



Superservicios

Atrasos en la expansión de la transmisión eléctrica en Colombia:

efectos sobre la confiabilidad, el costo
de las restricciones y la tarifa (2026)



Observatorio
SUPERSERVICIOS

Comité Directivo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Felipe Durán Carrón

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Omar Camilo López López

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Equipo de Trabajo

Laura Liliana Bernal Martínez

Daniel Rodrigo Huertas Zarate

Leonardo Alfonso Moreno Carrillo

Héctor Horacio Suarez Bernal

Francisco de Paula Toro Zea

Equipo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Líder Técnico y Metodológico

Edwin Jair Ramírez Charry

Experto Delegado de Energía y Gas

Luis Javier Mosquera Linares

Gestora del Proyecto de Inversión del Observatorio

Angie Katherine Lancheros Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	6
2	DEFINICIONES	9
3	MARCO NORMATIVO	15
4	EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	19
5	CARACTERIZACIÓN GENERAL	24
5.1	CARACTERIZACIÓN GENERAL DEL STN	24
5.1.1	MAPA DEL STN EN OPERACIÓN	27
5.1.2	EXPANSIÓN DEL STN	31
5.2	CARACTERIZACIÓN GENERAL DEL STR	33
5.2.1	EXPANSIÓN DEL STR	36
6	EXPANSIÓN DEL SISTEMA	42
6.1	PROYECTOS EN EL STN	42
6.1.1	PROYECTOS EN PROCESO DE CONVOCATORIA DEL STN	42
6.1.2	PROYECTOS DEL STN EN EJECUCIÓN ADJUDICADOS POR CONVOCATORIA	43
6.2	PROYECTOS EN PROCESO DE CONVOCATORIA DEL STR	44
6.3	PROYECTOS EN EJECUCIÓN DEL STR	48
7	ESTADÍSTICAS DE LOS PROYECTOS	54
7.1	ESTADÍSTICAS DEL STN	54
7.2	ESTADÍSTICAS DEL STR	60
8	RESTRICCIONES	69
9	POSIBLES EFECTOS DE LOS ATRASOS DE LA INFRAESTRUCTURA	76
9.1	MARCO DE ANÁLISIS	76
9.2	EFECTOS SOBRE LA CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD DEL SERVICIO	77
9.3	EFECTOS SOBRE EL COSTO DE LAS RESTRICCIONES	79
9.3.1	Evolución del costo de las restricciones	79
9.3.2	Asociación entre el atraso de las obras y el costo de las restricciones	80

9.3.3	Descomposición del crecimiento: volumen frente a precio	82
9.4	EFFECTOS SOBRE EL COSTO DE GENERACIÓN	82
9.5	EFFECTOS SOBRE LA ATENCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	84
10	CONCLUSIONES	87
11	RECOMENDACIONES	91
12	ANEXOS	94
	ANEXO 1. LISTADO DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN	94
	ANEXO 2. SEGUIMIENTO A PROYECTOS STN y STR	102
	ANEXO 3. LISTADO DE RESTRICCIONES Y PROYECTOS DE EXPANSIÓN	104



Superservicios



1

Introducción

1 INTRODUCCIÓN

El Artículo 365 de la Constitución Política define que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado; por su parte, la Ley 142 de 1994 desarrolla la normatividad para la prestación de los servicios públicos y la Ley 143 de 1994 establece el régimen de las actividades del sector de energía eléctrica, dentro de las que se encuentran la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de las funciones atribuibles en las leyes 142 de 1994, 143 de 1994, 689 de 2001 y demás normas que las modifiquen o adicionen, desarrolla una continua labor de monitoreo al desempeño de las actividades vinculadas con el servicio público de energía eléctrica.

La actividad de transmisión de energía eléctrica, integrada por el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR) permite, el suministro de energía desde las plantas de generación hasta los centros de consumo; incrementa los niveles de confiabilidad y seguridad en el suministro de energía; permite mayor flexibilidad operativa; reduce los impactos operativos y económicos de las restricciones del sistema; facilita la construcción e integración de nuevos proyectos de generación, especialmente de fuentes renovables de energía; permite ampliar la cobertura y atender el crecimiento de la demanda; habilita las condiciones para la transición energética y permite el desarrollo económico y social de las diferentes regiones del País.

El presente documento, “Análisis de la expansión de la transmisión en Colombia 2026” describe y analiza el estado de desarrollo de los proyectos de expansión de la transmisión (STN y STR); el Capítulo 2 contiene las definiciones de los principales términos relativos a la expansión de la actividad de transmisión; en los Capítulos 3 y 4 se indican las principales normas y resoluciones que rigen el sector eléctrico, la expansión del sistema de transmisión y los mecanismos establecidos en la normatividad vigente para la ejecución de los proyectos de expansión de la transmisión, el Capítulo 5 presenta las características generales del STN y STR actual.

Los capítulos 6 y 7, conjuntamente con los anexos 1 y 2, identifican y clasifican los proyectos de expansión en ejecución del STN y del STR, indicando las que se encuentran en proceso de convocatoria, en proceso de selección del inversionista, en ejecución y las que están en proceso de definición del mecanismo de ejecución; se identifican las Áreas Operativas en donde se localizan los proyectos de expansión, se caracterizan los proyectos en función de su nivel de criticidad con respecto a la Fecha de Puesta en Operación y se relacionan las principales causales de atraso de los proyectos.

El Capítulo 7 y el Anexo 3, contienen un análisis de las restricciones presentes en el Sistema Interconectado Nacional, reportadas en el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico que publica XM, se caracterizan las restricciones totales y por Área Operativa, e igualmente en función de los proyectos que permiten mitigarlas o eliminarlas, identificando aquellas restricciones sobre las que aún no se han definido proyectos u obras que las eliminen.

Finalmente se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones tendientes a contribuir de manera positiva en el desarrollo de la expansión de tan importante actividad, como lo es la Transmisión de energía eléctrica.



Superservicios

2.

Definiciones

2 DEFINICIONES

Centro Nacional de Despacho (CND): Es la dependencia de XM S.A. E.S.P. responsable de la operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. En cumplimiento de las funciones asignadas por el marco regulatorio del sector eléctrico, coordina el despacho de generación, supervisa la operación del sistema de transmisión nacional y adopta las decisiones operativas requeridas para preservar la seguridad, confiabilidad, calidad y eficiencia económica del suministro de energía eléctrica. Su labor constituye un elemento fundamental para garantizar la estabilidad y continuidad del servicio eléctrico en el país.

Convocatorias Públicas UPME: De acuerdo con la Resolución del MME 180924 de 2003, es el proceso mediante el cual el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue, hace una invitación abierta al público para que los agentes económicos en condiciones de libre concurrencia presenten propuestas para la ejecución a mínimo costo de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional, con independencia del nivel de tensión en el cual deban ejecutarse. En todo caso, la selección del agente económico que ejecutará el respectivo proyecto no implicará ningún tipo de asunción de riesgo por parte de la Nación, como quiera que el proyecto se desarrollará con fundamento en el principio establecido en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, es decir, asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y operación de los proyectos. Adicionalmente, la Resolución del MME 181315 del 2002 delegó en la UPME adelantar todas las acciones necesarias para el desarrollo de las convocatorias, incluyendo la elaboración de los Documentos de Selección del inversionista, la apertura de los procesos y la selección del inversionista; la Resolución del MME 180925 del 2003 delegó en la UPME, el proceso de selección de la interventoría responsable del seguimiento al proyecto.

Distribuidor Local (DL). Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa en cuyo objeto está el desarrollo de dichas actividades. Resolución CREG 4 de 1999.

Manifestación de interés: Comunicación escrita mediante la cual el Operador de Red formaliza ante la UPME, su interés y compromiso por ejecutar los proyectos de expansión

a nivel de STR incluidos en el Plan de Expansión y contenidos en el sistema regional que opera, con fecha prevista de entrada en operación dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del plan. La manifestación de interés se debe presentar dentro de un plazo máximo de cuatro meses, contados a partir de la adopción del plan y debe estar acompañada del cronograma de ejecución del proyecto de expansión del STR y del nombre del interventor.

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Operador de Red (OR) del STR y SDL: Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. CREG 098 de 2008.

Plan de expansión del sistema de transmisión: El artículo 18 de la Ley 143 de 1994 determina que compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión de energía eléctrica, quien mediante Resolución 18-1313 de 2002, definió los criterios para la elaboración de los planes de expansión y estableció que su elaboración estará a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética. Por otra parte, el numeral 7 del Código de Planeamiento, Resolución CREG 025 de 1995, modificada por la Resolución CREG 085 de 2002, definió los mecanismos, requisitos y procedimientos generales para la elaboración y definición del Plan de Expansión de Transmisión.

Punto de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el barraje perteneciente al STN, con tensión igual o superior a 220 kV, al cual se encuentra conectado o proyecta conectar con un generador, un usuario u otro transportador, en el contexto de la definición establecida para "Activo de Conexión".

Red nacional de interconexión. Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del sistema interconectado nacional. Ley 143 de 1994.

Redes regionales o interregionales de transmisión. Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, destinadas al servicio de un grupo de integrantes del sistema interconectado nacional dentro de una misma área o áreas adyacentes, determinadas por la comisión de regulación de energía y gas. Ley 143 de 1994.

Restricciones. Limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (Activos de Uso, Activos de Conexión o Interconexiones Internacionales), o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas y Operativas. Resolución CREG 62 de 2000.

Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica: Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. La Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) aplica también a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión.

Sistema de Distribución Local (SDL). Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización. Los niveles de tensión indicados corresponden a: Niveles de Tensión 3 ($30\text{ kV} \leq \text{tensión} < 57,5\text{ kV}$), 2 ($1\text{ kV} \leq \text{tensión} < 30\text{ kV}$) y 1 ($\text{tensión} \leq 1\text{ kV}$). Resolución CREG 015 de 2018.

Sistema Interconectado Nacional (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 distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios. Ley 143 de 1994.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema 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 este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión. Resolución CREG 015 de 2018.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR. Resolución CREG 015 de 2018.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), creada por la Ley 142 de 1994, es una Entidad descentralizada de carácter técnico, adscrita al Departamento Nacional de Planeación, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial, encargada de ejercer las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, incluyendo empresas oficiales, mixtas, privadas y demás organizaciones habilitadas para prestar dichos servicios, y sobre las actividades inherentes y complementarias asociadas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, tales como generación, transmisión, distribución, comercialización, transporte, aprovechamiento, disposición final y demás actividades definidas por las Leyes de acuerdo con las Leyes 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 de 1994 (Ley eléctrica). En desarrollo de estas funciones, supervisa el cumplimiento del marco legal y regulatorio aplicable, protege los derechos de los usuarios, evalúa la gestión y resultados de los prestadores y adopta las medidas administrativas necesarias para garantizar la prestación eficiente, continua y de calidad de los servicios públicos domiciliarios en Colombia.

Transmisor Nacional (TN). Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Resolución CREG 4 de 1999.

Transmisor Regional (TR). Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de transmisión regional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Resolución CREG 4 de 1999.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): es una Unidad Administrativa Especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal. Su misión es realizar la planeación integral, indicativa, permanente y coordinada del desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos del país, así como producir y divulgar la información técnica requerida para la formulación de políticas públicas y la toma de decisiones sectoriales. Fue creada mediante la Ley 143 de 1994, el Decreto 2121 de 2023, que establece su estructura, naturaleza jurídica, objeto y funciones.



Superservicios

3.

Marco normativo

3 MARCO NORMATIVO

Con la Constitución Política de 1991 se introdujeron reformas en el modelo de desarrollo económico colombiano, manteniendo como responsabilidad del Estado la atención de las necesidades básicas de la población. Particularmente el Artículo 365 establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Por ende, debe asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional. El Estado mantiene la regulación, inspección, vigilancia y control de los servicios públicos y actividades complementarias a los servicios públicos domiciliarios, independientemente de la naturaleza jurídica de la empresa prestadora del servicio. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) han sido creadas para desempeñar esas funciones.

En 1994, se expidió la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos), con el propósito de establecer el régimen jurídico aplicable a los servicios públicos domiciliarios en Colombia, garantizando que su prestación se realizará de manera eficiente, continua, universal y con calidad para todos los usuarios. La ley desarrolló los principios establecidos en los artículos 365 a 370 de la Constitución Política de 1991, según los cuales los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y este debe asegurar su adecuada prestación. Los objetivos principales de esta ley se resumen a continuación:

- Garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios, asegurando calidad, continuidad y cobertura para los usuarios.
- Proteger los derechos de los usuarios, estableciendo mecanismos de control, participación y defensa frente a los prestadores de los servicios públicos.
- Promover la eficiencia económica y la competencia, permitiendo la participación de empresas públicas, privadas y mixtas en la prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- Definir la estructura institucional del sector, separando las funciones de política pública, regulación (CREG), prestación del servicio (empresas públicas, privadas o mixtas) y supervisión estatal (SSPD).

- Garantizar la sostenibilidad financiera de los servicios públicos, mediante esquemas tarifarios regulados que permitieran recuperar los costos eficientes de prestación y desarrollar mecanismos de solidaridad y redistribución del ingreso.

En 1994 también se reestructuró el sector eléctrico colombiano, La Ley 143 de 1994, conocida como la Ley Eléctrica, fue expedida con el propósito de modernizar el sector eléctrico colombiano, garantizar la prestación eficiente, confiable y continua del servicio de energía eléctrica, e introducir mecanismos de competencia en aquellas actividades donde fuera posible, manteniendo la regulación y supervisión estatal sobre un servicio público esencial.

La Ley surgió como respuesta a la crisis energética de comienzos de la década de 1990, particularmente al racionamiento de energía de 1992-1993, que evidenció la necesidad de transformar la estructura institucional y operativa del sector eléctrico colombiano. Los objetivos fundamentales de esta ley se resumen a continuación:

- Garantizar el abastecimiento confiable de energía eléctrica para atender la demanda nacional en condiciones de calidad, continuidad y seguridad.
- Promover la eficiencia económica del sector eléctrico, introduciendo competencia en generación y comercialización, y estableciendo esquemas regulados para las actividades de transmisión y distribución.
- Definir una nueva arquitectura institucional, separando claramente las funciones de:
 - Política sectorial (Ministerio de Minas y Energía).
 - Planeación (UPME).
 - Regulación (CREG).
 - Operación del sistema y administración del mercado (hoy XM y el CND).
 - Inspección, vigilancia y control (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

- Facilitar la participación de agentes públicos, privados y mixtos en el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Asegurar la expansión adecuada del sistema eléctrico nacional, definiendo los planes de expansión de transmisión y de generación.

La ley 143 de 1994 establece distintos actores y sus funciones. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encarga de la planeación de la expansión. El Centro Nacional de Despacho (CND), rol asumido por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), se encarga de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El agente encargado de realizar obras de expansión de Transmisión o Distribución es responsable del licenciamiento ambiental y es quien asume los riesgos inherentes a la ejecución de los proyectos.

La resolución CREG 62 de 2000 reglamenta las restricciones que se presenten, las bases metodológicas para su identificación y clasificación. También reglamenta la generación de seguridad, como parte del Reglamento de Operación del SIN. Particularmente establece la relación de estas disposiciones y el plan de expansión de transmisión de la UPME.



Superservicios



4.

**Expansión del sistema
de transmisión**



4 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Dentro de las competencias de la Nación para la prestación de los servicios públicos, está asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión. Por su parte, el artículo 5 de la Ley 143 de 1994 establece que la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, por esta razón, son consideradas **servicios públicos** de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública.

El artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión. Consecuente con esta competencia, el MME expidió la Resolución 18-1313 de 2002 que tiene por objeto establecer los criterios y la forma en que se elabora el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y asignar en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) el planeamiento de la expansión del Sistema Interconectado Nacional.

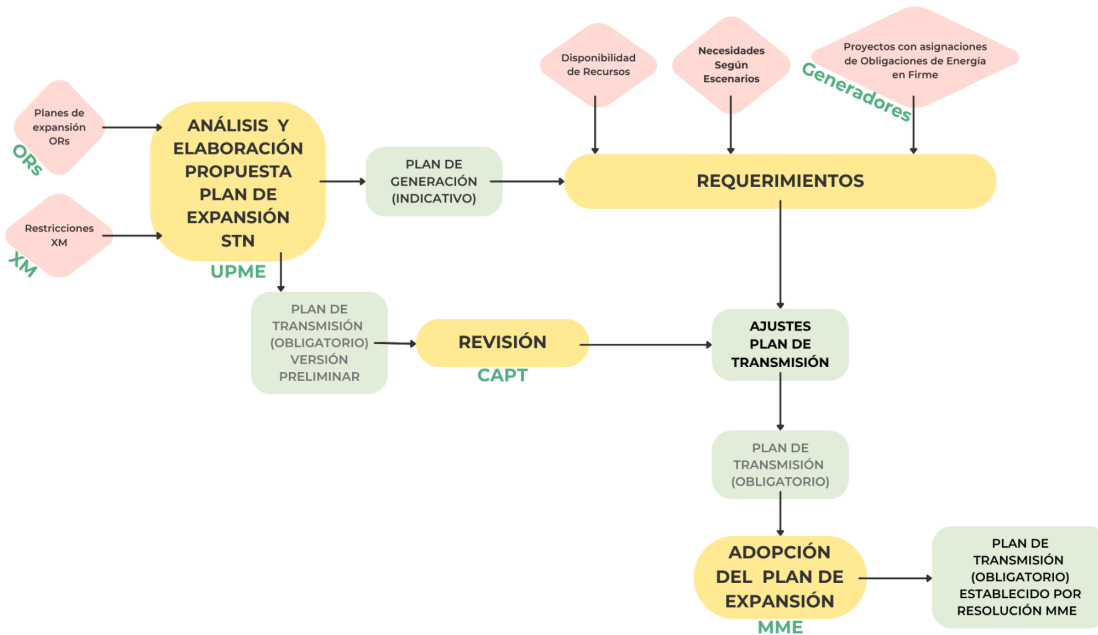
Por su parte la CREG ha expedido numerosas resoluciones que definen los principios y procedimientos para el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión nacional, la elaboración del plan de expansión de sistema de transmisión y la ejecución de los proyectos definidos en estos planes, en particular, las resoluciones CREG 025 de 1995 (que adopta el Código de Redes que incluye el Código de Planeamiento de la Expansión), CREG 51 de 1998, CREG 4 de 1999, CREG 022 de 2001, CREG 085 de 2002, 093 de 2007 y 064 de 2013.

La resolución CREG 024 de 2013, introduce los principios y procedimientos para la expansión de los STR, sobre los que tienen como primera opción para su ejecución, los Operadores de Red incumbentes, siempre y cuando presenten ante la UPME la correspondiente manifestación de interés; en caso contrario los proyectos del STR definidos en los planes de expansión de ejecutan mediante convocatoria pública.

La elaboración, revisión y adopción del plan de expansión de transmisión tiene un carácter obligatorio, no solo involucra a la UPME, también involucra a otros actores como

el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), compuesto por representantes de agentes en distintos dominios de la cadena, el cual apoya procesos de toma de decisiones encaminados a compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional. A continuación, se presenta el procedimiento resumido alrededor del plan de expansión del STN.

Figura 1 - Procedimiento del Plan de Expansión.



Fuente: CREG y UPME. Elaboración propia.

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180924 de 2003 define las Convocatorias Públicas como el proceso mediante el cual el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue, hace una invitación abierta al público para que los agentes económicos en condiciones de libre concurrencia presenten propuestas para la ejecución a mínimo costo de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

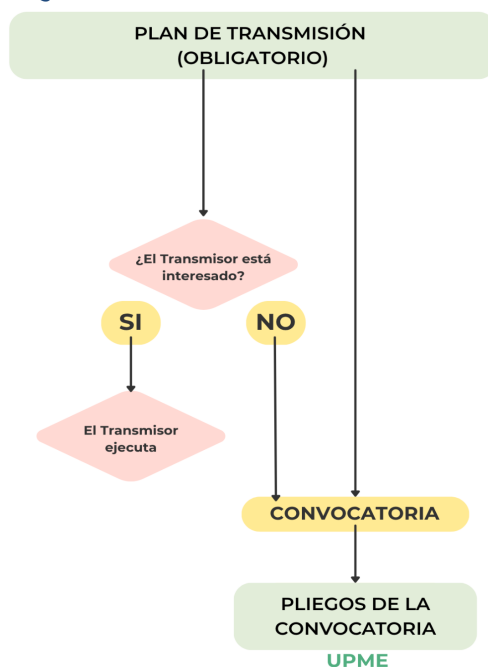
La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180925 de 2003 delega en la UPME las gestiones administrativas necesarias para la selección mediante convocatorias públicas de inversionistas que ejecutan los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional y de la interventoría responsable de hacer seguimiento a la ejecución de estos proyectos.

Es importante resaltar que los inversionistas seleccionados acometen el proyecto en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994, es decir, asumen en su integridad los riesgos inherentes a su ejecución y operación; adicionalmente, el inversionista seleccionado, debe constituirse como Empresa de Servicios Públicos (E.S.P.), en caso de no serlo, como requisito para que la CREG expida la resolución que oficializa los Ingresos Anuales Esperados contenidos en la propuesta económica con la que resultó elegido.

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía 90604 de 2014 adopta medidas excepcionales para la expansión del STN y STR tendientes a garantizar la continuidad del servicio en Situaciones Especiales, es decir, en circunstancia en las que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas.

La siguiente figura presenta el procedimiento resumido alrededor del mecanismo de convocatorias UPME para la ejecución de proyectos de transmisión.

Figura 2 - Procedimiento de Convocatorias.



Fuente: MME y UPME. Elaboración propia.

La resolución CREG 092 de 2002 modificada por la resolución CREG 101 101 de 2026, dispone que la financiación del proyecto de expansión, es realizada por los usuarios finales de energía a través de la factura del servicio de electricidad, de acuerdo con el esquema tarifario que la CREG dispone.

La resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, lo cual incluye el mecanismo de los proyectos de expansión en el STR por parte de los OR.

La resolución 70 de 1998, establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del SIN, que incluye las responsabilidades del OR respecto a la planificación y ejecución de su red y los mecanismos para expandir la red, si el OR desiste de los proyectos que identifica en su propio plan de expansión o el mismo no satisface los niveles de cobertura definidos por la UPME para cada STR y SDL.



Superservicios



5.

**Caracterización
general**

5 CARACTERIZACIÓN GENERAL

El sistema tecnológico asociado a la prestación del servicio de energía eléctrica se encuentra conformado por las centrales de generación, las redes de transmisión y distribución (el STN, los STRs, los SDLs) y la comercialización.

5.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DEL STN

El STN es el eslabón que constituye la red troncal que transporta grandes cantidades de energía, conectando los sistemas regionales, las centrales de generación y los centros de consumo.

