de no poder abastecer de manera oportuna la demanda energética del país.

A continuación, se evidencian los retrasos ocasionados por la oposición de la comunidad para el inicio de las obras:

<b>ATRASOS PARA INICIAR LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN EN LA NUEVA SUBESTACIÓN SAN ANTONIO 230 KV</b>	
Inicio de socialización con La comunidad para iniciar las obras de la Subestación San Antonio, en virtud de la nueva ubicación definida por la ANLA.	24 de mayo de 2018
Bloqueos de la Comunidad	Entre el 24 de mayo y el 13 de junio de 2018
Acuerdos con la Comunidad para iniciar las obras	14 de junio de 2018
<b>TOTAL ATRASOS</b>	<b>22 Días Calendario</b>

#### **F. Modificación de los Proyectos por decisiones de la Autoridad**



**Ambiental (ANLA) que contraría las decisiones de la UPME en las convocatorias públicas de los Proyectos de Transmisión.**

**1. Cambio de Ubicación de la Subestación San Antonio 230 kV.**

En los Documentos de Selección del Inversionista (DSI), estructurados por la UPME para el Proyecto UPME-03-2016, en el Anexo 1

Descripción y Especificaciones Técnicas del Proyecto, para la Subestación San Antonio 230 kV, numeral 2. -Descripción del Proyecto -, ítem i., se señaló: Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto nueva Subestación San Antonio 230 kV, definido en el Plan de Expansión de Referencia Generación, Transmisión 2014-2028.

Adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40029 de enero 9 de 2015, el cual comprende:

**i. Construcción de la nueva Subestación San Antonio 230 kV**, configuración interruptor y medio, con dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en jurisdicción del municipio de Nobsa en el departamento de Boyacá, a 900 m aproximadamente de la actual Subestación San Antonio 115 kV”. Este mismo texto se expresa en el Documento “Análisis Área de Estudio Preliminar y Alertas Tempranas Proyecto Subestación San Antonio 230 kV



y Líneas de Transmisión Asociadas – Objeto de la Convocatoria Pública UPME 03-2016 del Plan de Expansión 2014, en el numeral 2 -Descripción del Proyecto, numeral 2.1 -Características y alcance del proyecto. Figura 1 (...). (Negrillas fuera de texto) (Ministerio de Minas y Energía, 2015)

En este mismo sentido, en el numeral 2.1 -Descripción de obras en las subestaciones, numeral 2.1.1. – Descripción de Obras en la Subestación San Antonio 230 kV- del Anexo 1 de los DSI, se reitera: “El predio para esta Subestación es el señalado en el numeral 5.1.1 del presente Anexo 1.”. Así mismo se establece en el numeral 2.2.1-En la Subestación San Antonio a 230 kV:

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente convocatoria y EBSA S.A.

E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar. (...) (Negrillas fuera de texto)

De igual forma, el numeral 5. -Especificaciones para la Subestación, ítem 5.1.1 – Predio de las Subestaciones-, Subestación San Antonio 230 kV., a su tenor literal, expresa:

El predio de la subestación San Antonio 230 kV será el ofrecido por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. – EBSA, mediante radicado UPME 20161110003302 del 27 de enero de 2016, el cual está ubicado en inmediaciones del municipio de Nobsa del departamento de Boyacá. El



área del terreno y costos asociados, se encuentran en la citada comunicación.

Al respecto, mediante correo electrónico con radicado UPME 20161110006962 del 17 de febrero de 2016, EBSA realizó aclaraciones sobre la ubicación del predio ofrecido y suministró un archivo KMZ con su ubicación el cual se pone a disposición de los Interesados. Es pertinente señalar que EBSA construirá, también en este predio, la ampliación de la existente subestación San Antonio 115 kV (Suamox). Las coordenadas aproximadas de la ubicación del predio para el desarrollo de las subestaciones San Antonio 230 kV y 115 kV son las siguientes, con base en la aclaración y archivo KMZ (radicado UPME 20161110006962 del 17 de febrero de 2016)”. (Negrilla fuera de texto)

#### “COORDENADAS GEOGRÁFICAS

	Latitud (Norte)	Longitud (Oeste)
Punto A	5°45'53.082"	72°53'47.341"
Punto B	5°45'50.991"	72°53'40.458"
Punto C	5°45'47.150"	72°53'41.668"
Punto D	5°45'49.488"	72°53'48.452
Punto D	5°45'49.488"	72°53'48.452