Este sistema está compuesto por líneas de transmisión y subestaciones que operan a tensiones entre 220 kV y 500 kV, las cuales conectan sistemas regionales a tensiones iguales o menores a 115 kV.

En la actualidad el STN cuenta con una infraestructura instalada en líneas de transmisión, además de sus respectivas subestaciones, equipos de conexión, control y protecciones.

Tabla 1. Componentes actuales del SIN. Fuente: XM. Elaboración propia.

Componente	220 - 230 kV	500 kV
Líneas de transmisión (km)	13.907	4.571
Subestaciones Eléctricas -S/E- (Cantidad)	107	25

Con el fin de caracterizar el STN, se emplea la separación por áreas operativas del mismo sistema. En la siguiente tabla se identifican esas áreas con sus correspondientes departamentos a los que pertenecen:

Tabla 2. Áreas operativas y departamentos, Fuente: XM. Elaboración propia

Área Operativa	Subáreas
Caribe	Bolívar
	Atlántico
	Guajira-Cesar-Magdalena
	Córdoba-Sucre
	Cerromatoso

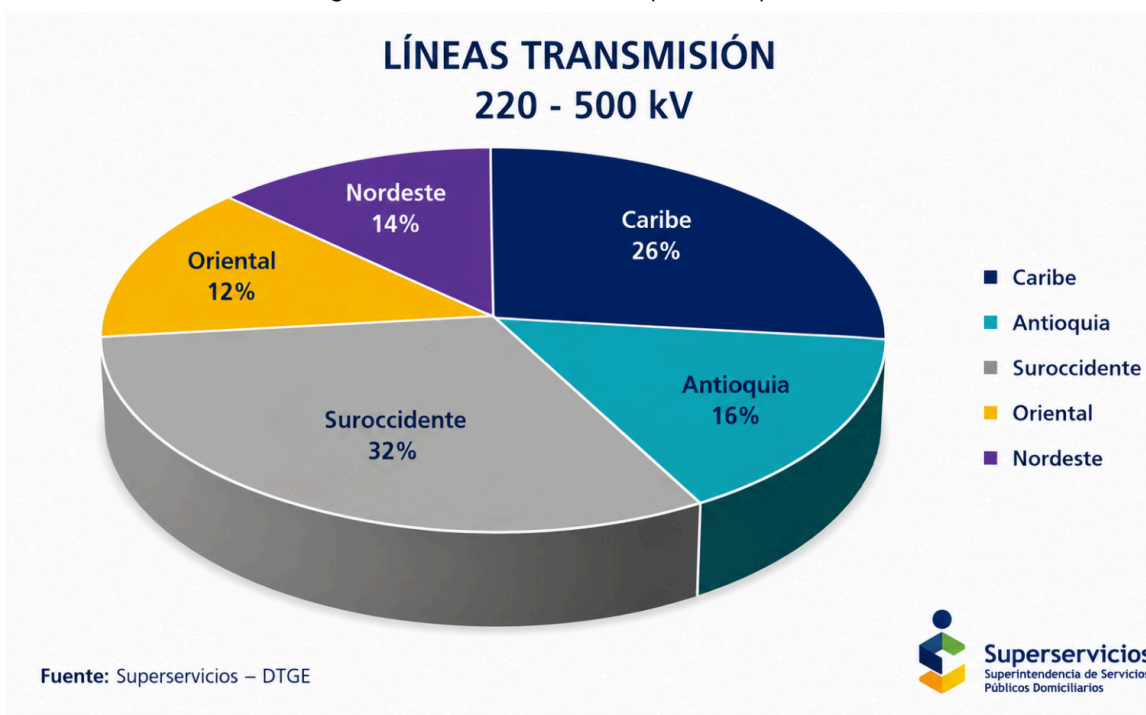
Área Operativa	Subáreas
Antioquia	Antioquia - Chocó
Suroccidente	Caldas-Quindío-Risaralda
	Huila-Tolima
	Valle
	Cauca-Nariño
	Caquetá
	Putumayo
Oriental	Cundinamarca
	Bogotá, D.C.
	Meta
Nordeste	Arauca
	Boyacá - Casanare
	Norte de Santander
	Santander

A continuación, la siguiente tabla y su respectiva figura presentan la longitud de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que operan en niveles de tensión entre 220 kV y 500 kV, desagregada por área operativa, con base en la información reportada por XM a mayo de 2026:

Tabla 3. Líneas de transmisión por área operativa. Fuente: XM. Elaboración propia

Área Operativa	Líneas de Transmisión 220 - 500 kV (km)
Caribe	4.829,45
Antioquia	2.941,94
Suroccidente	5.983,22
Oriental	2.147,84
Nordeste	2.576,74
TOTAL	18.479,19

Figura 3. Líneas de transmisión por área operativa.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa, el área operativa Suroccidente concentra la mayor longitud de líneas de transmisión en este nivel de tensión, con 5.983,22 km, equivalente a cerca del 32 % del total nacional. Le siguen las áreas Caribe y Antioquia, mientras que Oriental registra la menor extensión de la red de transmisión en esta categoría.

Del mismo modo, la siguiente tabla y su respectiva figura presentan la distribución de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que operan en niveles de tensión entre 220 kV y 500 kV, desagregada por área operativa, con base en la información reportada por XM a mayo de 2026.

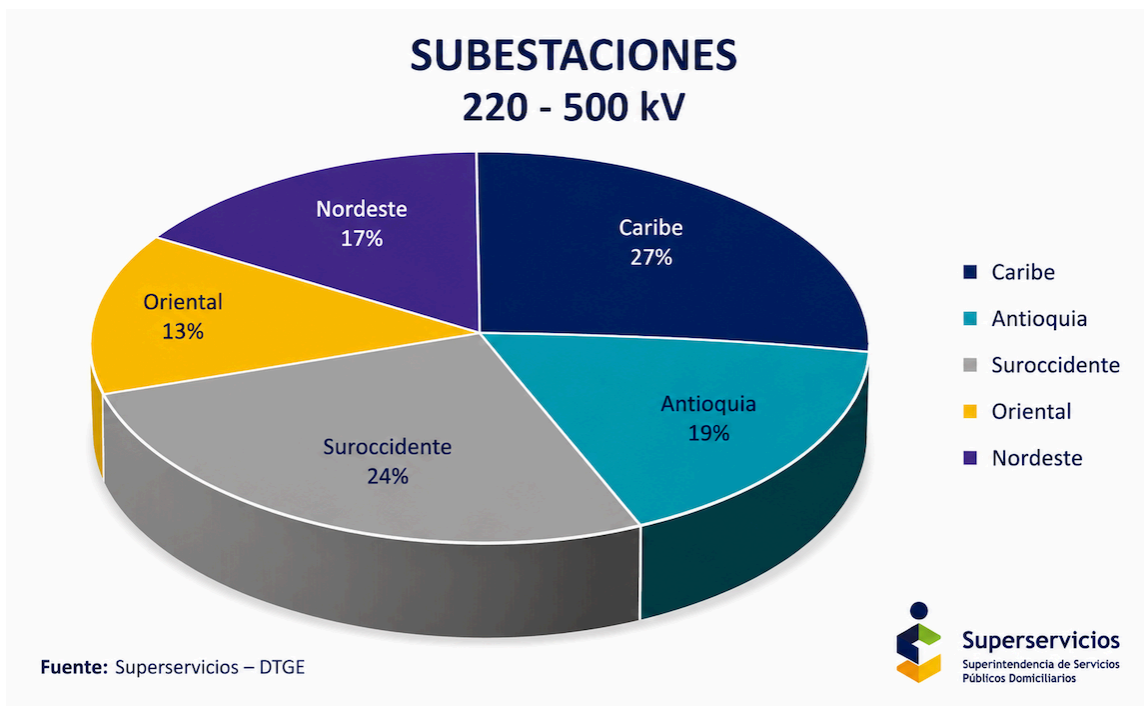
Tabla 4. Subestaciones por área operativa. Fuente: XM. Elaboración propia

Área Operativa	Subestaciones 220 - 500 kV
Caribe	36
Antioquia	25
Suroccidente	32
Oriental	17
Nordeste	22

TOTAL

132

Figura 4. Subestaciones por área operativa.



Fuente: XM. Elaboración propia

La distribución de las subestaciones refleja una mayor concentración de esta infraestructura en las áreas operativas Caribe y Suroccidente, mientras que el área Oriental presenta la menor participación. En términos generales, esta distribución es consistente con la extensión de la red de transmisión en cada área operativa y con la configuración actual del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Cabe señalar, además, que el STN cuenta con tres conexiones internacionales: dos con Venezuela y una con Ecuador.

5.1.1 MAPA DEL STN EN OPERACIÓN

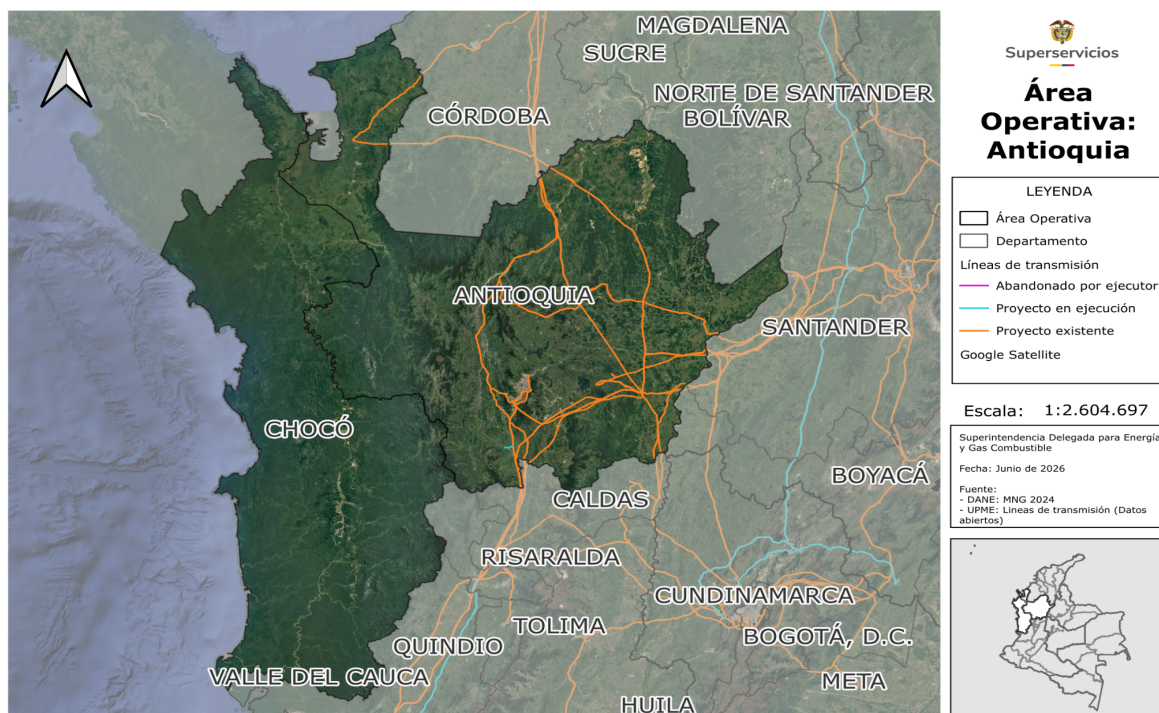
El Sistema de Transmisión Nacional (STN) tuvo su origen durante la década de 1970, a partir de la integración de los sistemas regionales del occidente, centro y norte del país. Desde entonces, la red ha experimentado un proceso continuo de expansión. En las siguientes figuras se presenta la configuración actual del sistema.

Figura 5. STN en el área operativa Caribe.



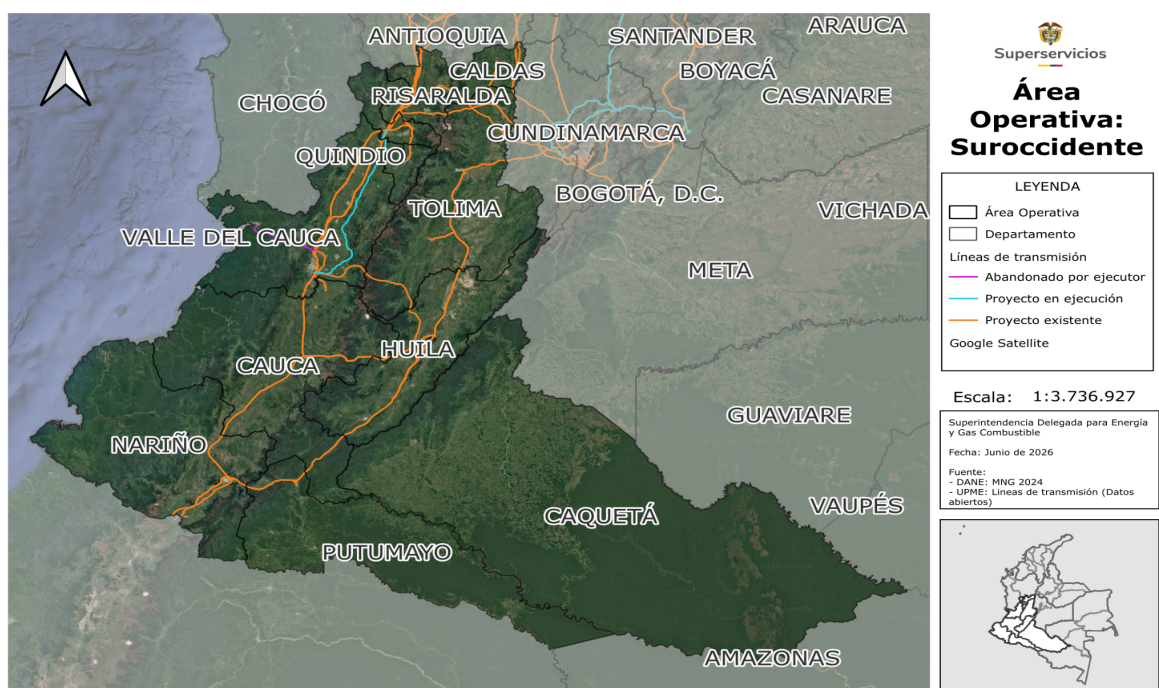
Fuente: Dane y Upme. Elaboración propia.

Figura 6. STN en el área operativa Antioquia.



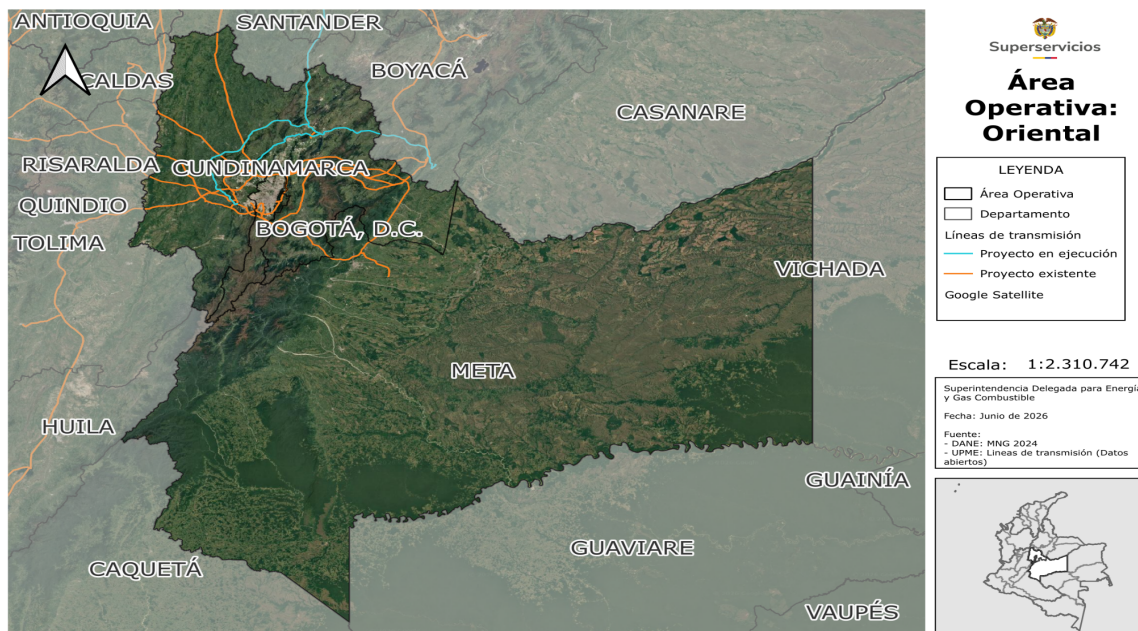
Fuente: Dane y Upme. Elaboración propia.

Figura 7. STN en el área operativa Suroccidente.



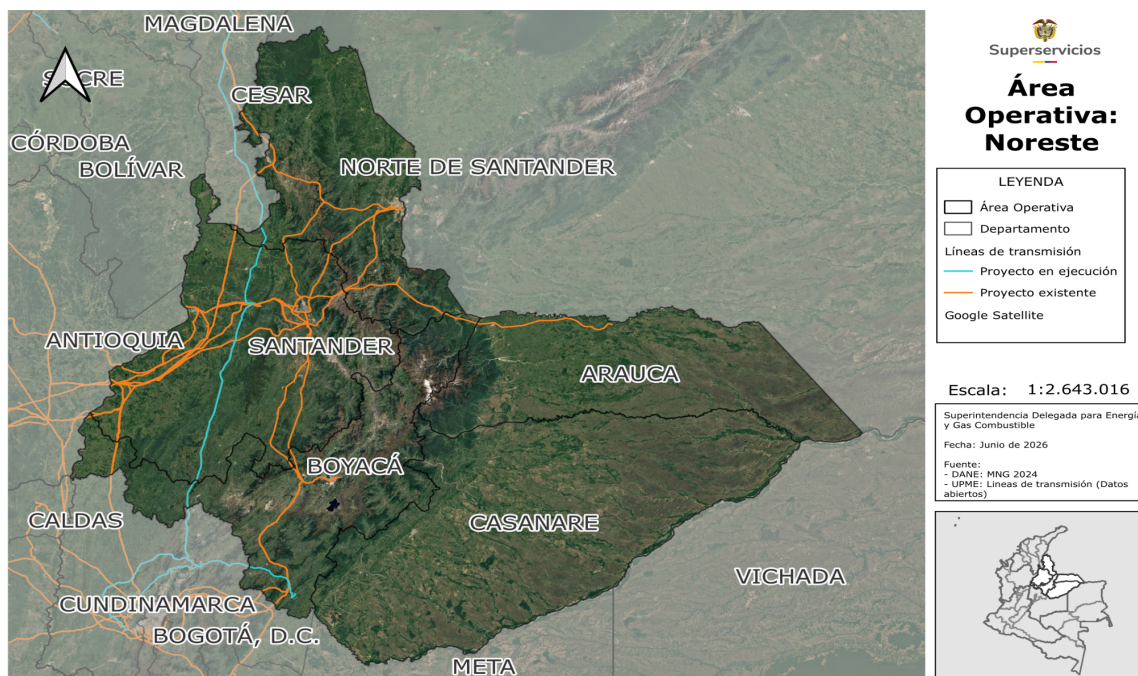
Fuente: Dane y Upme. Elaboración propia.

Figura 8. STN en el área operativa Oriental.



Fuente: Dane y Upme. Elaboración propia.

Figura 9. STN en el área operativa Nordeste.

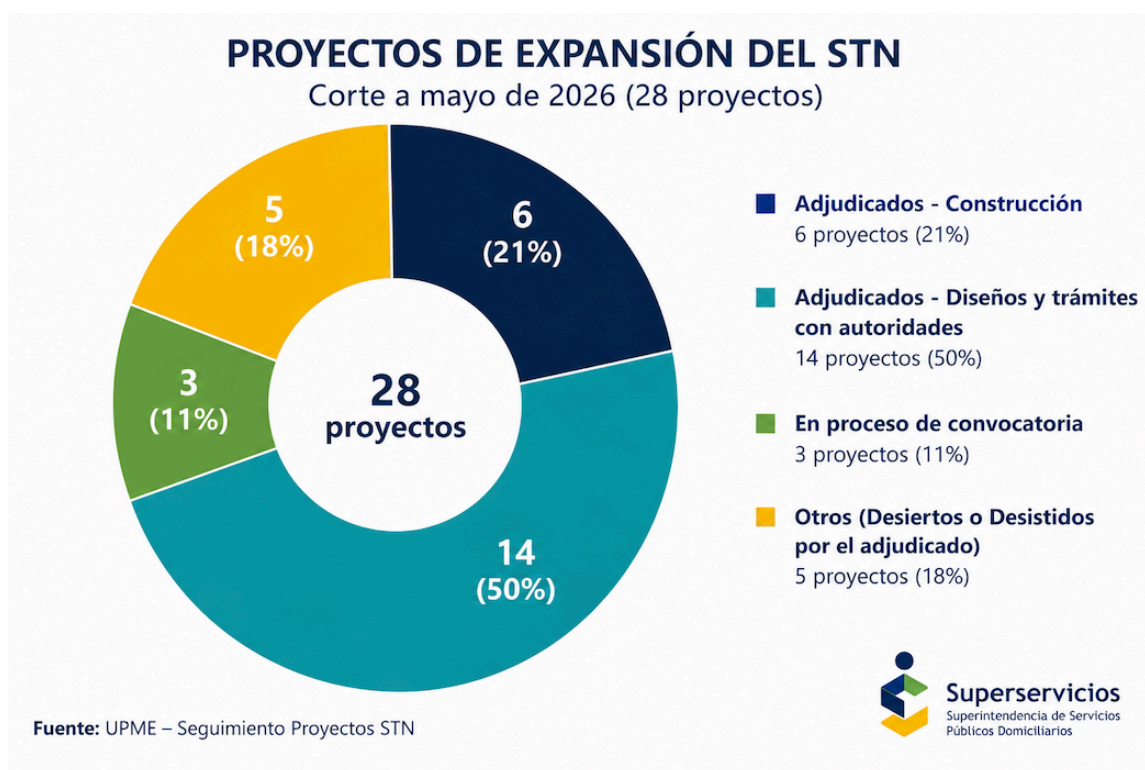


Fuente: Dane y Upme. Elaboración propia.

5.1.2 EXPANSIÓN DEL STN

A continuación, se presenta la caracterización de los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) identificados con corte a mayo de 2026. De acuerdo con la información consolidada, se registran veintiocho (28) proyectos asociados al mecanismo de convocatorias de la UPME. De estos, seis (6) se encuentran en etapa de construcción; catorce (14), en diseño y trámites ante las autoridades competentes; tres (3), en proceso de adjudicación; y cinco (5) están clasificados en la categoría “Otros”, en los cuales se encuentra proyectos desiertos durante las convocatorias o que fueron desistidos durante la ejecución por parte del adjudicado. En términos generales, los proyectos presentan diferentes niveles de avance y enfrentan situaciones relacionadas principalmente con retrasos en los trámites de licenciamiento ambiental, desviaciones frente a los cronogramas de consulta previa, dificultades en la gestión predial y de servidumbres, trámites arqueológicos, permisos territoriales y aspectos logísticos y técnicos a cargo de los inversionistas. El detalle de los proyectos, sus fechas previstas de puesta en operación, porcentajes de avance, áreas operativas, estado y principales situaciones identificadas se presenta en el Anexo 1.

Figura 10. Proyectos identificados para la expansión del STN



Fuente: UPME y XM. Elaboración propia.

Con respecto a los veinte (20) proyectos que a hoy se encuentran adjudicados y en ejecución, estos se pueden identificar es la siguiente gráfica por las áreas operativas.

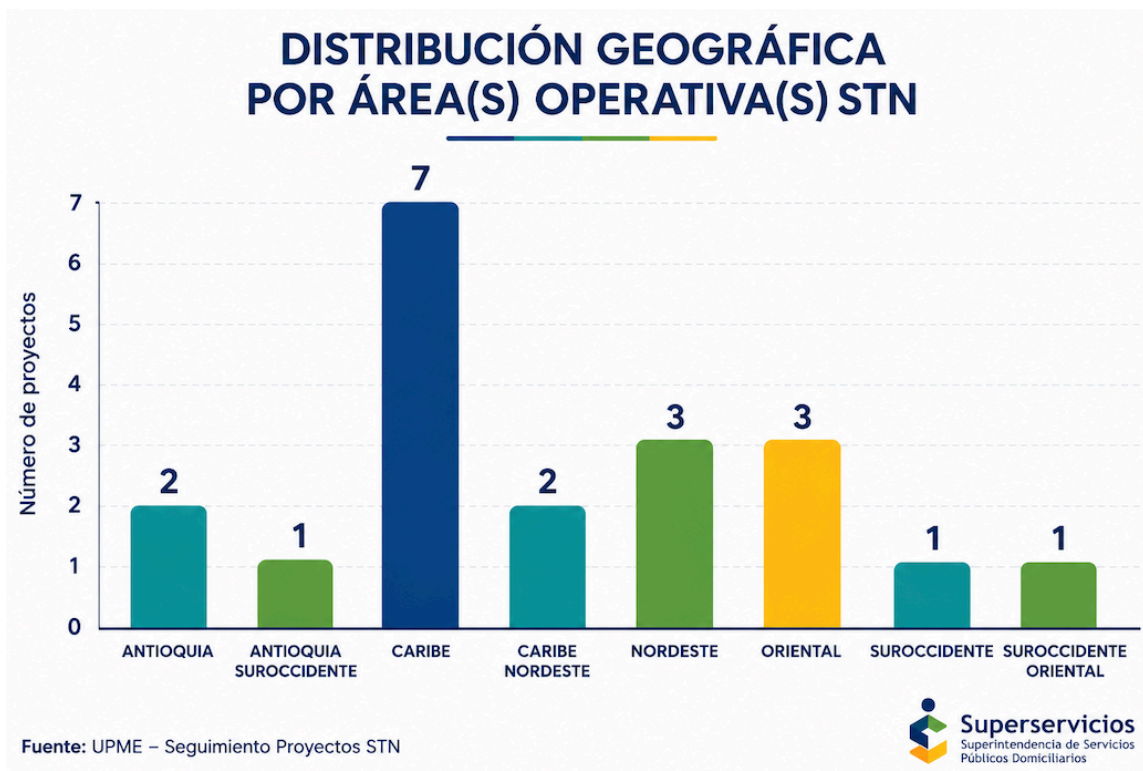
Tabla 5. Distribución geográfica de los proyectos en ejecución por convocatoria.

Fuente: XM. Elaboración

Distribución geográfica por área(s) operativa(s)	Cantidad
Antioquia	2
Antioquia y Suroccidente	1
Caribe	7
Caribe y Nordeste	2
Nordeste	3
Oriental	3
Suroccidente	1
Suroccidente y Oriental	1

Distribución geográfica por área(s) operativa(s)	Cantidad
TOTAL	20

Figura 11. Distribución geográfica de los proyectos en ejecución por convocatoria.



Fuente: Elaboración propia

5.2 CARACTERIZACIÓN GENERAL DEL STR

El Sistema de Transmisión Regional (STR) está conformado por redes regionales o interregionales integradas por líneas, subestaciones y sus equipos asociados, que operan en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV y menores a 220 kV. Su función es transportar la energía eléctrica desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) hacia los centros de consumo regionales, facilitando la incorporación de nuevos proyectos, la atención de la demanda y la prestación continua y confiable del servicio de energía eléctrica.

Con base en la información oficial reportada en la plataforma PARATEC de XM, con corte al cierre de mayo de 2026, a continuación se presenta la infraestructura del STR desagregada por nivel de tensión, indicando la longitud de las líneas de transmisión (km) y el número de subestaciones eléctricas asociadas.

Tabla 6. Infraestructura del STR. Fuente: XM. Elaboración propia.

Componente	57.5 - 66 kV	110 - 138 kV
Líneas de transmisión (km)	363	12.178
Subestaciones Eléctricas -S/E- (Cantidad)	16	357

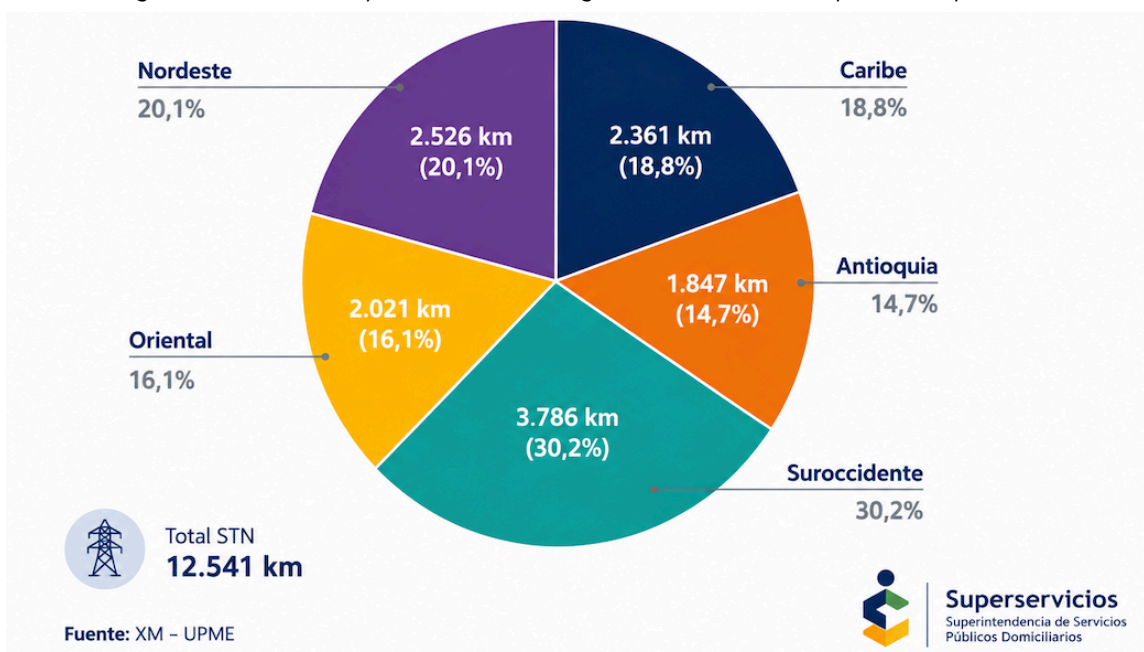
Con el propósito de presentar una visión general de la infraestructura del Sistema de Transmisión Regional (STR) en el país, resulta pertinente analizar su distribución geográfica a través de las diferentes áreas operativas en las que se encuentra organizada la red eléctrica nacional.

Tabla 7. Longitud de líneas del STR por Área Operativa. Fuente: XM. Elaboración propia.

Área Operativa	Líneas de Transmisión 57,5 - 138 kV - (km)
Caribe	2.361
Antioquia	1.847
Suroccidente	3.786
Oriental	2.021
Nordeste	2.526
Total	12.541

La información presentada en la tabla anterior se complementa con la siguiente gráfica, la cual muestra la distribución de la longitud de las líneas de transmisión que operan entre 57,5 kV y 138 kV por área operativa, permitiendo visualizar de manera comparativa la participación de cada región en la infraestructura total del STR.

Figura 12. Distribución porcentual de la longitud de líneas del STR por Área Operativa.



Fuente: XM. Elaboración propia.

La distribución de la infraestructura evidencia una mayor concentración de líneas de transmisión en el área operativa Suroccidente, seguida por Nordeste y Caribe. Por su parte, las áreas Oriental y Antioquia presentan una menor participación relativa en la longitud total de la red del STR para este nivel de tensión.

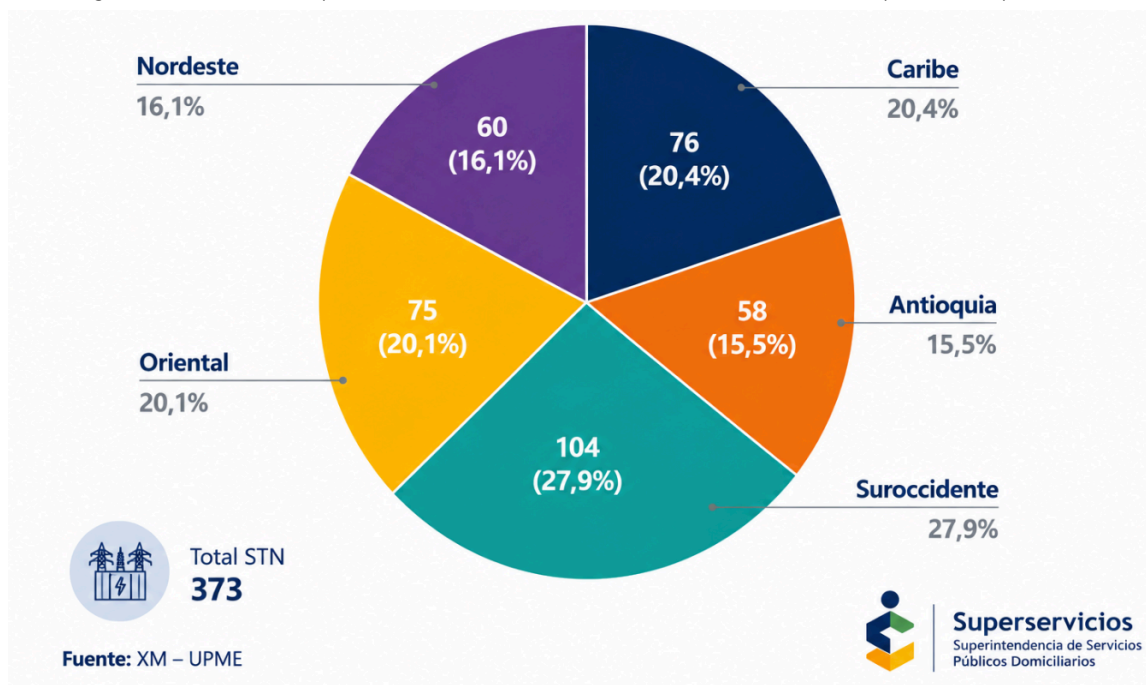
De igual manera, con el propósito de presentar una visión general de la infraestructura del Sistema de Transmisión Regional (STR) en el país, resulta pertinente analizar la distribución geográfica de las subestaciones eléctricas a través de las diferentes áreas operativas en las que se encuentra organizada la red eléctrica nacional.

Tabla 8. Cantidad de subestaciones del STR por Área Operativa. Fuente: XM. Elaboración propia.

Área Operativa	Cantidad de Subestaciones 57,5 - 138 kV
Caribe	76
Antioquia	58
Suroccidente	104
Oriental	75
Nordeste	60
Total	373

La información presentada en la tabla anterior se complementa con la siguiente gráfica, la cual permite visualizar de manera comparativa la distribución de las subestaciones del STR entre las distintas áreas operativas del país, facilitando la identificación de aquellas regiones con mayor concentración de infraestructura de transformación eléctrica.

Figura 13. Distribución porcentual de la cantidad de subestaciones del STR por Área Operativa.



Fuente: XM. Elaboración propia.

La infraestructura de subestaciones del STR presenta una distribución diferenciada entre las áreas operativas, con una mayor concentración en Suroccidente y una menor participación en Antioquia. Asimismo, el STR cuenta con una conexión internacional con Ecuador.

5.2.1 EXPANSIÓN DEL STR

A continuación, se presenta la caracterización de los proyectos identificados para la expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR). En total, se identificaron 124 proyectos, los cuales se encuentran en diferentes estados de desarrollo y ejecución.

En particular, los proyectos se clasifican de acuerdo con su estado de avance, distinguiéndose aquellos que se encuentran en ejecución, los que cuentan con solicitud

de desistimiento, en estructuración de convocatoria y aquellos agrupados en la categoría “Mecanismo - Otro”.

En esta última categoría se incluyen los proyectos para los cuales se encuentra pendiente la manifestación de interés del Operador de Red (OR) para su ejecución o desarrollo como proyecto de ampliación, así como aquellos cuya información aún se encuentra en proceso de validación para definir el mecanismo de ejecución correspondiente. En consecuencia, estos proyectos podrán ser ejecutados por el OR o, de no presentarse dicha manifestación de interés, continuar el proceso de estructuración para una eventual convocatoria por parte de la UPME.

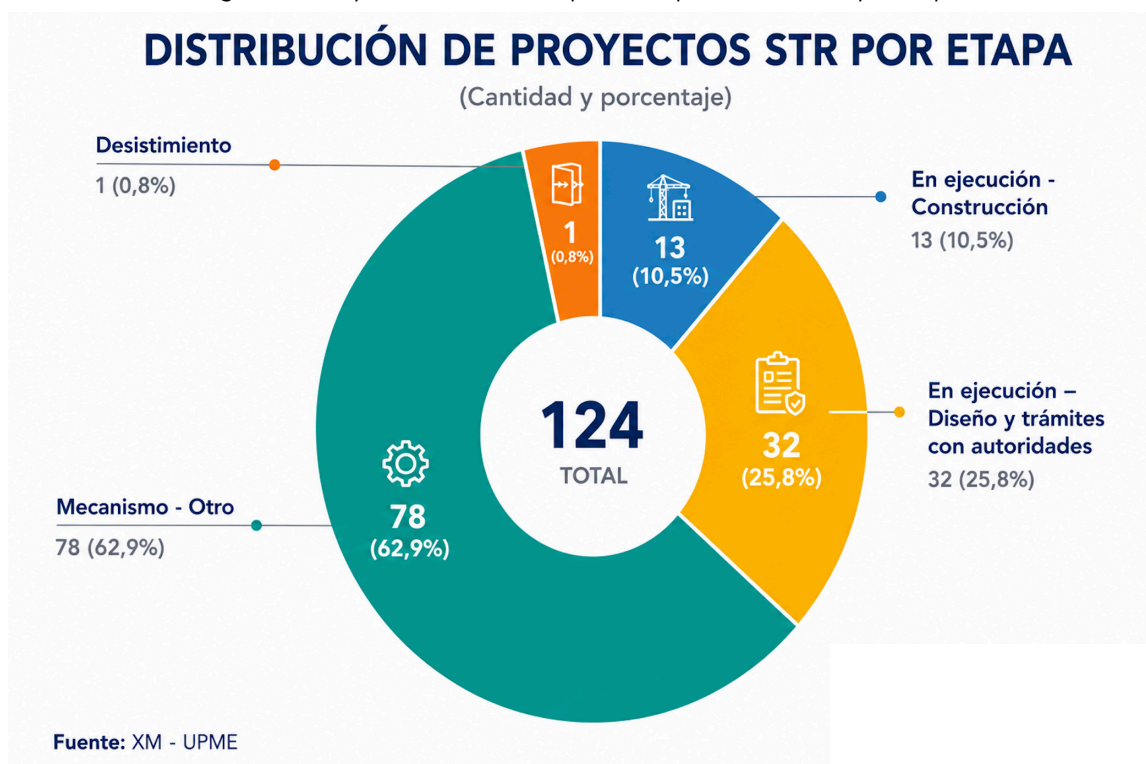
Tabla 9. Etapa de los proyectos identificados para expansión del STR.

Fuente: UPME. Elaboración propia.

Etapas de Proyectos STR	Cantidad
En ejecución - Construcción	13
–En ejecución – Diseño y trámites con autoridades	32
Mecanismo - Otro	78
Desistimiento	1
TOTAL	124

La siguiente gráfica permite visualizar de manera comparativa la distribución de los proyectos del STR por etapa de desarrollo, facilitando la identificación de las fases con mayor concentración de iniciativas.

Figura 14. Proyectos identificados para la expansión del STR por etapa.



Fuente: UPME. Elaboración propia.

De igual manera, con el propósito de analizar la distribución geográfica de los proyectos del STR, a continuación, se presenta su clasificación por área operativa, lo cual permite identificar su concentración territorial dentro del sistema.

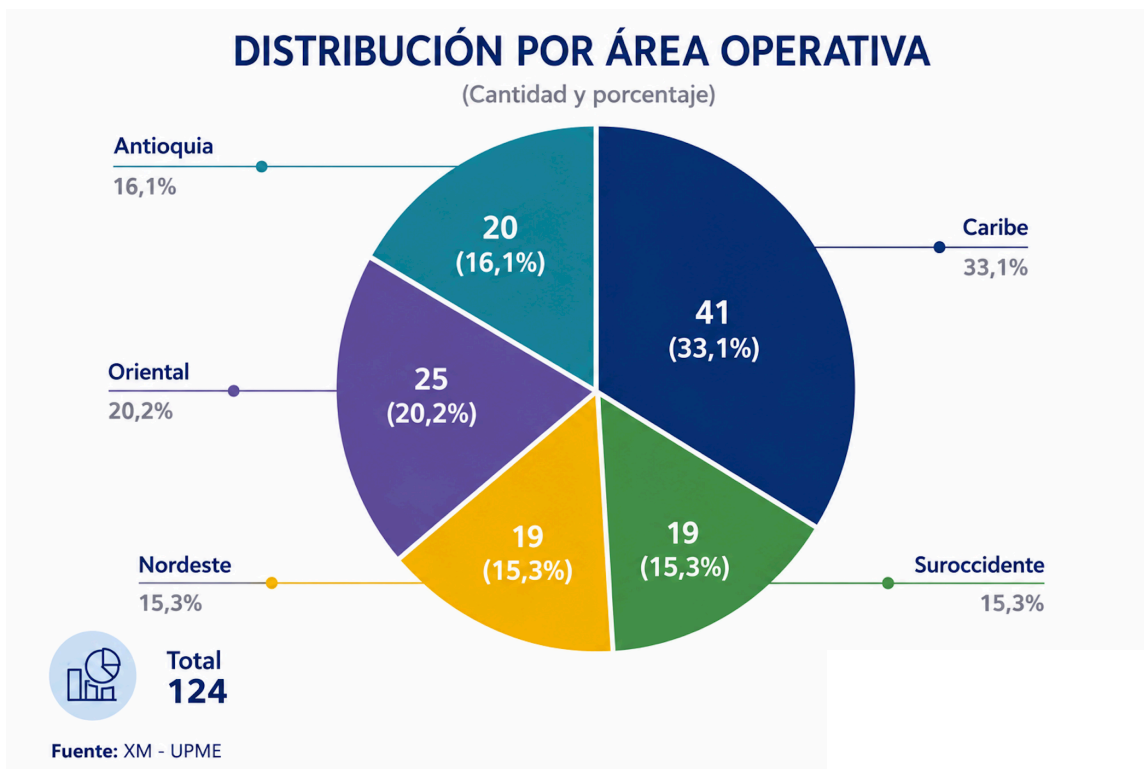
Tabla 10. Proyectos identificados para la expansión del STR por área operativa.

Fuente: UPME. Elaboración propia.

Área Operativa	Cantidad
Caribe	41
Suroccidente	19
Nordeste	19
Oriental	25
Antioquia	20
Total	124

La gráfica que se presenta a continuación complementa la información de la tabla anterior, permitiendo una visualización comparativa de la distribución de los proyectos del STR por área operativa.

Figura 15. Proyectos identificados para la expansión del STR por área operativa.



Fuente: UPME. Elaboración propia.

Asimismo, la siguiente tabla presenta la distribución de los proyectos de infraestructura eléctrica identificados, clasificados según su tipología principal. Esta caracterización permite conocer la orientación de las inversiones y esfuerzos de expansión del sistema, evidenciando la participación relativa de las subestaciones y obras asociadas frente a los proyectos de líneas de transmisión.

Tabla 11. Proyectos identificados para la expansión del STR por tipo de obra.

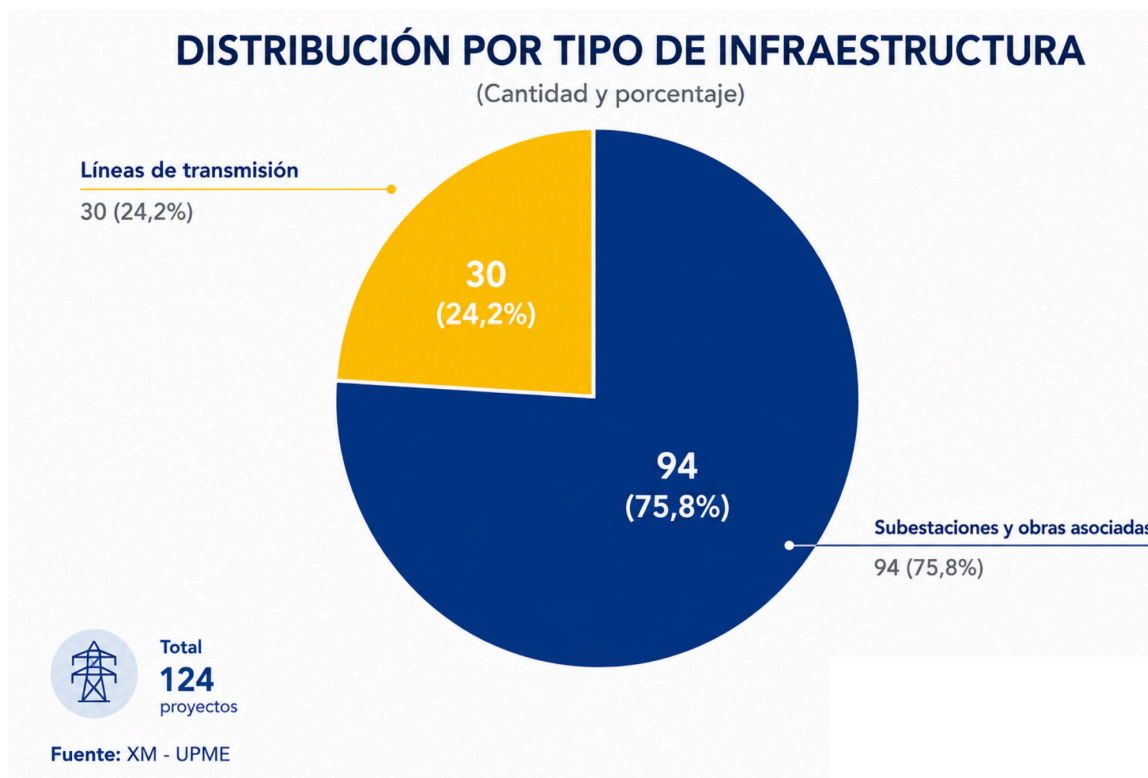
Fuente: UPME. Elaboración propia.