(...). **No obstante, el Inversionista podrá extender el área ofrecida por EBSA adquiriendo terreno aledaño, en caso de que dicha área no sea suficiente para el desarrollo del STN.**” (Negrilla fuera de texto)

(Ministerio de Minas y Energía, 2015)



Durante el proceso de participación y estructuración de la oferta para la convocatoria pública del Proyecto, se solicitó a la UPME que aclarara si la ubicación de la Subestación San Antonio a 230 kV, en el terreno definido en los DSI era obligatoria, o si era posible considerar otra alternativa de localización para dicha subestación, por las complejidades sociales identificadas en la visita realizada al sitio de ubicación, tales como; cercanía al colegio técnico de Nazareth, urbanización siglo XXI del Barrio Nazareth e infraestructura comunitaria, lo que podría comprometer la viabilidad del Proyecto. Sin embargo, la UPME indicó que, de acuerdo con las consultas realizadas con la EBSA, el lote seleccionado en la convocatoria no tenía impedimentos de ingeniería, sociales o ambientales, por lo cual la ubicación de la Subestación San Antonio se mantenía de conformidad con lo establecido en los DSI, confirmando tácitamente que la ubicación de la Subestación era obligatoria en el predio ofrecido por la EBSA.

Lo anterior permite concluir que la ubicación de las Subestación San Antonio a 230 kV era obligatoria para el Transmisor que resultara adjudicatario del Proyecto y por ende era absolutamente imprevisible que la



ANLA exigiera como Información Adicional, presentar la descripción y caracterización de alternativas comparables para la localización de la Subestación San Antonio, tal como consta en el Acta de Reunión 071 de 2016. (ANLA, ISA INTERCOLOMBIA S.A E.S.P., 2016)

## **G. La realidad colombiana de las Autoridades Locales, frente a la ejecución de un Proyecto del Plan de Expansión del STN**

### **1. Proyecto El Bosque- Convocatoria UPME 02-2008.**

Como previamente se ha evidenciado, un Proyecto de Transmisión de Energía tanto a nivel nacional como a nivel local comúnmente trae consigo un impacto positivo que se traduce en una atención oportuna y eficiente a la demanda energética de las regiones. Sin embargo, durante la ejecución de los proyectos hay que sortear una serie de imprevistos y dificultades que terminan por afectar la FOPOP y que ocasionan serias consecuencias para los Transmisores derivadas en algunas ocasiones de la falta de debida planeación de la entidad responsable de las Convocatorias y a veces de situaciones imprevisibles en la ejecución de los proyectos. Es



por esto que en este apartado quiero evidenciar los comportamientos inexplicables en los que a veces incurren algunas autoridades locales frente a la ejecución de un Proyecto del Plan de Expansión del STN y que terminan por ocasionar retrasos y afectaciones en su correcto desarrollo, como es el caso del Proyecto El Bosque derivado de la Convocatoria Pública UPME 02-2008, ejecutado en la Ciudad de Cartagena.

La UPME, en ejercicio de sus labores de planeamiento de la red eléctrica del SIN, especialmente del STN, a través del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2008 – 2022, definió la necesidad de adelantar el Proyecto “Subestación El Bosque 220 kV y líneas de transmisión asociadas”. Este proyecto fue adjudicado en septiembre de 2009 a ISA, Proyecto que debía adelantarse en el Distrito Turístico de Cartagena de Indias, con una FOPOP para el 20 de mayo de 2011.

En el numeral 1.2 – Objeto – de los DSI, se estableció que el Proyecto comprendería todas las actividades en relación con las obras descritas en el Anexo 1-Descripción Técnica del Proyecto-, el cual contenía todo lo relacionado con los requisitos técnicos del diseño de las líneas.

Con fundamento a los requisitos técnicos definidos, se presentó un diseño parcialmente aéreo y subterráneo, como lo permitía la Convocatoria,



con el menor precio; razón por la cual ISA resultó adjudicataria del Proyecto, el cual contaba con un estrecho plazo de ejecución de 18 meses para la Puesta en Operación. (Convocatoria Pública UPME, 2008.)

No obstante, de manera sorpresiva, la administración de la Alcaldía Distrital de Cartagena de Indias amparado en lo dispuesto en su Plan de Ordenamiento Territorial exigió la construcción subterránea de la línea, en el tramo que atraviesa la vía perimetral de la Ciénaga de la Virgen.