Tipo de infraestructura	Cantidad de proyectos
Subestaciones y obras asociadas	94
Líneas de transmisión	30

En la siguiente figura, se complementa la información presentada en la tabla anterior mediante una representación gráfica de la distribución de proyectos por tipo de

infraestructura. Como se observa, la mayor proporción de iniciativas corresponde a subestaciones y obras asociadas, lo que refleja una tendencia hacia el fortalecimiento de la capacidad de transformación, conexión y maniobra dentro de la red eléctrica, mientras que los proyectos de líneas de transmisión representan una participación menor dentro de los proyectos identificados.

Figura 16. Proyectos identificados para la expansión del STR clasificados por tipo de infraestructura.



Fuente: UPME. Elaboración propia.



Superservicios



6. Expansión del sistema

6 EXPANSIÓN DEL SISTEMA

6.1 PROYECTOS EN EL STN

6.1.1 PROYECTOS EN PROCESO DE CONVOCATORIA DEL STN

Las convocatorias del STN que adelanta la UPME para adjudicación de los proyectos de transmisión, una vez se encuentran abiertas oficialmente, son clasificadas para señalar a los interesados los cronogramas de actividades de cada una, para llevar a cabo la selección del interventor y del inversionista de cada proyecto. A continuación, se identifican las convocatorias en proceso de selección del interventor e inversionista:

Tabla 12. Convocatorias en curso actualmente del SIN. Fuente: UPME. Elaboración propia.

Nombre de la convocatoria
UPME 02-2025 Nueva Subestación Aguaclara 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
UPME 01-2026 Bahías de Transformación Sahagún 500 kV.
UPME 02-2026 Nueva Subestación Corzo 500 kV y líneas de transmisión asociadas.

A continuación se relacionan las convocatorias que, a lo largo del proceso de selección del inversionista, fueron declaradas desiertas, suspendida, o que se ha presentado desistimiento de la ejecución del proyecto, estas son:

Tabla 13. Convocatorias desiertas, suspendidas o de las cuales se desistió.

Fuente: UPME. Elaboración propia.

Nombre de la convocatoria	Estado
UPME 04 -2021 Atrato 230 kV líneas de transmisión asociadas (Suspendido).	Suspendida
UPME 08-2021 La Paz 230 kV líneas de transmisión asociadas.	Desierta
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV líneas de transmisión asociadas	Inversionista desiste de la ejecución del proyecto

Nombre de la convocatoria	Estado
UPME 05-2024 Subestación Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas.	Desierta
UPME 01-2025 Segundo circuito Urrá – Urabá 220 kV.	Desierta

Por lo cual se deberá adelantar otro proceso de convocatoria para la ejecución de estos proyectos para cumplir con las necesidades técnicas identificadas por el planeador.

6.1.2 PROYECTOS DEL STN EN EJECUCIÓN ADJUDICADOS POR CONVOCATORIA

Actualmente se tienen veinte (20) proyectos del STN los cuales ya cuentan con los inversionistas seleccionados para ejecutar las actividades asociadas a los diseños, trámite ambientales, sociales, prediales, entre otros; ejecución y puesta en operación de los proyectos; donde surten las diferentes etapas de acuerdo al avance en la ejecución que presenta cada uno de los proyectos, de acuerdo a la fecha de adjudicación del transmisor, al alcance técnico que tenga cada uno de estos y a los tiempos previstos de acuerdo con el plan de expansión para materializar los beneficios.

Como parte de la ejecución de los proyectos, el marco normativo actual incluye trámites ante diferentes entidades estatales de forma previa y durante las actividades de construcción. Los proyectos que se encuentra en ejecución del STN comprenden de manera general la construcción de las siguientes obras:

Tabla 14. Subestaciones y niveles de tensión. Fuente: UPME. Elaboración propia.

Ítem	Proyectos Subestaciones
1	Diez (10) subestaciones de infraestructura a 220-230 kV a nivel nacional.
2	Seis (6) subestaciones de infraestructura a 500 kV a nivel nacional.

Relacionado a las líneas de transmisión, se tiene lo siguiente:

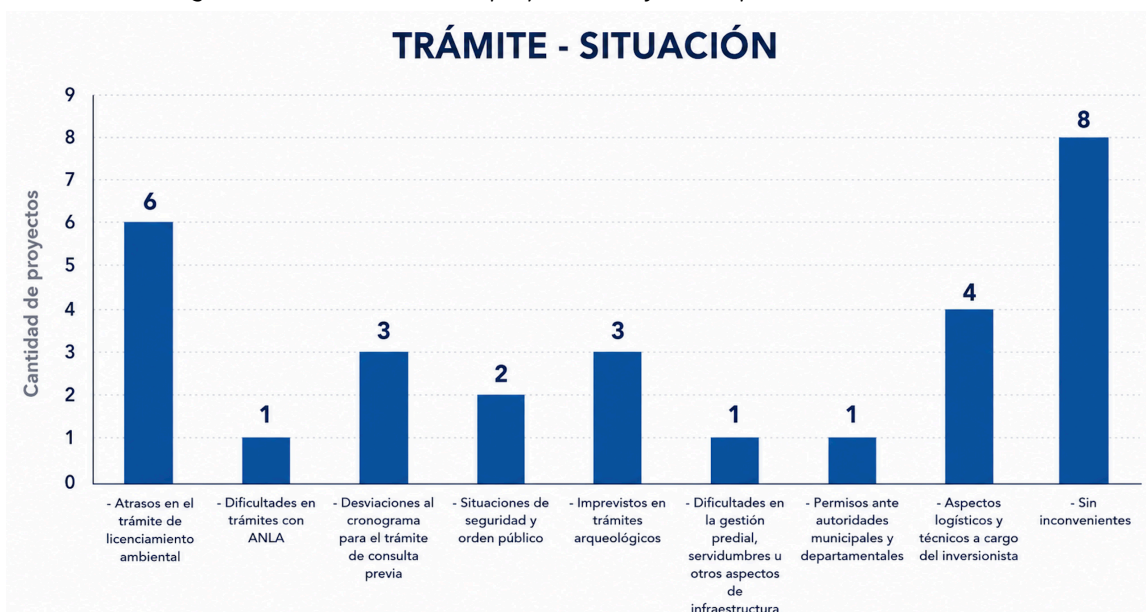
Tabla 15. Líneas de transmisión y niveles de tensión. Fuente: UPME. Elaboración propia.

Ítem	km de líneas de transmisión actualmente ejecutados por convocatoria
1	350 km de líneas de transmisión a 220-230 kV.
2	1.380 km de líneas de transmisión a 500 kV.

También dentro de las obras que están en ejecución, se identifican equipos adicionales como bahías de transformación a 500 kV, banco de transformadores a 500 kV, reactores Inductivos a 500 kV, Sistemas de Compensadores Síncronos a 110 kV, entre otros,

A continuación, se muestran los trámites que se encuentran pendientes por surtir. Es pertinente mencionar que un proyecto puede estar surtiendo trámites simultáneos, es decir más de una situación por cumplir.

Figura 18. Caracterización de proyectos en ejecución por Trámite - Situación.



Fuente: Elaboración propia

6.2 PROYECTOS EN PROCESO DE CONVOCATORIA DEL STR

Conforme al procedimiento regulatorio descrito en el capítulo 4, los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR) que no son asumidos por los

Operadores de Red (OR) mediante manifestación de interés, o que no cumplen las condiciones establecidas en la regulación para su ejecución directa, deben desarrollarse mediante el mecanismo de convocatoria pública liderado por la UPME.

Bajo este esquema, la UPME estructura y adelanta el proceso de selección del inversionista responsable de ejecutar las obras, definiendo las especificaciones técnicas, los requisitos de participación y las condiciones para su desarrollo. Una vez adjudicado el proyecto, el inversionista seleccionado asume la ejecución integral de las actividades requeridas hasta la puesta en operación de la infraestructura.

De los proyectos que actualmente son objeto de monitoreo por parte de la SSPD, se identifican veintisiete (27) que se encuentran bajo el mecanismo de convocatoria. Dentro de este grupo adquieren especial relevancia aquellos asociados a las medidas adoptadas mediante la Resolución 40004 de 2026, por medio de la cual se modifica la Resolución MME 90604 de 2014, se declara la existencia de una Situación Especial en el STN y en los STR de la Costa Atlántica, y se establecen acciones orientadas a promover la ejecución oportuna de obras de expansión consideradas prioritarias para garantizar la confiabilidad del sistema y la prestación efectiva y continua del servicio público de energía eléctrica en la Región Caribe. En consecuencia, estos proyectos son objeto de especial seguimiento por parte de la SSPD.

Con el fin de identificar el estado de avance de los proyectos que actualmente se encuentran bajo el mecanismo de convocatoria liderado por la UPME, en la siguiente tabla se presenta su clasificación de acuerdo con el estado del proceso de convocatoria. En particular, se distinguen aquellos proyectos cuya convocatoria aún se encuentra en etapa de estructuración por parte de la UPME de aquellos para los cuales la convocatoria ya fue publicada.

Tabla 16. Estado de Proyectos de Convocatoria UPME. Fuente: UPME. Elaboración propia.

Categoría	Cantidad de Proyectos	Porcentaje
Proyectos en estructuración de la convocatoria - UPME	16	59,3%
Proyectos con convocatoria publicada - UPME	11	40,7 %

Del total de once (11) proyectos con convocatoria publicada, seis (6) fueron declarados desiertos, por lo que deberán ser objeto de un nuevo proceso de selección para la escogencia del inversionista encargado de su ejecución. En consecuencia, aunque estos proyectos han superado la etapa de estructuración y han sido publicados por la UPME, la declaratoria de desierto implica que aún no cuentan con un ejecutor seleccionado, condición que retrasa el inicio de las actividades requeridas para su desarrollo.

Adicionalmente, resulta relevante analizar la distribución geográfica de los proyectos asociados al mecanismo de convocatoria UPME, con el fin de identificar las áreas operativas donde se concentra la mayor cantidad de iniciativas. En la siguiente tabla, se presenta la cantidad de proyectos clasificados según el área operativa en la que se desarrollan, permitiendo evidenciar la concentración territorial de los proyectos actualmente sometidos al mecanismo de convocatoria.

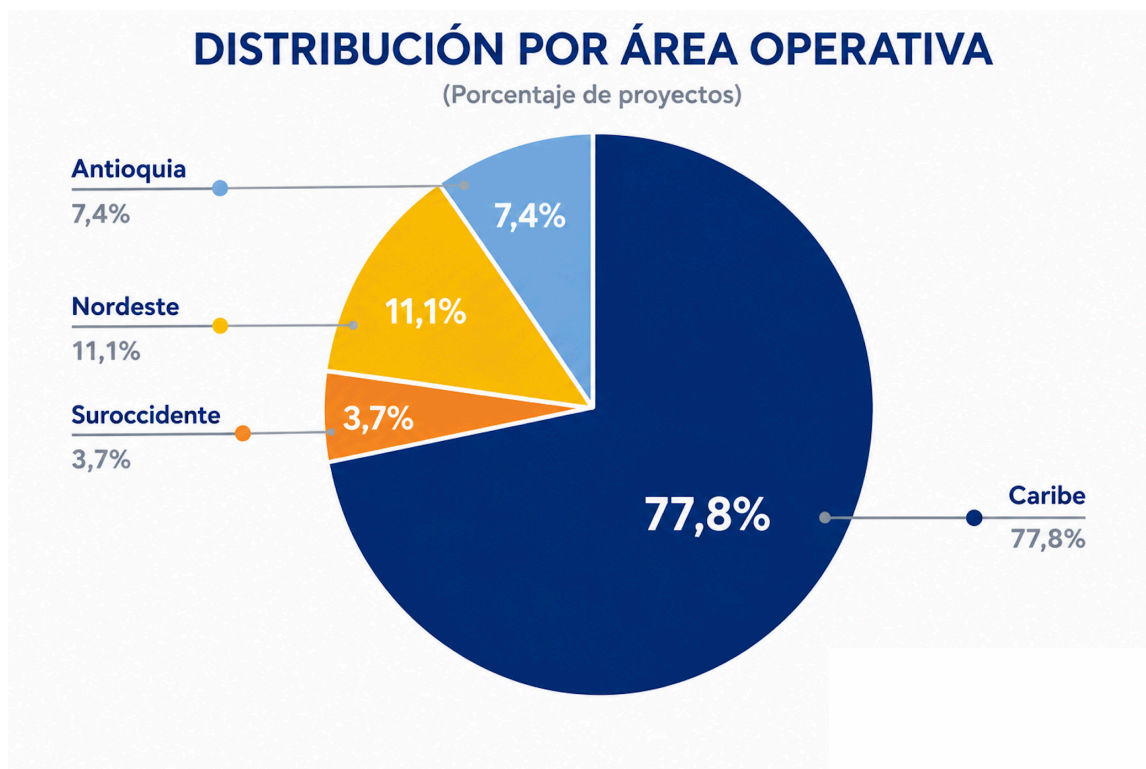
Tabla 17. Proyectos bajo el mecanismo de convocatoria por área operativa.
Fuente: UPME. Elaboración propia.

Área operativa	Cantidad de proyectos
Caribe	21
Suroccidente	1
Nordeste	3
Oriental	0
Antioquia	2

La Figura a continuación muestra que la mayor concentración de proyectos sujetos al mecanismo de convocatoria UPME se localiza en el área operativa Caribe, la cual concentra el 77,8% del total. Esta distribución es consistente con las medidas adoptadas

mediante la Resolución 40004 de 2026, que prioriza la ejecución de obras de expansión en la Región Caribe para atender las necesidades identificadas en la infraestructura de transmisión. En contraste, las áreas Nordeste y Suroccidente presentan una menor participación dentro del conjunto de proyectos analizados, mientras que en el área Oriental no se registran proyectos bajo esta clasificación.

Figura 19. Proyectos en proceso de estructuración de convocatoria por área operativa.



Fuente: UPME. Elaboración propia.

Finalmente, es importante mencionar que existen proyectos pendientes de manifestación por parte de los OR. La definición de esta etapa resulta determinante para establecer el mecanismo mediante el cual se ejecutarán las obras, ya que, en caso de no presentarse manifestaciones de interés dentro de los plazos regulatorios establecidos, dichos proyectos deberán ser objeto de convocatoria pública por parte de la UPME. Considerando que más de la mitad de las convocatorias actualmente publicadas fueron declaradas desiertas, el eventual ingreso de nuevos proyectos a este mecanismo constituye un aspecto de especial relevancia para el seguimiento de la SSPD, por cuanto

podría afectar los tiempos requeridos para la adjudicación de los proyectos y, en consecuencia, el cumplimiento de las fechas previstas para su entrada en operación.

6.3 PROYECTOS EN EJECUCIÓN DEL STR

Una vez definidos los proyectos, se inicia la fase de estructuración y diseño, en la que se desarrollan los estudios de ingeniería, se determinan los requerimientos constructivos y se adelantan las actividades necesarias para la obtención de permisos, licencias, autorizaciones y demás requisitos exigidos para su ejecución. Esta etapa incluye, entre otros aspectos, la gestión predial, la constitución de servidumbres, la obtención de conceptos ambientales y la coordinación con autoridades nacionales y territoriales.

La fase de ejecución comprende la construcción de las obras civiles, el montaje electromecánico, la instalación de equipos, la adecuación de sistemas de protección, control y comunicaciones y la realización de las pruebas requeridas para verificar el correcto funcionamiento de la infraestructura. Dependiendo de la complejidad del proyecto, esta etapa puede extenderse durante varios meses o años y requiere una coordinación permanente entre los diferentes agentes involucrados.

Finalizadas las actividades constructivas, se realizan las pruebas de puesta en servicio y la energización de los activos, verificando el cumplimiento de los requisitos técnicos y operativos establecidos por la regulación y por los organismos responsables de la coordinación de la operación del sistema. Una vez superadas estas etapas, el proyecto entra en operación comercial y comienza a aportar los beneficios previstos en términos de capacidad, confiabilidad y calidad del servicio.

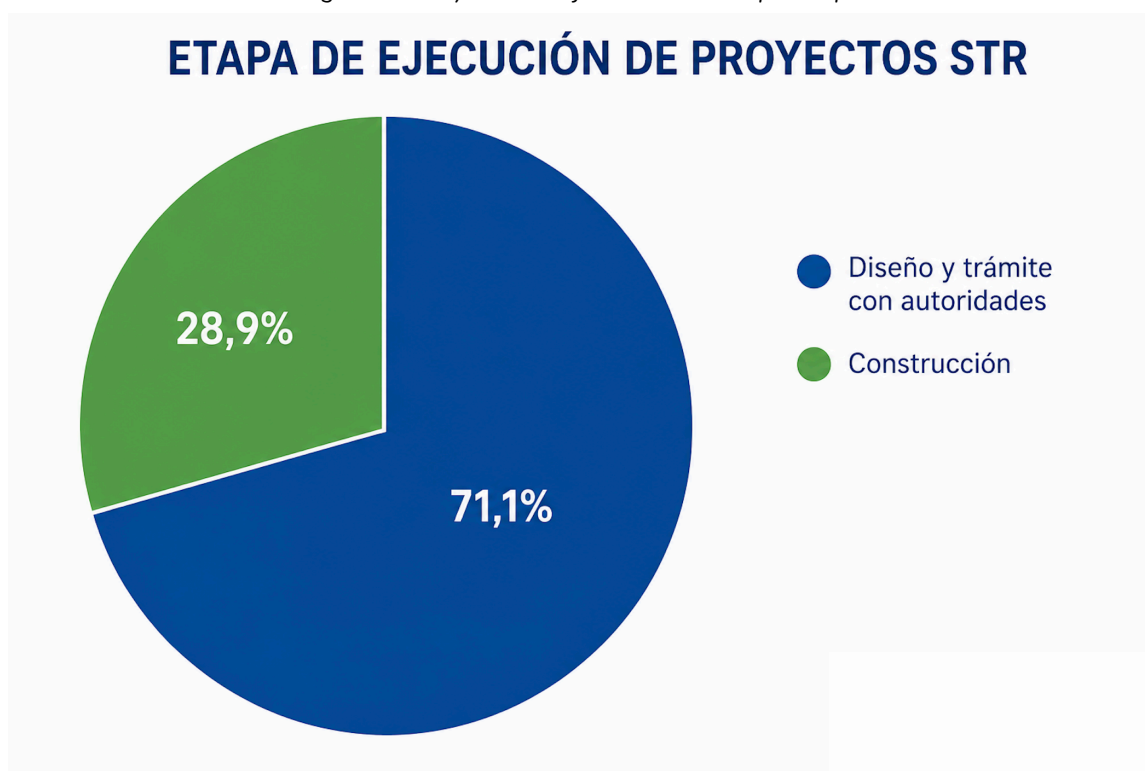
Durante todo el ciclo de vida de los proyectos se realizan actividades de seguimiento y control orientadas a verificar el cumplimiento de los cronogramas, identificar riesgos que puedan afectar la Fecha de Puesta en Operación (FPO) y evaluar los posibles impactos de los retrasos sobre la operación del sistema. Este seguimiento resulta especialmente relevante para aquellos proyectos destinados a eliminar restricciones operativas, atender incrementos de demanda o permitir la conexión de nueva generación.

En este contexto, la SSPD realiza el seguimiento periódico a los proyectos de expansión del STR que se encuentran en etapa de ejecución. De los cuarenta y seis (46) proyectos

bajo monitoreo, cuarenta y cinco (45) son ejecutados por los Operadores de Red (OR), conforme al mecanismo ordinario previsto en la regulación vigente, mientras que únicamente uno (1) se encuentra a cargo de un inversionista seleccionado mediante convocatoria pública adelantada por la UPME. Del total de proyectos monitoreados, treinta y dos (32) se encuentran en etapa de diseño y gestión de permisos ante las autoridades competentes, trece (13) en fase de construcción y uno (1) corresponde al proyecto Subestación Pacífico 115 kV y obras asociadas, para el cual el Operador de Red presentó una solicitud de desistimiento.

En consecuencia, para efectos del presente análisis, se consideran cuarenta y cinco (45) proyectos con actividades en desarrollo dentro del STR, excluyendo aquel que actualmente se encuentra en trámite de desistimiento. A continuación, se presenta la distribución de los proyectos en ejecución según su estado de avance.

Figura 20. Proyectos en ejecución del STR por etapa.



Fuente: UPME. Elaboración propia.

Con el fin de complementar el análisis del estado de avance de los proyectos en ejecución, se presenta a continuación una clasificación de las principales situaciones y

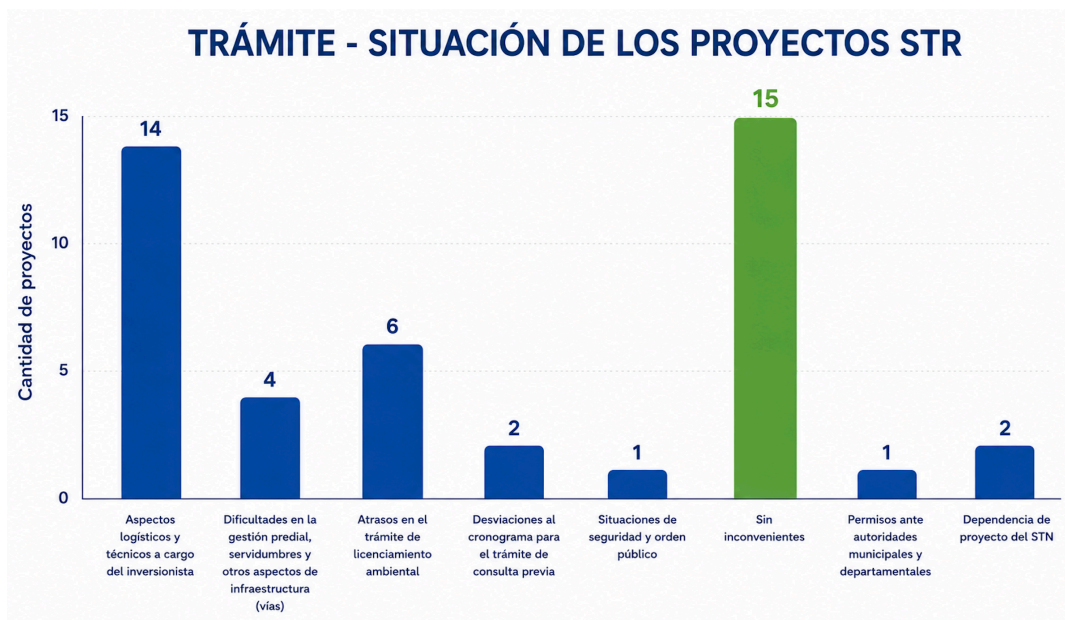
trámites que inciden en su desarrollo. Esta caracterización permite identificar los factores que pueden influir en el cumplimiento de los cronogramas y, en consecuencia, en la FPO de las obras.

Tabla 18. Caracterización por Trámite - Situación. Fuente: SSPD. Elaboración propia

Trámites - Situación	Cantidad de proyectos
- Aspectos logísticos y técnicos a cargo del inversionista	14
- Dificultades en la gestión predial, servidumbres y otros aspectos de infraestructura (vías)	4
- Atrasos en el trámite de licenciamiento ambiental	6
- Desviaciones al cronograma para el trámite de consulta previa	2
- Situaciones de seguridad y orden público	1
- Sin inconvenientes	15
- Permisos ante autoridades municipales y departamentales	1
- Dependencia de proyecto del STN	2

La gráfica siguiente presenta la participación de cada categoría dentro del conjunto de proyectos en ejecución, evidenciando la prevalencia de factores asociados a aspectos técnicos, logísticos, ambientales, prediales y de articulación institucional, así como aquellos proyectos que actualmente no reportan inconvenientes para su desarrollo. Esta información permite identificar los principales aspectos que enfrentan las iniciativas de expansión y orientar el análisis de los riesgos que podrían afectar el cumplimiento de los cronogramas establecidos.

Figura 21. Caracterización de proyectos en ejecución por Trámite - Situación.



Fuente: SSPD. Elaboración propia

Con el propósito de complementar la caracterización de los proyectos en ejecución del Sistema de Transmisión Regional (STR), a continuación, se presenta su distribución según el área operativa en la que se desarrollan. Esta clasificación permite identificar la concentración geográfica de las iniciativas de expansión y seguimiento, así como reconocer las regiones donde se registra una mayor actividad asociada al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica regional.

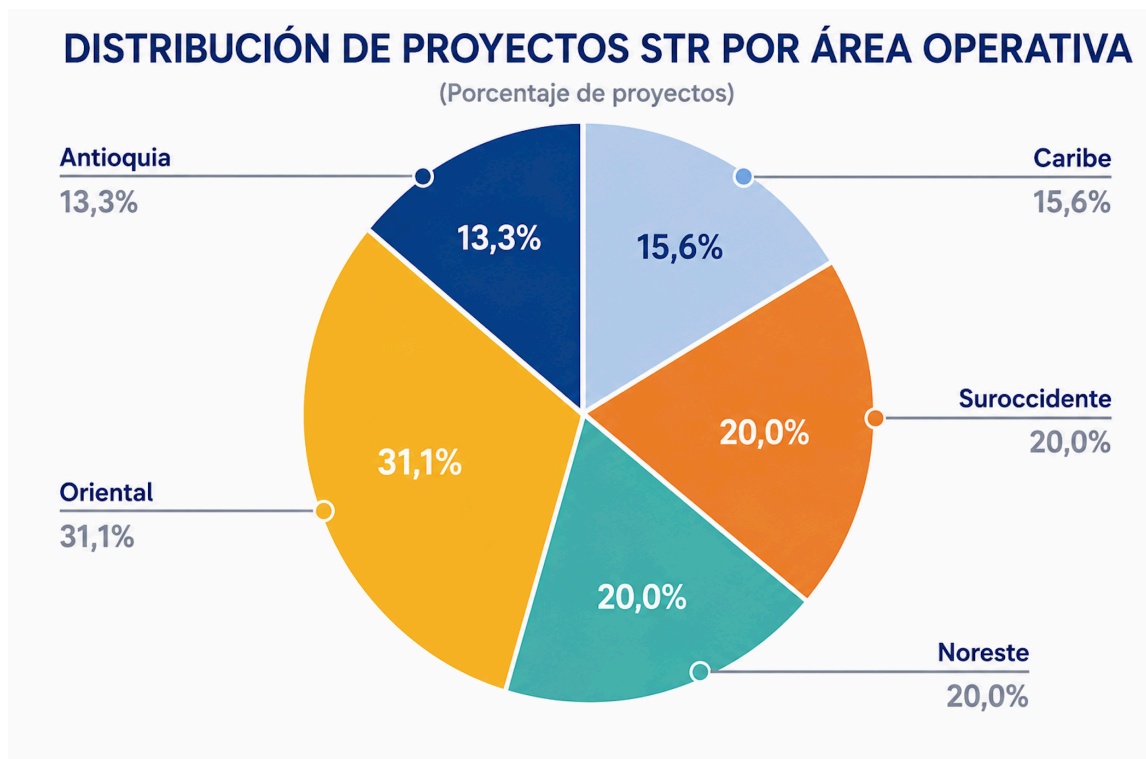
Tabla 19. Proyectos en ejecución por área operativa. Fuente: SSPD. Elaboración propia

Área operativa	Cantidad de proyectos
Caribe	7
Suroccidente	9
Nordeste	9
Oriental	14
Antioquia	6

La siguiente figura presenta la distribución de los proyectos en ejecución del STR por área operativa. Se observa que el área Oriental concentra la mayor cantidad de iniciativas objeto de seguimiento, con cerca de una tercera parte del total de proyectos identificados.

Por su parte, las áreas Nordeste y Suroccidente registran una participación similar, mientras que Caribe y Antioquia presentan una menor concentración de proyectos. Esta distribución permite visualizar la localización de las iniciativas actualmente en desarrollo y las áreas donde se concentra una mayor actividad de seguimiento a la ejecución de obras de expansión del STR.

Figura 22. Proyectos en ejecución por área operativa.



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, los proyectos en ejecución fueron clasificados según el tipo de infraestructura asociada, con el fin de caracterizar las iniciativas objeto de seguimiento. Como se observa en la siguiente tabla, la mayor proporción de proyectos corresponde a subestaciones y obras asociadas, mientras que el restante se encuentra relacionado con líneas de transmisión.

Tabla 20. Proyectos en ejecución del STR por tipo de obra. Fuente: Elaboración propia

Tipo de infraestructura	Cantidad de proyectos
Subestaciones y obras asociadas	35
Líneas de transmisión	10



Superservicios



7.

Estadísticas de los proyectos

7 ESTADÍSTICAS DE LOS PROYECTOS

7.1 ESTADÍSTICAS DEL STN

Con el fin de clasificar el atraso de los proyectos se establece la diferencia en años entre la FPO oficial y la FPO inicial que está relacionada en la convocatoria de cada uno de los proyectos. A continuación, se relacionan los indicadores para identificar el nivel de criticidad de los proyectos por el atraso de la FPO:

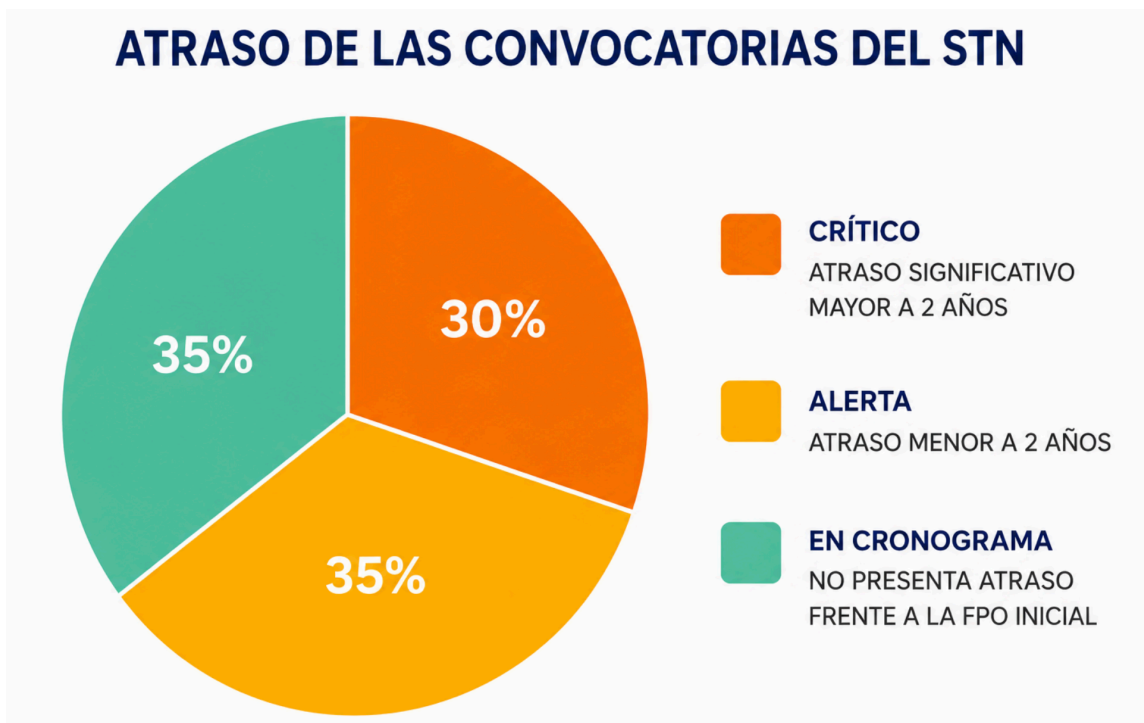
Tabla 21. Semáforo del avance de los proyectos del STN. Fuente: Elaboración propia

NIVEL ¹	CONDICIÓN
CRÍTICO	ATRASO SIGNIFICATIVO MAYOR A 2 AÑOS
ALERTA	ATRASO MENOR A 2 AÑOS
EN CRONOGRAMA	NO PRESENTA ATRASO FRENTE A LA FPO INICIAL

De acuerdo con lo anterior y al seguimiento que se realiza a los proyectos del STN, el atraso evidenciado es el siguiente:

¹ Nivel: El avance corresponde al atraso de la FPO oficial, respecto a la FPO inicial de la convocatoria.

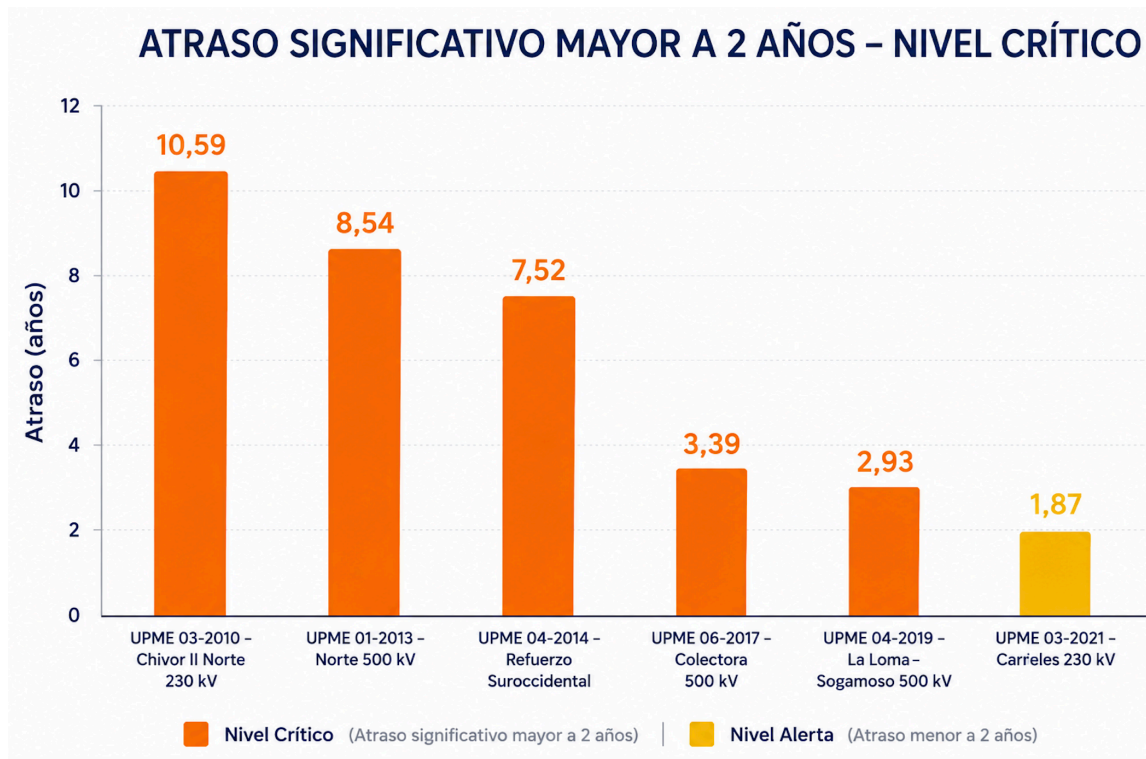
Figura 23. Proyectos caracterizados por los atrasos en el STN.



Fuente: UPME. Elaboración propia

Con relación al atraso significativo de los proyectos que presenta un valor mayor a 2 años, se encuentra el siguiente análisis en los proyectos del STN:

Figura 24. Proyectos con atraso mayor a 2 años.

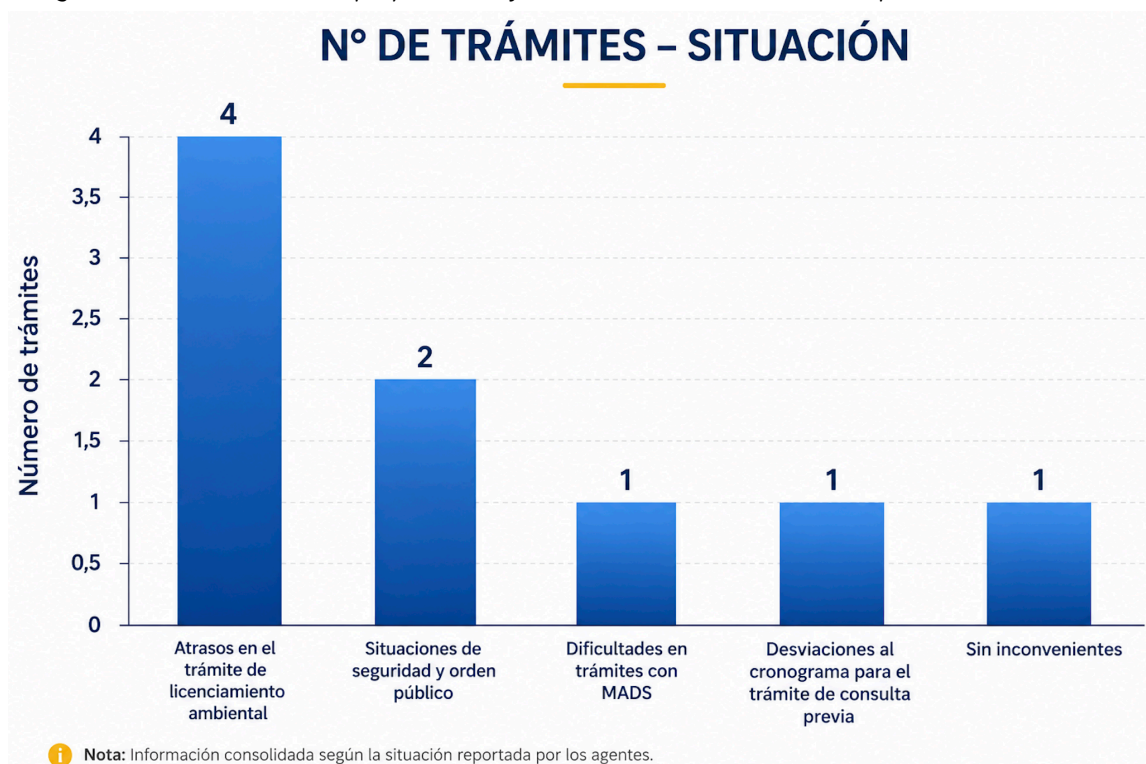


Fuente: Elaboración propia

Se identifica que a la fecha el proyecto UPME 03-2010 es el que presenta un atraso mayor a 10 años de la FPO oficial, respecto a la FPO inicial (DSI). Seguidamente continúan cinco (5) proyectos con un atraso entre 8 y 2 años de atraso.

Con el fin de conocer cuáles son los trámites asociados a los proyectos críticos que se acababan de mencionar, en la siguiente tabla se cuantifican el número de trámites por los proyectos críticos, incluso a donde algunos de estos, poseen hasta dos (2) situaciones simultáneas, estos son:

Figura 25. Caracterización de proyectos en ejecución del STN en estado crítico por Trámite - Situación.



Fuente: Elaboración propia

Se resalta que el proyecto UPME 03-2021 Carreiles 230 kV, no presenta a la fecha inconvenientes, sin embargo, el proyecto estuvo asociado a demoras en trámites ambientales, lo que lo ubica en estado crítico por llegar a un atraso de 2 años aproximadamente.

Con base en el atraso que presentan los proyectos del STN, se realiza una caracterización por la situación que a hoy se encuentran y así avanzar con el proyecto. A continuación, se presenta la siguiente clasificación por entidades frente a las cuales se debe surtir el trámite correspondiente:

Figura 26. Entidades y trámites por etapas de los proyectos del STN,

En Planificación	➤ Entes Sector Eléctrico	- Ministerio de Minas y Energía – MME. - Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. - Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG.
	➤ Ambiental	- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). - Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible (MADS). - Corporación Autónomas Regionales (CAR's).
En Desarrollo	➤ Mininterior	- Consulta previa. - Tema predial, servidumbres e infraestructura (vías).
	➤ Mindefensa	- Seguridad, conflictividad y orden público (Ejército – Policía)
	➤ Otros	- Trámites arqueológicos - Gestiones generales

Fuente: Marco normativo. Elaboración propia

Con base en la caracterización anterior, se identificó que, como se mencionó en el numeral 6.1.1 del presente documento, existen proyectos cuyas convocatorias adelantadas por la UPME fueron declaradas desiertas, así como un proyecto respecto del cual el ejecutor presentó desistimiento. En consecuencia, estos proyectos deben retornar a una etapa de planificación, en la que, con fundamento en los estudios y análisis realizados por la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, se evalúe la conveniencia de adelantar un nuevo proceso de selección mediante la publicación de una segunda convocatoria, ajustando los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) para incrementar las posibilidades de una futura adjudicación, tal como se ilustra en la Figura 10.

También es importante revisar con todos los entes involucrados, la situación del proyecto UPME 02-2021 Pacífico 230 kV líneas de transmisión asociadas, al identificar en el boletín de la UPME de las convocatorias la situación que el Inversionista desiste de la ejecución del proyecto, con un avance del 21,5% a corte de noviembre de 2025.

En cuanto a los proyectos que presentan trámites de orden ambiental, consulta previa, de orden público, etc, en la siguiente gráfica se observan las cifras relacionadas a estos trámites con pendientes:

Figura 27. Cantidad de trámites pendientes en desarrollo por tipo de entidad.



Fuente: Elaboración propia

Se pueden citar algunos ejemplos de los anteriores trámites que se encuentran en desarrollo como el proyecto UPME 03-2010 subestaciones CHIVOR II y NORTE 230 kV, UPME 01-2013 Subestación Norte 500 kV y las líneas de transmisión asociadas, UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV, UPME 04-2019 Línea de transmisión Loma – Sogamoso 500 kV, UPME 07-2021 subestación Alcaraván 230 kV y UPME 05 - 2023 Tercer Transformador 500/220 kV DE 450 MVA en la subestación Bolívar.

También existen trámites con Mininterior como lo es la consulta previa donde se ubican los siguientes proyectos: UPME 06 – 2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas de transmisión asociadas, UPME 05 -2021 subestación Pasacaballos 220 kV, UPME 02-2024 Subestación Magangué 500 kV y UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV. La información completa para los restantes trámites, se pueden identificar en el Anexo de Seguimiento a Proyectos STN y STR.

7.2 ESTADÍSTICAS DEL STR

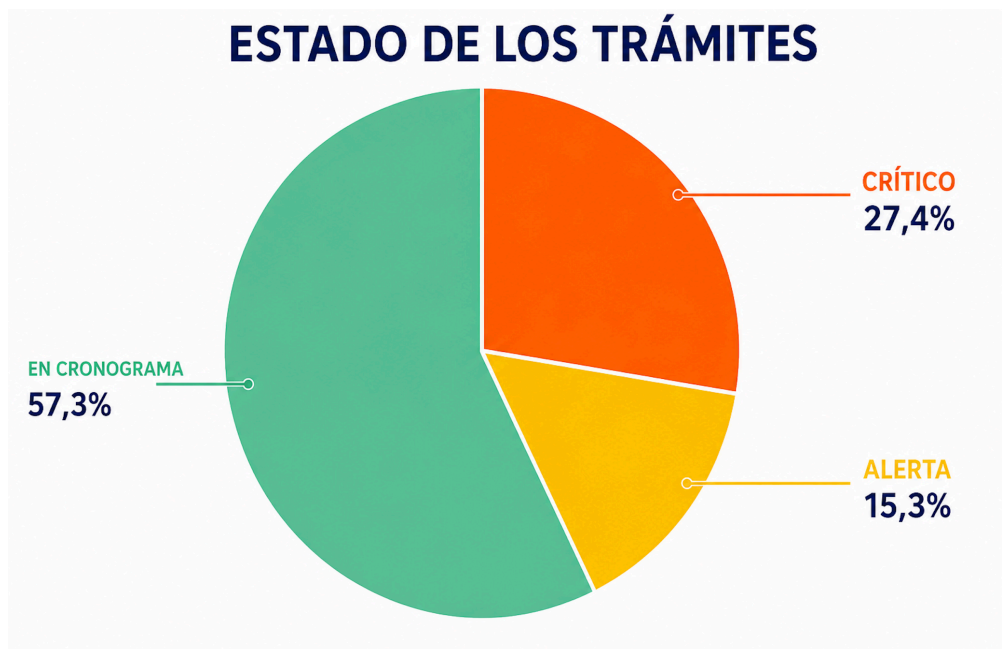
Aplicando la misma metodología utilizada para los proyectos del STN, se determinó el nivel de atraso de los proyectos del STR mediante la comparación entre la Fecha de Puesta en Operación (FPO) oficial vigente y la FPO inicial definida para cada proyecto. No obstante, en aquellos casos en que la FPO oficial se encuentre superada a la fecha de elaboración del presente documento, se considera la FPO estimada por la interventoría como referencia para el análisis. A continuación, se presentan los criterios empleados para establecer el nivel de criticidad de los proyectos en función del retraso acumulado.