De todo lo anterior, puede deducirse que la Convocatoria UPME 02-2008 no fue soportada en estudios previos que permitieran a los proponentes tener certeza sobre las condiciones del proyecto, sino que deja abierto el espacio para que sea el Transmisor el que haga el diseño definitivo de las líneas reconfiguradas, defina su carácter aéreo o subterráneo y determine el trazado de las mismas, lo que franquea la posibilidad de un sin número de contingencias asociadas a barreras que impactan en el desarrollo del diseño y ejecución del proyecto, rompiendo las previsiones con las que el proponente presentó su propuesta de inversión con respecto a la cual resultó adjudicatario.

La Convocatoria UPME 02-2008, como se ha señalado



anteriormente, contra lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 143 de 1994, previamente citado, carecía de estudios previos que indicaran la existencia de obligaciones de subterranización de las redes que se pretendían reconfigurar a 220 kV, tanto así que el Anexo 1 permitía que el Proyecto se hiciera totalmente aéreo, si así lo decidía el Proponente.

De acuerdo con lo señalado en los DSI sobre barreras existentes, la Empresa consultó las normas contenidas en el POT de Cartagena de Indias, encontrando que en ninguna parte se impedía la instalación de redes de servicios públicos aéreas, o imponía para sectores específicos la obligación de subterranización de las redes eléctricas.

Desde febrero de 2010 se realizaron las gestiones para presentar el Proyecto y suministrar información relevante a las Autoridades Públicas de Cartagena de Indias, que por razón de sus competencias pudieran tener algún contacto con el desarrollo del Proyecto.

Pero como se señaló anteriormente, en forma sorpresiva la Secretaría de Planeación Distrital de Cartagena, contrariando lo dispuesto en el inciso 2° del artículo 26 de la Ley 142 de 1994, antes citado, que obliga a los municipios a permitir la instalación permanente de redes destinadas a



las actividades de Empresas de Servicios Públicos, y contrario también a lo señalado en artículo 2° del Decreto 2201 de agosto de 2003, que expresa:

**Los planes, planes básicos o esquemas de ordenamiento territorial de los municipios en ningún caso serán oponibles a la ejecución de proyectos, obras o actividades considerados por el legislador de utilidad pública e interés social,** cuya ejecución corresponda a la Nación de manera directa o indirecta. (Congreso de la República de Colombia, 2003)

La Alcaldía de Cartagena, se opuso de forma reiterada al desarrollo del Proyecto en las condiciones señaladas en los DSI expedidos por la UPME como autoridad competente para ello, exigiéndole a la Empresa que presentara una nueva solución de diseño.

En el trámite de la concertación con la autoridad Distrital, se produjeron las siguientes actuaciones:

Inicialmente la Secretaría de Planeación Distrital se opuso al Proyecto con base en varias normas que no eran aplicables al mismo y con errores conceptuales acerca de las obras a ejecutar, pretendiendo fundar sus argumentos en las disposiciones del POT del Distrito de Cartagena. En esta



oportunidad la Secretaría de Planeación Distrital confundió una información que se dio a la autoridad distrital sobre la necesidad de ubicar una estructura de transición, con una solicitud de licencia para la construcción de una subestación.

Por su parte la Empresa de Transmisión logró evidenciar que no existía una norma que exigiera la subterranización de las líneas en el área solicitada y pudo constatar que el Decreto 0977 del 20 de noviembre de 2001, “por medio del cual se adopta el Plan de Ordenamiento Territorial del Distrito Turístico de Cartagena de Indias”, establecía en su artículo 9° - Objetivos del Componente General, numeral 3. Integración de la dimensión ambiental al sistema construido del Distrito-, como estrategia: “La ejecución de las obras de drenaje y expansión de los servicios públicos para viabilizar la expansión urbana al norte y oriente de la Ciénaga de la Virgen.”

En este mismo sentido el numeral 4 – Bienestar Social y prosperidad colectiva-, señalaba la necesidad de fortalecer sistemas de formación del capital humano y crear las condiciones básicas para lograr una mayor calidad de vida, así como el derecho a acceder al uso y goce adecuado de servicios públicos”. Así mismo, se encontraron normas que permitían la construcción de las líneas en el separador de la vía perimetral



de la Ciénaga de La Virgen y normas claras que regulaban las áreas de servidumbre para líneas aéreas, como ocurre con los artículos 8 y 315 del POT de Cartagena, que autorizaban el aprovechamiento del espacio público urbano para las redes de conducción, particularmente en el separador de la vía Perimetral de la Ciénaga de La Virgen.

En definitiva, el requerimiento de la autoridad de planeación Distrital, con relación a la subterranización de un tramo del Proyecto, tampoco se soportaba en el POT.