Tabla 22. Semáforo del avance de los proyectos del STR. Fuente: Elaboración propia

NIVEL	CONDICIÓN
CRÍTICO	ATRASO SIGNIFICATIVO MAYOR A 2 AÑOS
ALERTA	ATRASO MENOR A 2 AÑOS
EN CRONOGRAMA	NO PRESENTA ATRASO FRENTE A LA FPO INICIAL

La siguiente figura presenta la distribución de los proyectos del STR según su nivel de atraso, de acuerdo con los criterios de criticidad previamente definidos. Este análisis permite evaluar el estado general de los proyectos objeto de seguimiento y dimensionar la incidencia de los retrasos en el cumplimiento de las fechas previstas para su entrada en operación.

Figura 28. Proyectos caracterizados por los atrasos en el STR.



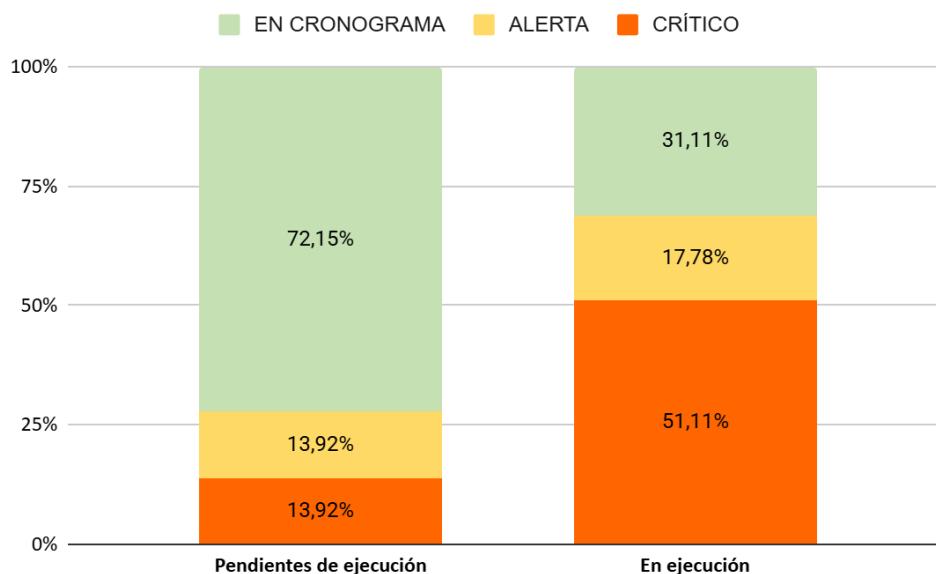
Fuente: UPME. Elaboración propia

Con el fin de complementar el análisis de atrasos, la siguiente figura presenta la distribución porcentual de los proyectos de expansión del STR según su nivel de criticidad, diferenciando aquellos que se encuentran en ejecución de los proyectos pendientes de ejecución.

La distribución evidencia diferencias en la composición de los proyectos según su etapa de desarrollo. Mientras que los proyectos pendientes de ejecución presentan una mayor participación de iniciativas que no registran atraso frente a la FPO prevista, los proyectos en ejecución concentran una proporción más alta de proyectos clasificados en condición crítica. Por su parte, la categoría de alerta presenta una participación menor en ambos grupos.

No obstante, se observa que una parte de los proyectos pendientes de ejecución registra niveles de atraso frente a la FPO inicialmente prevista. Si bien estas iniciativas aún no han iniciado su fase de ejecución, esta situación evidencia desviaciones temporales ocurridas durante las etapas previas al desarrollo de las obras, asociadas, entre otros aspectos, a los procesos de convocatoria, manifestación de interés o definición del esquema de ejecución.

Figura 29. Distribución de los proyectos del STR por nivel de atraso y etapa del proyecto.

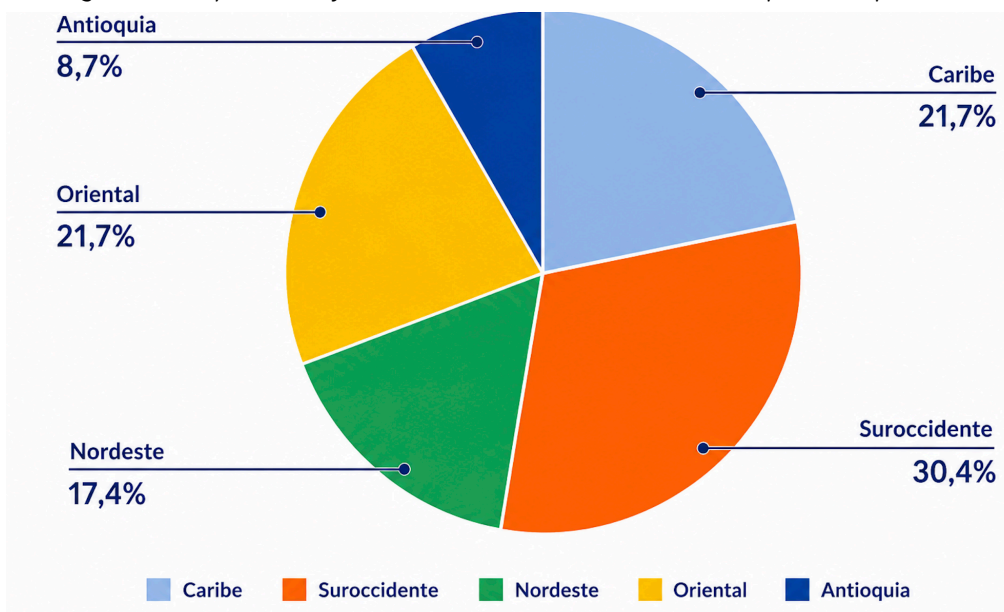


Fuente: UPME. Elaboración propia

Con el fin de profundizar en el análisis de los proyectos que actualmente se encuentran en ejecución, a continuación se presenta su caracterización según el nivel de atraso y el estado de avance reportado. Este análisis permite identificar la distribución geográfica de los proyectos clasificados en condición crítica, alerta y en cronograma, así como evaluar su grado de ejecución a partir de los porcentajes de avance informados por los responsables de las obras.

La caracterización de los proyectos clasificados en condición crítica, correspondientes a aquellos que registran retrasos superiores a dos años respecto de la FPO inicialmente prevista, se presenta en la siguiente figura. Como aspecto general, esta condición se observa en todas las áreas operativas, con una mayor concentración de proyectos en Suroccidente, seguida por Caribe y Oriental.

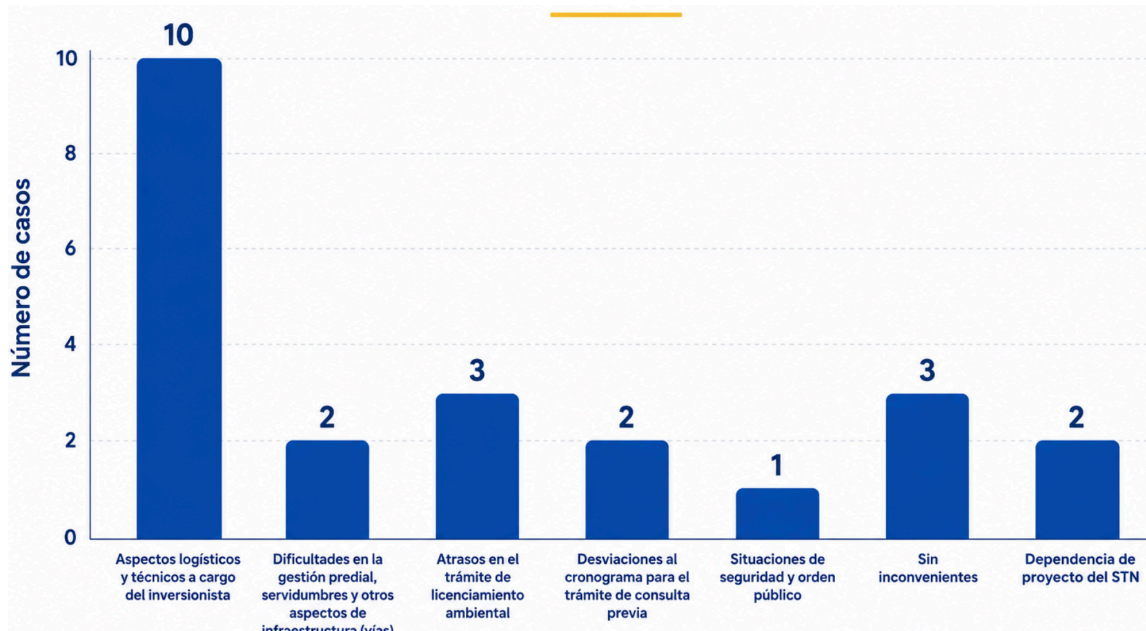
Figura 30. Proyectos en ejecución clasificados en condición crítica por área operativa



Fuente: UPME. Elaboración propia

La condición crítica observada en estos proyectos se encuentra asociada a diferentes factores que han incidido en el cumplimiento de la FPO inicialmente prevista. La siguiente figura presenta la distribución de los principales factores asociados a los atrasos registrados.

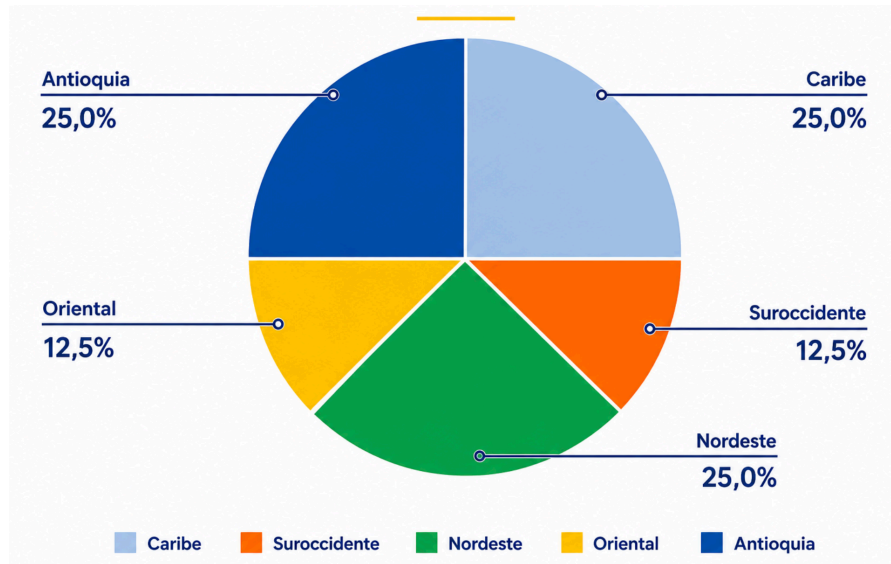
Figura 31. Caracterización de proyectos en ejecución del STR en estado crítico por Trámite - Situación.



Fuente: SSPD. Elaboración propia

La gráfica a continuación muestra la distribución de los proyectos clasificados en condición de alerta, correspondientes a aquellos que presentan retrasos inferiores a dos años frente a la FPO inicialmente prevista. En términos generales, esta categoría presenta una distribución relativamente equilibrada entre las diferentes áreas operativas, sin diferencias significativas en la cantidad de proyectos reportados.

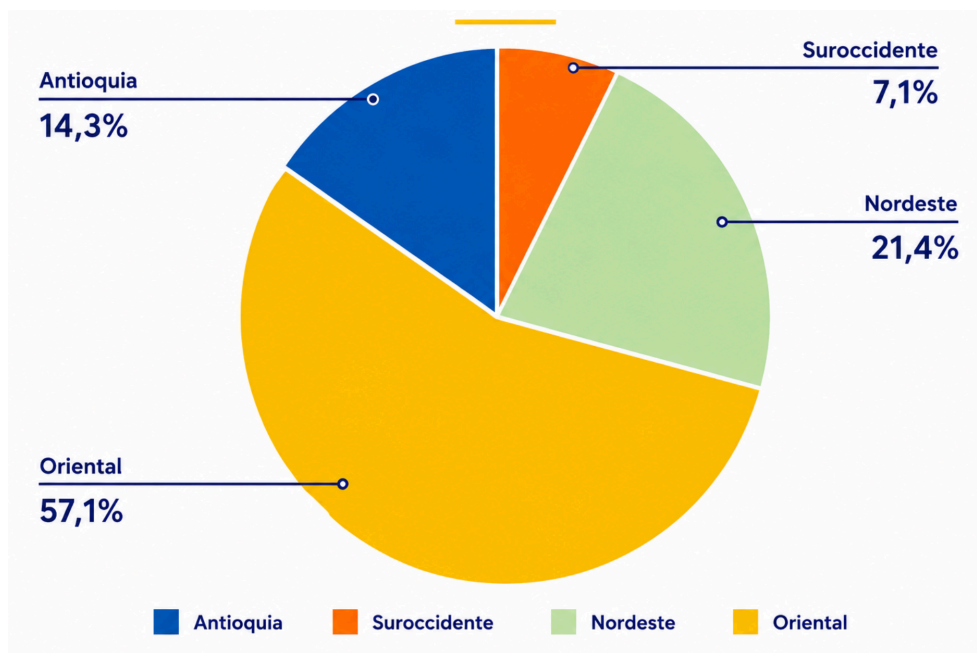
Figura 32. Proyectos en ejecución clasificados en condición de alerta por área operativa



Fuente: UPME. Elaboración propia

La información correspondiente a los proyectos que no registran atraso respecto de la FPO inicialmente prevista se presenta en la siguiente figura. En esta categoría se destaca el área operativa Oriental, que concentra más de la mitad de los proyectos en cronograma, mientras que Caribe no registra iniciativas bajo esta condición.

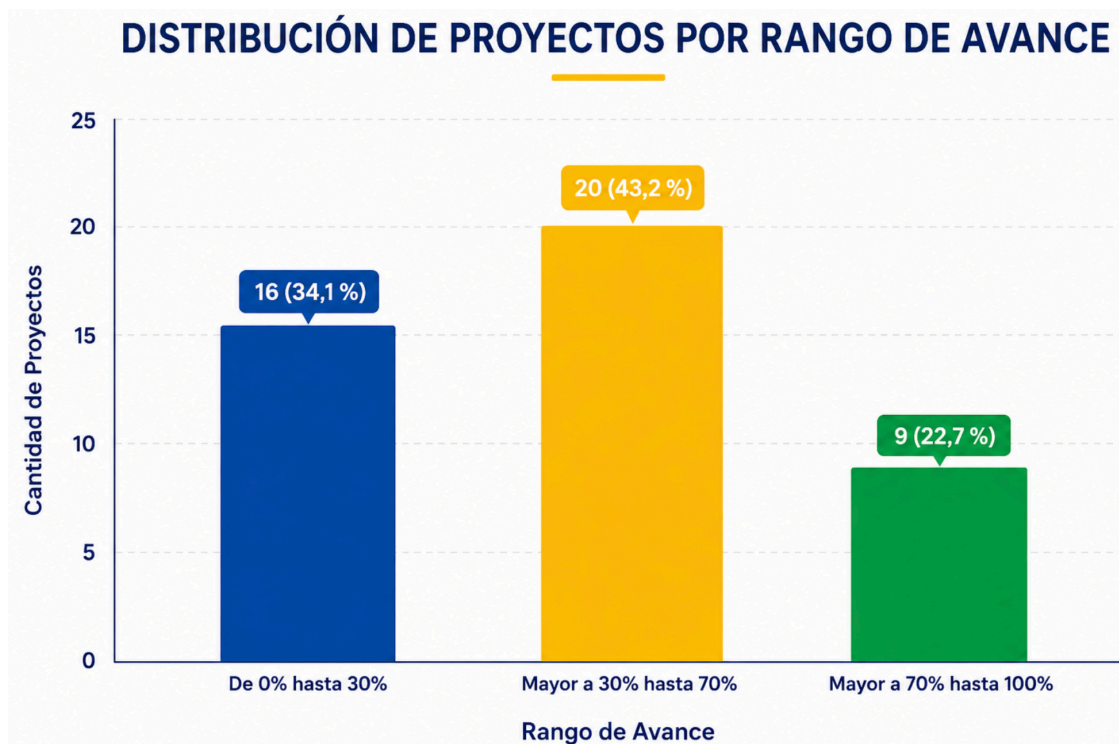
Figura 33. Proyectos en ejecución clasificados en cronograma por área operativa



Fuente: UPME. Elaboración propia

Para complementar el análisis del estado de ejecución de las obras, la siguiente representación gráfica permite visualizar la distribución de los proyectos según su porcentaje de avance reportado. De manera general, la mayor concentración de iniciativas se ubica en etapas intermedias de ejecución.

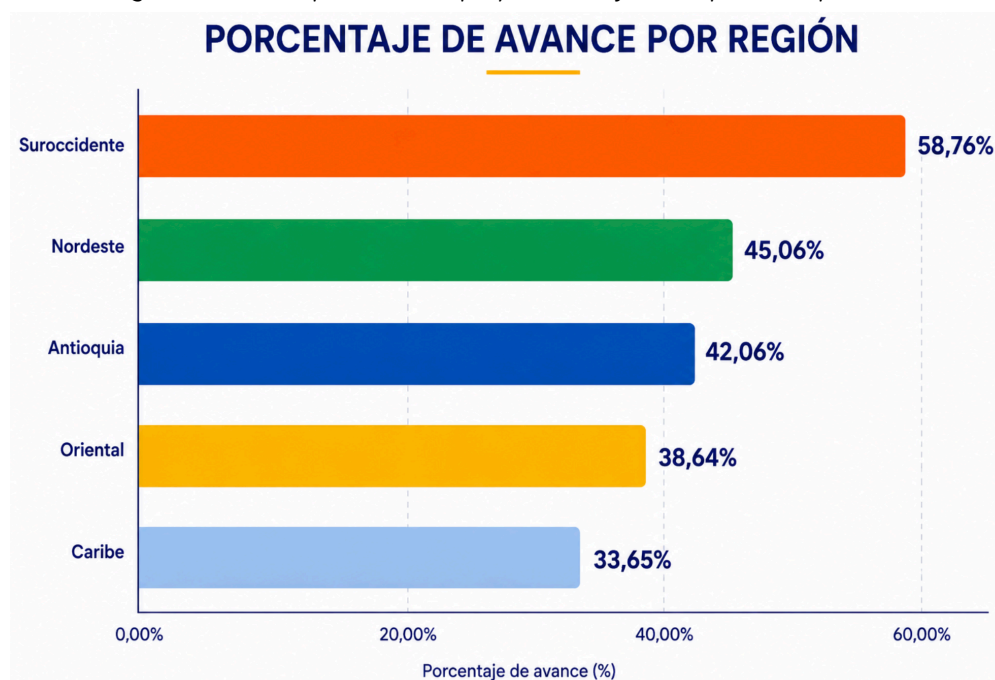
Figura 34. Distribución de proyectos en ejecución según rango de avance



Fuente: UPME. Elaboración propia

Finalmente, el avance promedio alcanzado por los proyectos en ejecución en cada área operativa se presenta a continuación. Los resultados evidencian diferencias entre regiones, destacándose Suroccidente con el mayor porcentaje promedio de avance reportado y Caribe con el menor nivel de ejecución promedio.

Figura 35. Avance promedio de proyectos en ejecución por área operativa



Fuente: UPME. Elaboración propia



Superservicios

8.

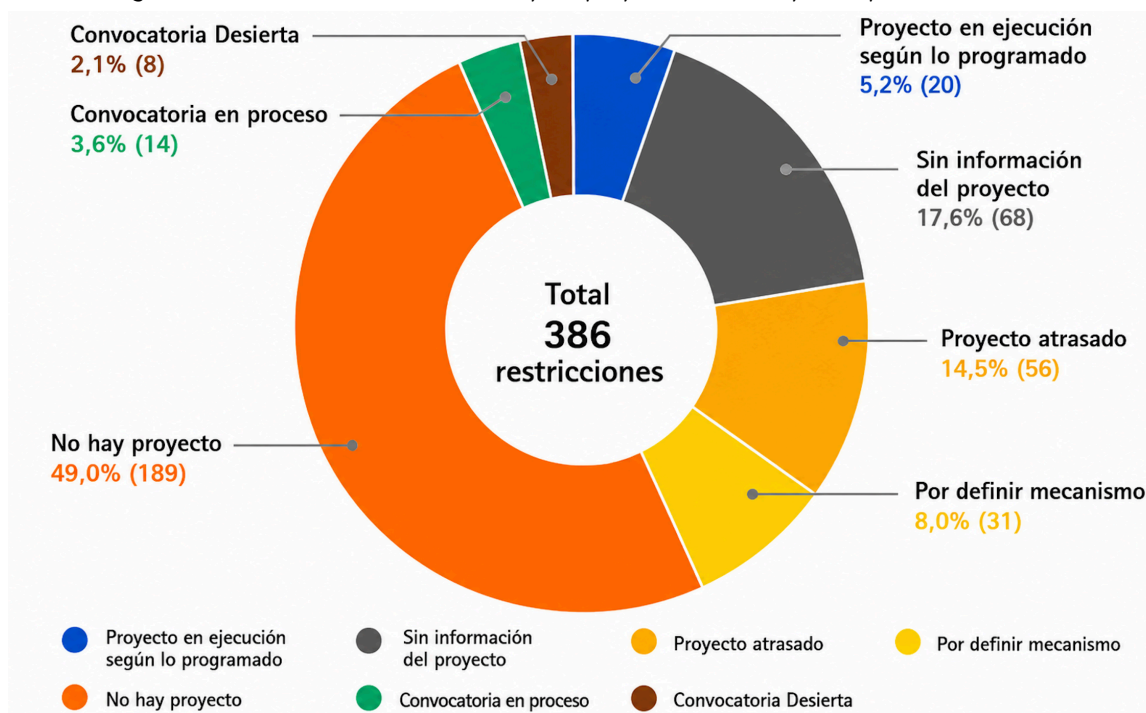
Restricciones

8 RESTRICCIONES

La CREG como parte de su función de definir e incorporar reglas y mecanismos aplicables para los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía, implementó bases metodológicas, y asignó roles y responsabilidades a distintos actores del sector eléctrico con el fin de hacer una adecuada identificación y clasificación de las limitaciones tanto técnicas como operativas que se puedan presentar en el sistema tecnológico asociado a la prestación del servicio de energía eléctrica.

El CND, rol actualmente desempeñado por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), es el actor del sistema que identifica y clasifica cada una de las restricciones del SIN. El listado, caracterización y análisis resultante es incluido en el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico que publica XM. El listado que relaciona los proyectos identificados y analizados en este documento con las restricciones reportadas por XM se encuentra en el Anexo 3.

Figura 36. Relación entre restricciones y los proyectos del STN y STR que las resuelven.