Entonces, el Distrito cambió su posición, alegando esta vez que se oponía a la ejecución del Proyecto por conceptos paisajísticos, señalando que su negativa para permitir la intervención del espacio público con el desarrollo del Proyecto obedecía a las “características ambientales y paisajísticas del sector, más que a una interpretación literal de la norma (POT)”, (Alcaldía de Cartagena, 2006) función que corresponde al MADS. En esta ocasión la administración distrital insistió en solicitar a la Empresa de Transmisión cambiar el diseño del Proyecto utilizando cableado subterráneo.

La actuación de la Empresa de Transmisión ante las autoridades



distritales fue respaldada de forma decidida por el Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual, se dirigió a la Alcaldesa Mayor de Cartagena de Indias para solicitarle la revisión de la problemática que se había presentado con el Proyecto, de manera que se pudiera proceder con su ejecución. (Ministerio de Minas y Energía, 2010)

El 12 de octubre de 2010 se recibió copia de una comunicación dirigida al Ministro de Minas y Energía por parte de la Alcaldía de Cartagena, en la cual informaban que se habían analizado las comunicaciones enviadas por la Empresa de Transmisión y por el Ministerio de Minas y Energía frente al diseño del Proyecto el Bosque, el cual no había sido aprobado debido a que contradecía el Plan de Ordenamiento Territorial y el Macroproyecto de la Ciénaga de la Virgen (Decreto 063 de 2006).

Adicionalmente, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía, en octubre de 2010, solicitó nuevamente a la Alcaldesa Mayor que la Secretaría de Planeación procediera a revisar su negativa de permitir la construcción de las líneas para la conexión de la ampliación de la Subestación El Bosque a 220 kV al Sistema de Transmisión Nacional”. En esta comunicación, la Dirección de Minas y Energía reconoció que las demoras que se habían presentado “afectaban enormemente el cronograma



de ejecución del proyecto”. (Documento Selección del Inversionista, 2008)

Las solicitudes del Ministerio de Minas y Energía no fueron acogidas por la autoridad distrital de Cartagena de Indias, de tal manera que, la Empresa de Transmisión fue obligada a la concertación con las dichas autoridades, quienes por la premura con la que tenía que entrar el Proyecto en operación, le impusieron una condición, a todas luces imprevista, pues no se previó ni en los DSI, ni en el POT de Cartagena, ni en las demás normas aplicables para la satisfacción de la debida diligencia, que fue **la obligación de subterranizar el tramo aéreo que está sobre la Vía Perimetral de la Ciénaga de la Virgen**, lo cual implicaba, para satisfacer las exigencias sobrevinientes de las autoridades Distritales, un proyecto completamente diferente al que se consideró al presentar la oferta lo cual no era posible atender al costo proyectado por el Transmisor al momento de presentación de la oferta.

La anterior situación se convirtió en un hecho imprevisible, irresistible e inimputable para la Empresa de Transmisión, constituyendo un evento de fuerza mayor por acto de autoridad, que tenía que superarse, no solo por el riesgo de que se apagara el Distrito Turístico de Cartagena, sino



entraba el Proyecto a tiempo, sino porque en Cartagena se celebraría la Cumbre de las Américas, lo que generaba una mayor tensión y apremio en cuanto a la culminación del Proyecto.

Lo expuesto en este aparte, muestra claramente, como no obstante tratarse de la ejecución de un proyecto considerado como de utilidad pública y de interés social, amparado por normas superiores (Leyes 142 y 143 de 1994, el Decreto 2201 de 2003, el Decreto 1469 de 2010 expedido por el MADS, reglamentario de las licencias urbanísticas y el mismo Decreto 0977 del 20 de noviembre de 2001 (POT Cartagena), las cuales indican que las entidades municipales deben permitir, sin condicionamientos como los planteados por algunas autoridades de Cartagena de Indias, la instalación permanente de redes e infraestructura para la prestación de servicios públicos, es claro que dados los hechos narrados estas autoridades desconocieron las normas previamente citadas e impidieron la ejecución del Proyecto UPME 02-2008, en las condiciones ofertadas y bajo las cuales fue adjudicado el Proyecto al Transmisor, exigiendo su ejecución en una forma no prevista en ningún momento por este y ni siquiera por la UPME, la CREG o el MME, generando así mayores tiempos y costos para el Transmisor, puesto que como se ha podido dejar claro a lo largo del presente



escrito, todo lo imputan a “riesgos inherentes al proyecto”, pretendiendo ampararse en lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

Lo anterior, sin considerar que el adjudicatario del Proyecto determinó todos los aspectos técnicos y económicos del mismo, los cuales no pueden ser modificados por el capricho de una entidad Distrital que carece tanto de la autoridad técnica para hacerlo y de la competencia para exigir modificaciones que no están sustentadas en ninguna exigencia legal vigente.