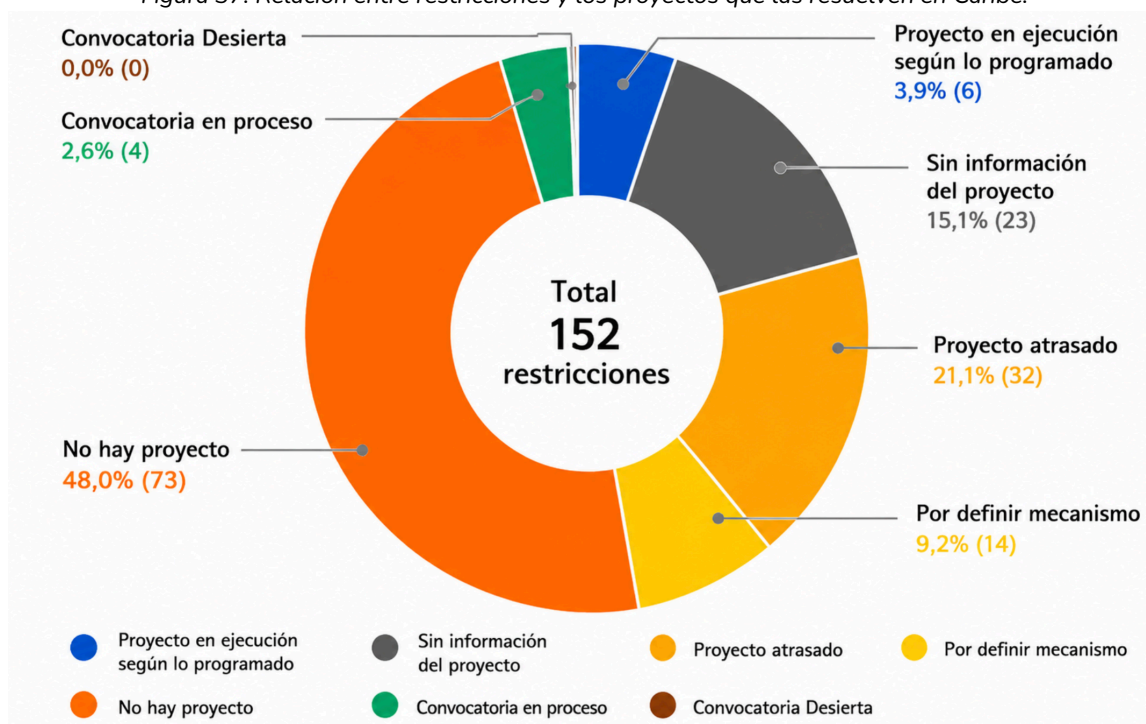


Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

Como parte del seguimiento a proyectos de expansión que monitorea la SSPD en cumplimiento de sus funciones de Inspección, Vigilancia y Control (IVC) se han identificado setenta y un (71) proyectos del STN y el STR que eliminan o mitigan doscientas una (201) restricciones del sistema identificadas por XM. No obstante, ciento ochenta y nueve (189) restricciones aún no cuentan con un proyecto de expansión que permita su eliminación o mitigación.

Con el fin de ampliar el conocimiento sobre el comportamiento de la expansión a través de proyectos en el STN y el STR, se presenta una caracterización por ubicación geográfica de las restricciones y si existe algún proyecto en curso que las elimine o mitigue y el estado de dicho proyecto.

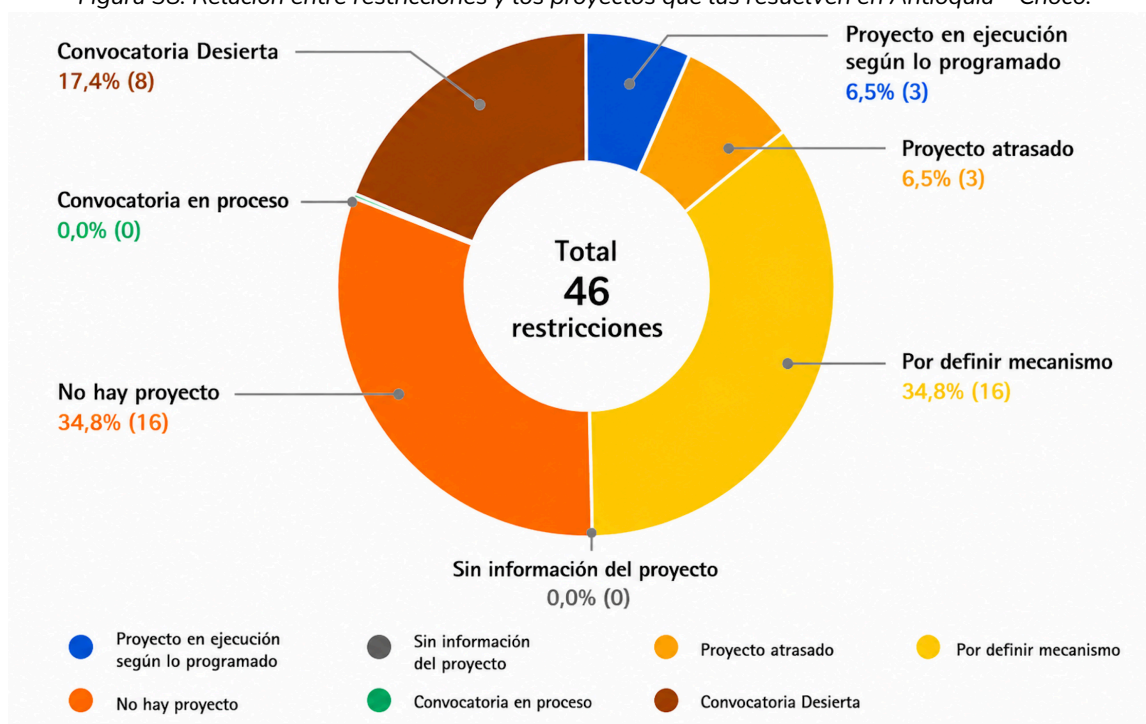
Figura 37. Relación entre restricciones y los proyectos que las resuelven en Caribe.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En el área operativa Caribe se identifican ciento cincuenta y dos (152) restricciones operativas. De estas, setenta y tres (73) aún no cuentan con un proyecto asociado que permita su eliminación o mitigación, de las cuales cuarenta y seis (46) se materializan en el año 2026. Las 79 restricciones restantes sí cuentan con un proyecto de expansión asociado para su atención. De los proyectos vinculados a estas restricciones, seis (6) se encuentran actualmente en ejecución y presentan avances acordes con la programación establecida.

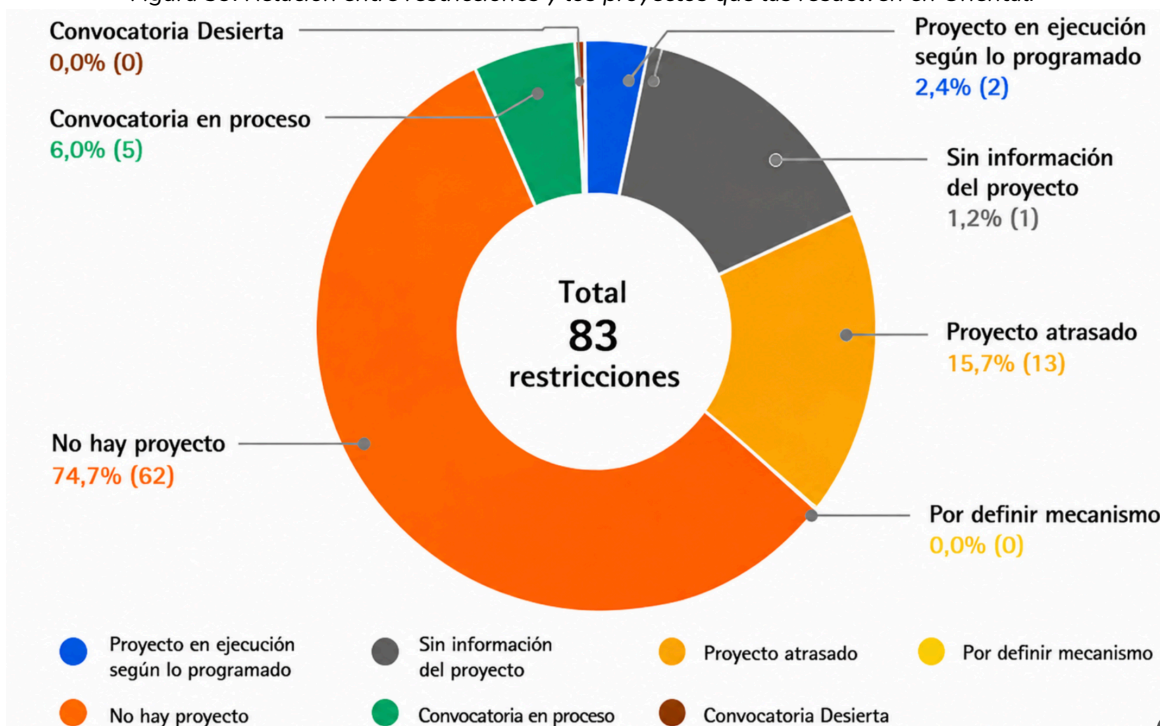
Figura 38. Relación entre restricciones y los proyectos que las resuelven en Antioquia – Chocó.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En el área operativa Antioquia–Chocó se identifican cuarenta y seis (46) restricciones. De estas, dieciséis (16) restricciones no tienen un proyecto. El resto de restricciones en esta área operativa, treinta (30) tienen un proyecto asociado que las elimina o mitiga. De estas, tres (3) proyectos se encuentran en ejecución, con avances según lo programado y otros tres (3) proyectos se encuentran en ejecución con atrasos.

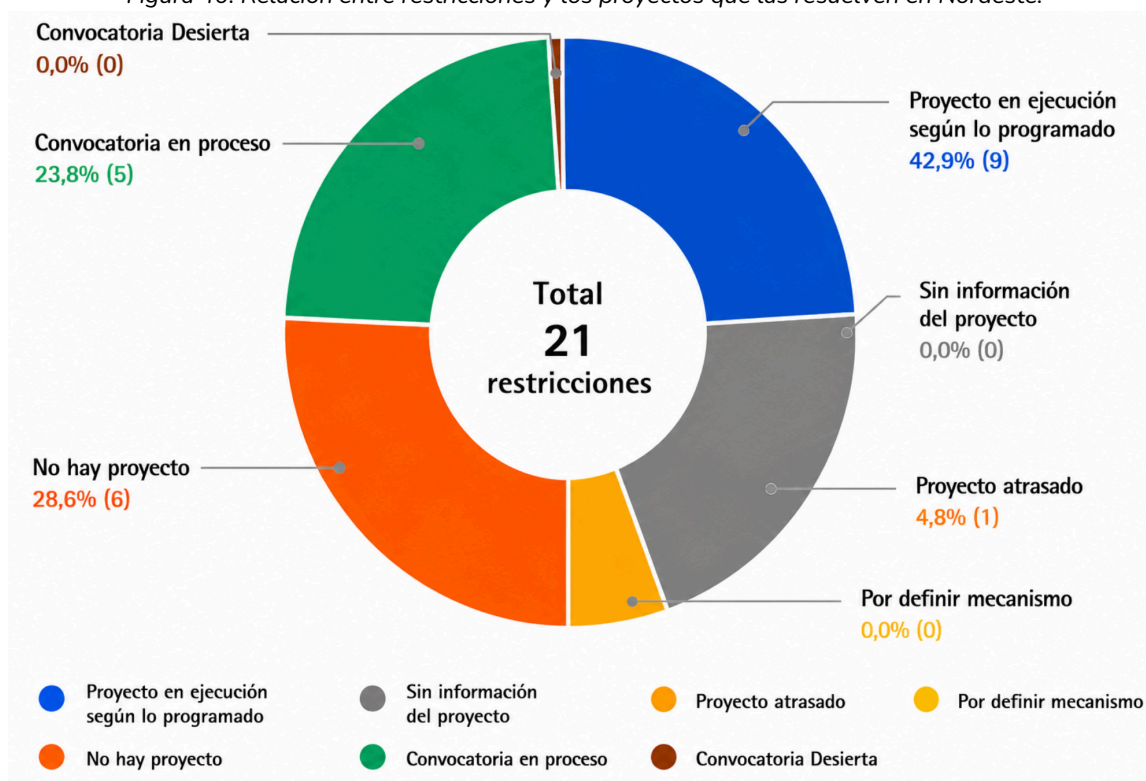
Figura 39. Relación entre restricciones y los proyectos que las resuelven en Oriental.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En el área operativa Oriental, de un total de ochenta y tres (83) restricciones, sesenta y dos (62) restricciones no tienen un proyecto, cuarenta y tres (43) de estas restricciones se presentan en 2026. El resto de restricciones en esta área operativa, veintiún (21) tienen un proyecto asociado que las elimina o mitiga. De estas, un (1) proyecto, va a realizarse por el mecanismo de convocatoria, está en proceso pero aún no se ha adjudicado. Dos (2) proyectos se encuentran en ejecución, con avances según lo programado y trece (13) proyectos se encuentran en ejecución con atrasos.

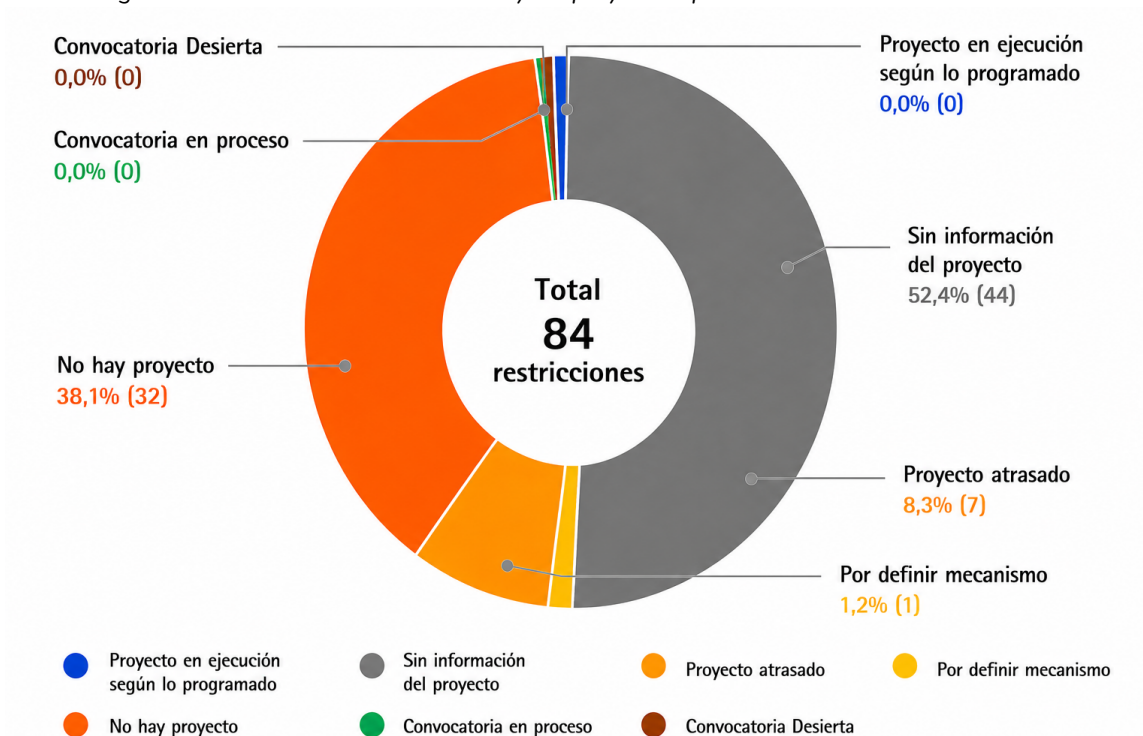
Figura 40. Relación entre restricciones y los proyectos que las resuelven en Nordeste.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En el área operativa Nordeste se identifican veintiún (21) restricciones. De estas, seis (6) aún no cuentan con un proyecto de expansión asociado que permita su eliminación o mitigación, de las cuales tres (3) tienen prevista su materialización durante el año 2026. Las quince (15) restricciones restantes sí disponen de un proyecto para su atención. De los proyectos asociados a estas restricciones, uno (1), cuya ejecución se realizará mediante el mecanismo de convocatoria pública, se encuentra en proceso de selección y aún no ha sido adjudicado; nueve (9) se encuentran en ejecución con avances acordes con la programación establecida y uno (1) presenta atrasos en su ejecución.

Figura 41. Relación entre restricciones y los proyectos que las resuelven en Suroccidental.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En el área operativa Suroccidental se identifican ochenta y cuatro (84) restricciones. De estas, treinta y dos (32) aún no cuentan con un proyecto de expansión asociado que permita su eliminación o mitigación, de las cuales once (11) tienen prevista su materialización durante el año 2026. Las cincuenta y dos (52) restricciones restantes sí disponen de un proyecto para su atención. De los proyectos asociados a estas restricciones, siete (7) se encuentran en ejecución y presentan atrasos frente al cronograma establecido.



Superservicios

9.

**Posibles efectos
de los atrasos de
la infraestructura**

9 POSIBLES EFECTOS DE LOS ATRASOS DE LA INFRAESTRUCTURA

El seguimiento presentado en los capítulos anteriores evidencia que una proporción significativa de los proyectos de expansión del STN y del STR registra desviaciones frente a las FPO comprometidas. El presente capítulo analiza los efectos que dichos atrasos pueden generar sobre la confiabilidad y la seguridad en la prestación del servicio, sobre el costo de las restricciones y de la generación, sobre la atención del crecimiento de la demanda y, en última instancia, sobre la tarifa que pagan los usuarios finales.

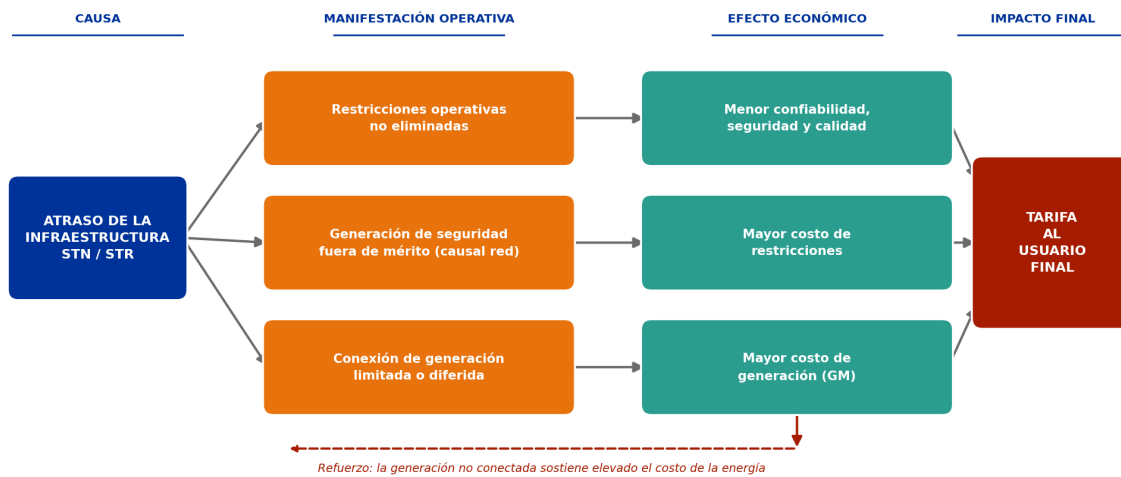
El análisis se apoya en la liquidación mensual de restricciones del SIN (2006–2026), en los registros de generación de seguridad fuera de mérito desagregados por causal (2006–2025), en la demanda comercial nacional (2006–2026) y en la información de seguimiento a los proyectos de expansión y al listado de restricciones presentada en los capítulos precedentes de este informe.

Debe precisarse desde el inicio que las relaciones cuantitativas que se presentan corresponden a **asociaciones estadísticas** y no constituyen, por sí solas, estimaciones de efecto causal. Las limitaciones de identificación se exponen de manera explícita al cierre del capítulo. Asimismo, todas las cifras monetarias se expresan en pesos corrientes, sin deflactar.

9.1 MARCO DE ANÁLISIS

El atraso de la infraestructura de transmisión no produce un efecto único ni inmediato sobre el usuario final. Opera a través de una cadena en la que la obra no ejecutada se traduce primero en agotamiento de la red, luego en manifestaciones operativas concretas y finalmente en efectos económicos que se reflejan en la tarifa.

Figura 42. Cadena de transmisión de los efectos del atraso de la infraestructura.



Fuente: SSPD. Elaboración propia.

La cadena opera por tres vías simultáneas. La primera es la persistencia de restricciones operativas que la obra habría eliminado o mitigado. La segunda es la necesidad de despachar generación de seguridad fuera de mérito para preservar las condiciones de seguridad del sistema. La tercera es la limitación de la capacidad de conexión de nuevos proyectos de generación, cuya entrada depende de la disponibilidad de la infraestructura de transporte.

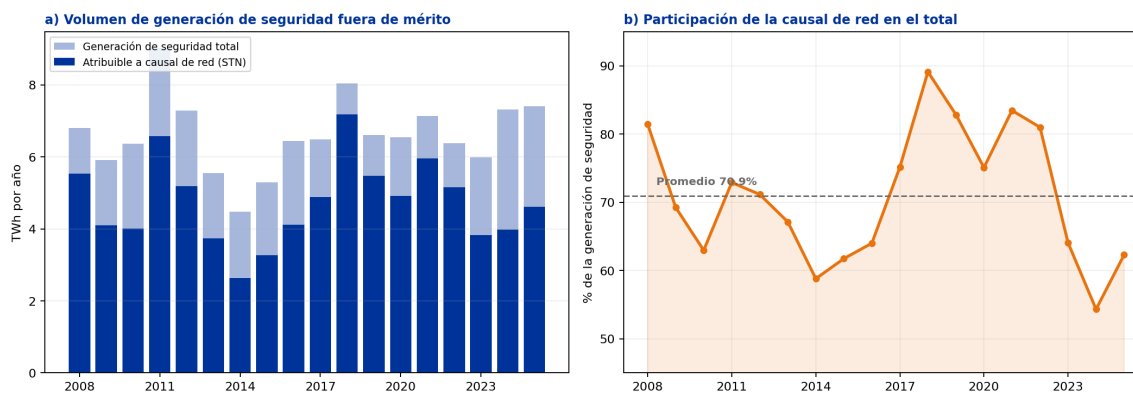
Estas tres vías convergen en tres efectos económicos (menor confiabilidad, mayor costo de restricciones y mayor costo de generación) que se trasladan a la tarifa a través de las componentes del costo unitario de prestación. Adicionalmente, la tercera vía genera un mecanismo de refuerzo: la generación que no logra conectarse por indisponibilidad de red es, en buena parte, generación de bajo costo variable, cuya ausencia sostiene elevado el precio de la energía y, por esa vía, encarece la propia generación de seguridad que las restricciones obligan a despachar.