Sin embargo, cuando se solicitó ante el MME la ampliación de plazo de la FOPOP por fuerza mayor debida a actos de autoridad, sorpresivamente, dado que el Ministerio había intervenido directamente en el problema, basado en un concepto jurídico que dio la Interventoría Técnica del Proyecto, señaló que la Empresa de Transmisión podía haber cedido a las exigencias de la Alcaldía de Cartagena, no obstante tildarse por los diferentes entes la decisión de la Alcaldía de “vía de hecho, de exigencia sin sustento legal, de arbitraria”, simplemente, porque el Interventor, en su concepto legal, basado en una sentencia de la Corte Suprema de Justicia, frente al requisito de la irresistibilidad, como elemento de la Fuerza Mayor,



señala que “el hecho debe ser absolutamente irresistible, es decir, que no se presente alternativa alguna para cumplimiento de la obligación.”

Consideró la Interventoría que la vía de hecho del Distrito de Cartagena podía superarse precisamente accediendo a los caprichos de la entidad territorial, así:

“(…) el requerimiento de la administración del Distrito de Cartagena de construir la línea en forma subterránea en el tramo que atraviesa la línea perimetral de la Ciénaga de la Virgen, podría superarse, construyéndolo, precisamente de la manera exigida por las autoridades de Cartagena y prevista como alternativa en las especificaciones de la Convocatoria UPME, lo que indiscutiblemente es una solución más onerosa, pero que puede cumplirse, a menos que se demuestre lo contrario, y, que por lo tanto, hace que sea superable el escollo presentado. En otras palabras, y a la luz de la última sentencia citada, el Proyecto sí se podría construir de la manera exigida por el Distrito de Cartagena, por lo que no configura una imposibilidad absoluta, solo relativa, toda vez que puede conjurarse a un mayor costo del previsto por ISA.” (Convocatoria Pública UPME, 2008)

En este orden de ideas, concluye la Oficina Jurídica del MME, descartando la existencia de la irresistibilidad, por cuanto quien invocó la fuerza mayor podía haber optado por otras alternativas, así resultarían más costosas, lo cual sin lugar a dudas daría pie para que la Contraloría General



de la República (CGR) iniciara una investigación para determinar si hubo o no responsabilidad fiscal al incurrir en mayores costos en la ejecución del Proyecto. Lo anterior pone en evidencia una vez más cómo la falta de planeación de la entidad a cargo de la elaboración del Plan de Expansión y a su vez de una definición acertada de las condiciones que deben cumplir los proyectos para la atención oportuna de la demanda energética, terminan por ocasionar un traslado desmedido de responsabilidad a los ejecutores de los proyectos.

Finalmente, ante la premura de que el Proyecto entrara en operación a la mayor brevedad posible, con el fin de evitar un apagón en el Distrito de Cartagena, se acordó, el 7 de mayo de 2012, el compromiso con concepto favorable de la Secretaría de Planeación del Distrito de Cartagena, mediante Acuerdo de la Mesa de Concertación<sup>5</sup> convocada por la Procuraduría General de la Nación (PGN) para la ejecución del proyecto, donde se dispuso que inicialmente se construiría el tramo con cableado aéreo pero que posteriormente, la Empresa Transmisora tenía que presentar la propuesta de construcción de un tramo subterráneo del cableado ubicado

---

<sup>5</sup> Acuerdo de la Mesa de Concertación Citada por la Procuraduría General de la Nación – Proyecto El Bosque  
220



en la Vía perimetral, desde el caño María Auxiliadora el cual debía reemplazar para noviembre de 2018.

Lo anterior, basado en la Licencia Ambiental otorgada finalmente al Proyecto, mediante Resolución 0164 del 12 de marzo de 2012, en cuyo artículo Sexto, se establece:

La empresa (...), deberá dar cumplimiento a los acuerdos pactados con la Comunidad de Los Palenqueros durante la reunión de Consulta Previa realizada el 11 de febrero de 2012. Así mismo, los acuerdos que reposan en el acta deberán ser conocidos y cumplidos por todo el personal que participe en el desarrollo del Proyecto.