9.2 EFECTOS SOBRE LA CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD DEL SERVICIO

La primera manifestación del agotamiento de la red es de carácter operativo. Cuando la infraestructura no entra en operación en los términos previstos, el CND debe recurrir a la generación de seguridad fuera de mérito, entendida como la energía despachada por fuera del orden de mérito económico con el fin de preservar las condiciones de seguridad

y confiabilidad del sistema. Su magnitud constituye, por tanto, un indicador directo del estrés que la red impone sobre la operación.

Figura 43. Generación de seguridad fuera de mérito y participación de la causal de red.



Fuente: XM. Elaboración propia.

Entre 2008 y 2025 el volumen anual de generación de seguridad osciló entre 4,5 TWh (2014) y 9,0 TWh (2011), sin registrar una tendencia creciente sostenida. En 2025 alcanzó 7,4 TWh, magnitud comparable a la de 2008 (6,8 TWh).

La desagregación por causal permite separar lo atribuible a la red de transmisión de lo que responde a otras dinámicas operativas. Agrupando las causales “Restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN” y “Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN” se obtiene la fracción imputable al estado de la infraestructura de transmisión.

Tabla 23. Composición de la generación de seguridad fuera de mérito por causal (años seleccionados).

Causal	2008	2014	2018	2024	2025
Restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN	74,8 %	58,4 %	89,2 %	54,3 %	62,3 %
Estabilidad del STN	6,7 %	0,4 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Redespachos en STR y SDL	4,9 %	21,6 %	6,7 %	20,0 %	15,2 %
Generación de seguridad NIS	7,5 %	15,8 %	3,3 %	9,2 %	14,3 %
Desviaciones del programa de generación	1,3 %	1,4 %	0,8 %	3,4 %	3,7 %
Otras causales	4,8 %	2,4 %	0,0 %	13,1 %	4,5 %

Fuente: XM. Elaboración propia.

La fracción atribuible a la red ha oscilado entre **54,3 % (2024) y 89,2 % (2018)**, con un promedio de **71,4 %** en el período analizado. En términos operativos, aproximadamente **siete de cada diez megavatios-hora de generación de seguridad se despachan por limitaciones de la red de transmisión**, y no por indisponibilidad de generación, condiciones de orden público, transacciones internacionales o pruebas de disponibilidad. Este resultado establece el vínculo entre el estado de la infraestructura y la seguridad operativa del sistema sobre la base del propio registro operativo.

Un segundo hallazgo merece atención. La participación de los redespachos originados en los STR y los SDL pasó de **4,9 % en 2008 a 20,0 % en 2024**, lo que evidencia que una porción creciente del problema se localiza en el nivel regional. Ello resulta coherente con el rezago documentado en el capítulo de estadísticas respecto de los proyectos del STR.

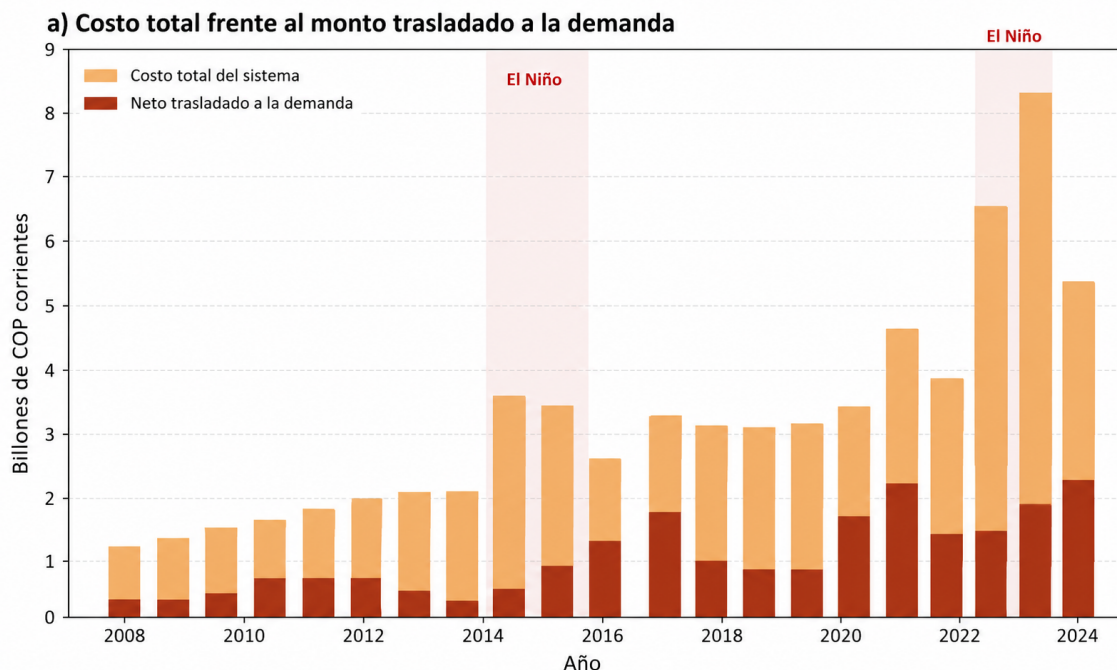
En cuanto a la calidad del servicio, el listado de restricciones relacionado en el Anexo 3 evidencia que un número relevante de las limitaciones identificadas corresponde a condiciones de baja tensión y de sobrecarga de elementos en condición de red completa o ante contingencia sencilla. Varias de las obras asociadas a estas restricciones declaran expresamente entre sus beneficios la eliminación de demanda no atendida. En consecuencia, el atraso de estos proyectos no tiene únicamente implicaciones económicas: compromete la capacidad del sistema para atender la demanda en condiciones de contingencia y, con ello, la continuidad y la calidad del servicio en las áreas afectadas.

9.3 EFECTOS SOBRE EL COSTO DE LAS RESTRICCIONES

9.3.1 Evolución del costo de las restricciones

El costo de las restricciones corresponde a la remuneración de la generación de seguridad fuera de mérito, a través de la reconciliación positiva, y de los servicios de regulación secundaria de frecuencia (AGC). Su evolución muestra una trayectoria sustancialmente distinta a la del volumen físico.

Figura 44. Costo total de las restricciones y monto trasladado a la demanda, en total y por unidad de energía.



Fuente: XM. Elaboración propia.

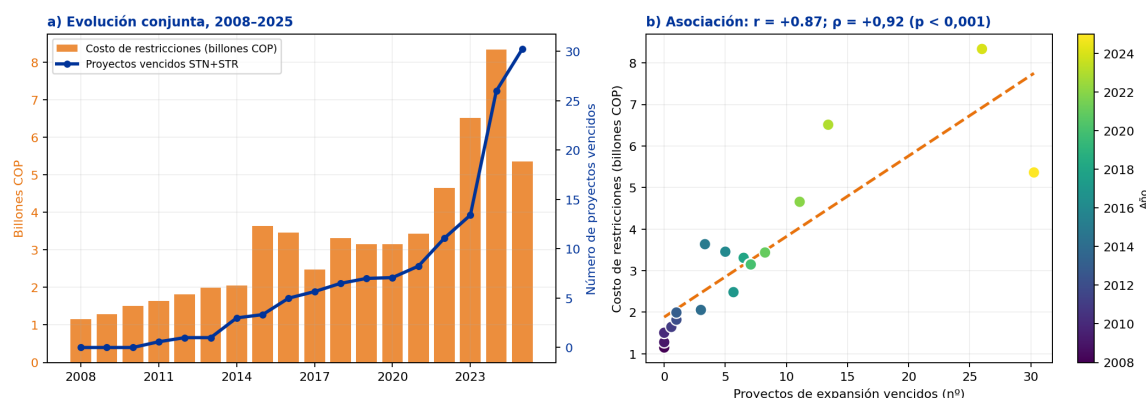
El costo total pasó de **1,15 billones de pesos en 2008 a un máximo de 8,34 billones en 2024**, lo que representa un incremento de 7,2 veces en términos nominales. En 2025 descendió a 5,36 billones, en línea con la normalización hidrológica, aunque se mantiene en un nivel 4,7 veces superior al de 2008. El costo acumulado del período 2008–2025 asciende a **58,9 billones de pesos**, de los cuales 24,9 billones (42,2 %) se concentran en los últimos cuatro años.

9.3.2 Asociación entre el atraso de las obras y el costo de las restricciones

Con el fin de evaluar la relación entre el atraso de la infraestructura y el costo de las restricciones se construyó un indicador mensual de **obra vencida**, definido como el número de proyectos de expansión cuya FPO inicial ya transcurrió y que aún no han entrado en operación. El indicador integra los proyectos del STN y del STR objeto de seguimiento en este informe, de los cuales siete (7) y cuarenta y uno (41), respectivamente, registran deslizamiento efectivo frente a la FPO inicial.

La cantidad de obras con atrasos pasó de cero proyectos en 2008 a **treinta (30) proyectos en 2025**.

Figura 45. Costo anual de las restricciones frente a la obra de expansión vencida del STN y del STR.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

Tabla 24. Correlaciones con el costo de las restricciones (anual, 2008–2025, $n = 18$).

Variable	Pearson (r)	Spearman (ρ)	p-valor	Sin tendencia (r)
Proyectos vencidos STN + STR	+0,87	+0,92	< 0,001	+0,50 *
Proyectos vencidos frente a reconciliación positiva	+0,90	+0,95	< 0,001	—
Valor de inversión del STN vencido (USD)	+0,85	+0,88	< 0,001	+0,27
Proyectos vencidos frente a costo unitario (COP/kWh)	+0,83	+0,91	< 0,001	—
Demanda comercial	+0,92	+0,93	< 0,001	+0,72 **
Componente GM del costo unitario	+0,95	+0,96	< 0,001	+0,80 **

(*) significativo al 5 %; (**) significativo al 1 %. Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

En niveles, la asociación entre la obra vencida y el costo total de las restricciones es fuerte y estadísticamente significativa ($r = +0,87$; $\rho = +0,92$; $p < 0,001$). La asociación resulta aún mayor cuando se emplea la reconciliación positiva (componente que remunera específicamente la generación fuera de mérito y que, por definición, responde a limitaciones de red) en lugar del costo total ($r = +0,90$; $\rho = +0,95$). Esta diferencia es teóricamente consistente, dado que los servicios AGC responden a la regulación de frecuencia y no deberían vincularse al atraso de las obras con la misma intensidad.

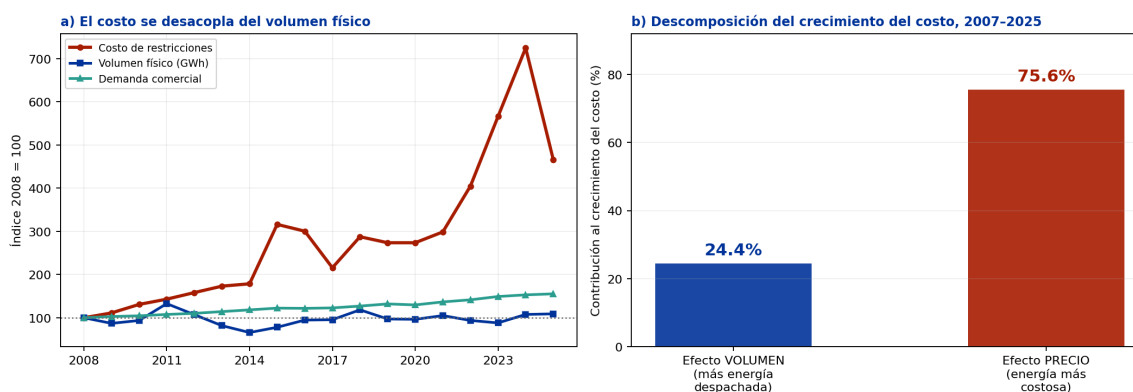
La asociación se mantiene, con menor magnitud pero estadísticamente significativa, al remover la tendencia lineal de ambas series ($r = +0,50$; $p = 0,031$). Este resultado es

relevante porque indica que la relación no obedece exclusivamente a que ambas variables crezcan en el tiempo.

9.3.3 Descomposición del crecimiento: volumen frente a precio

Dado que el costo total puede expresarse como el producto del volumen de generación de seguridad por su precio implícito, la descomposición del crecimiento entre ambos factores permite identificar el mecanismo económico predominante.

Figura 46. Desacople entre el costo de las restricciones y su volumen físico, y descomposición del crecimiento.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

Entre **76 % y 94 %** del crecimiento del costo de las restricciones responde al aumento del precio implícito de la energía de seguridad y no a un mayor volumen despachado. El sistema despacha aproximadamente la misma cantidad de energía de seguridad que hace quince años, pero la remunera entre cuatro y cinco veces más cara.

Este hallazgo precisa la naturaleza del problema. El atraso de la infraestructura no se manifiesta principalmente como un incremento del volumen de energía restringida, sino como el sostenimiento de una **exposición estructural** cuyo costo se multiplica cuando el precio de la energía se eleva. La red faltante determina el nivel mínimo de generación de seguridad que debe despacharse con independencia de las condiciones de mercado; el precio de la energía determina el valor al que dicho volumen se remunera.

9.4 EFECTOS SOBRE EL COSTO DE GENERACIÓN

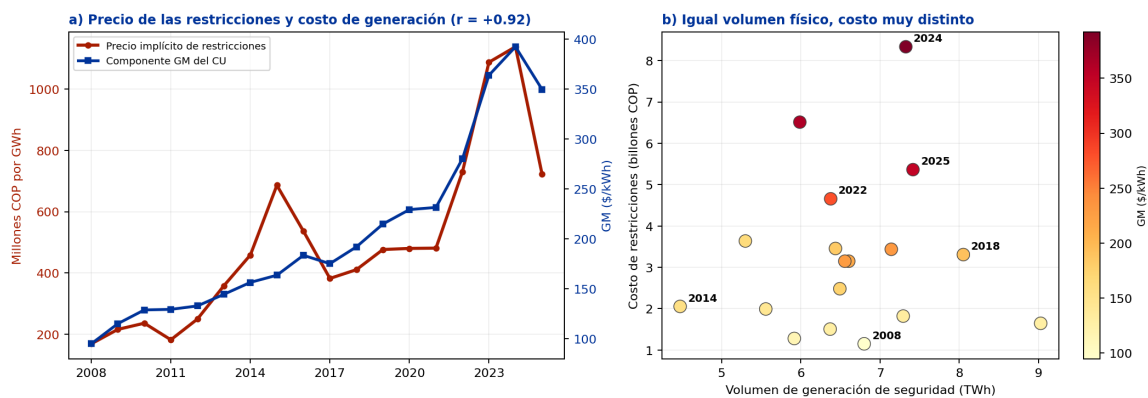
El atraso de la infraestructura de transmisión incide sobre el costo de la generación por dos vías diferenciadas.

La primera es la **dependencia de los proyectos de generación respecto de la infraestructura de transporte**. La disponibilidad de la red condiciona la conexión de nuevos proyectos de generación al SIN. El caso de mayor magnitud corresponde a la convocatoria UPME 06-2017, cuyo objeto —la subestación Colectora 500 kV y las líneas Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV— tiene entre sus beneficios declarados habilitar la conexión de 1.050 MW provenientes de siete proyectos de generación eólica en La Guajira. El deslizamiento de este proyecto mantiene fuera del sistema una capacidad de generación con costo variable reducido, cuya incorporación contribuiría a moderar el precio de la energía.

De manera análoga, otros proyectos con FPO incumplida declaran expresamente entre sus beneficios la habilitación de conexión de generación, entre ellos la línea La Loma – Sogamoso 500 kV (UPME 04-2019), la subestación Huila 230 kV (UPME 01-2022) y la subestación Alcaraván 230 kV (UPME 07-2021).

La segunda vía opera en sentido inverso: el precio de la energía determina el costo al que se remunera la generación de seguridad que las restricciones obligan a despachar.

Figura 48. Precio implícito de las restricciones frente a la componente de generación del costo unitario.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

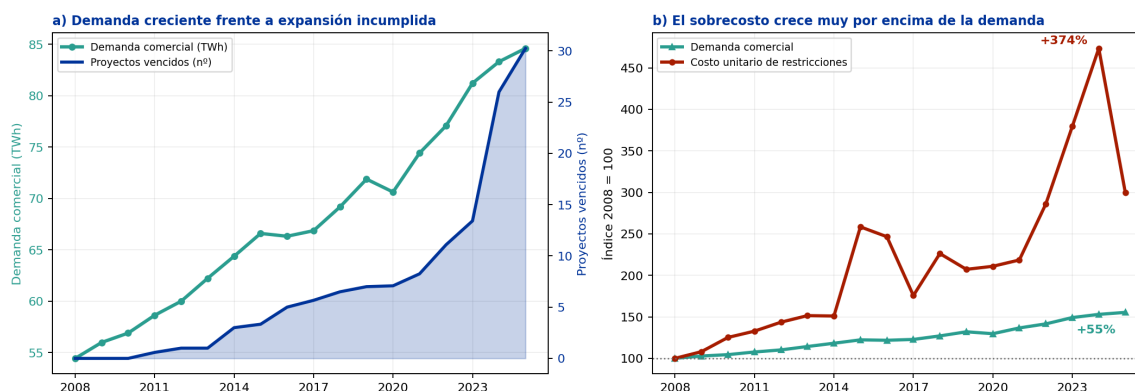
El panel a) de la Figura 48 muestra que el precio implícito de las restricciones sigue estrechamente la evolución de la componente de generación (GM) del costo unitario de prestación, con una correlación de **+0,93**. El panel b) ilustra la consecuencia: años con volúmenes de generación de seguridad prácticamente idénticos (2008 y 2024, ambos cercanos a 7 TWh) registran costos totales que difieren en un factor superior a siete, diferencia explicada por el nivel del precio de generación.

Se configura así un **mecanismo de refuerzo**: el atraso de la red impide la entrada de generación que contribuiría a moderar el precio de la energía y, simultáneamente, el mayor precio encarece la generación de seguridad que la propia red agotada obliga a despachar. Ambos efectos se acumulan sobre el costo que finalmente asume la demanda.

9.5 EFECTOS SOBRE LA ATENCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La evaluación del atraso resulta incompleta si no se contrasta con la evolución de la demanda que la infraestructura debe atender. Entre 2008 y 2025 la demanda comercial nacional creció de 54,4 TWh a 84,6 TWh, esto es, un incremento de **55,4 %**, equivalente a una tasa anual compuesta de 2,6 %.

Figura 49. Evolución de la demanda comercial frente a la obra de expansión vencida.



Fuente: XM, UPME y SSPD. Elaboración propia.

Mientras la demanda crecía de forma sostenida y previsible, el número de proyectos de expansión vencidos pasó de cero a treinta. Se configura una brecha creciente entre los requerimientos de transporte de energía y la capacidad efectivamente disponible, que el sistema resuelve por la vía del despacho forzado de generación de seguridad.

El panel b) resulta particularmente ilustrativo. Indexando ambas series a 2008, la demanda alcanza 155 puntos en 2025, mientras el costo unitario de las restricciones llega a 300 puntos, tras haber superado los 473 puntos en 2024. El sobre costo por unidad de energía consumida crece a un ritmo sustancialmente superior al de la propia

demanda, lo que indica que el sistema atiende cada kWh adicional en condiciones progresivamente más onerosas.

Debe precisarse que la demanda constituye, en sí misma, un predictor estadísticamente potente del costo de las restricciones ($r = +0,92$). No obstante, la demanda es una variable previsible, proyectada por la propia planeación sectorial, y constituye precisamente el escenario para el cual la expansión fue dimensionada. El elemento crítico no es, por tanto, el crecimiento de la demanda, sino que la infraestructura planificada para atenderla no haya entrado en operación en los tiempos comprometidos.



Superservicios



10.

Conclusiones

10 CONCLUSIONES

A partir del análisis realizado sobre el estado de los proyectos de expansión del STN y del STR, así como de la evaluación de las principales restricciones y factores que inciden en su ejecución, a continuación se presentan las principales conclusiones del informe. Estas sintetizan los hallazgos más relevantes identificados durante el seguimiento efectuado por la SSPD.

1. El incumplimiento de las FPO de los proyectos del STN y del STR se encuentra asociado principalmente a aspectos logísticos y técnicos a cargo de los responsables de la ejecución de las obras, demoras en los trámites de licenciamiento ambiental, y dificultades en la gestión predial y de servidumbres requeridas para el desarrollo de los proyectos.
2. El análisis realizado evidencia que la oportunidad en la ejecución de los proyectos de expansión del STN y del STR constituye un elemento determinante para la incorporación de nuevos proyectos de generación y para el avance de la transición energética, dado que la disponibilidad de la infraestructura de transmisión condiciona la conexión de estas iniciativas al Sistema Interconectado Nacional.
3. A mayo de 2026, el 48,5 % de las restricciones identificadas (189 de 390) no presenta un proyecto de expansión asociado, y el 94,9 % no cuenta con una obra en ejecución conforme al cronograma, lo que evidencia la existencia de restricciones cuya atención aún no ha sido incorporada mediante obras de expansión del sistema.
4. Un número importante de proyectos del STR permanece pendiente de la definición del mecanismo de ejecución, debido a que no se ha presentado la manifestación de interés por parte del OR o, habiendo superado los plazos previstos en la regulación para esta etapa, aún no se ha dado inicio al correspondiente proceso de convocatoria. Esta situación puede incidir en el inicio oportuno de la ejecución de los proyectos y, en consecuencia, en el cumplimiento de las FPO.

5. El seguimiento realizado evidencia que, si bien el proceso de planeación ha permitido identificar las necesidades de expansión del STN y del STR, el principal desafío se concentra en la ejecución oportuna de los proyectos, dado que los retrasos en las diferentes etapas de desarrollo afectan la materialización de los beneficios esperados para el sistema eléctrico.
6. La generación de seguridad fuera de mérito se despacha mayoritariamente por causales asociadas a la red de transmisión. Entre 2008 y 2025 dicha participación osciló entre el 54,3 % y el 89,2 %, con un promedio de **71,4 %**, lo que confirma que el estado de la infraestructura de transmisión constituye el principal determinante operativo de las restricciones del sistema.
7. El costo total de las restricciones del SIN pasó de 1,15 billones de pesos en 2008 a 8,34 billones en 2024, y acumuló **58,9 billones de pesos** en el período 2008–2025.
8. El crecimiento del costo total de las restricciones obedece principalmente al **precio** al que se remunera la energía de seguridad y no al volumen despachado, que se ha mantenido relativamente estable. No obstante, este choque de precio no se traslada en igual proporción al usuario: en los años de hidrología crítica el costo total del sistema se multiplica por 2,08 ($p = 0,008$), mientras que el monto trasladado a la demanda permanece estadísticamente invariable ($\times 1,07$; $p = 0,645$).
9. Se identifica una asociación estadísticamente significativa entre el número de proyectos de expansión vencidos y el **costo total** de las restricciones ($r = +0,87$ en niveles; $r = +0,50$ al remover la tendencia), asociación que resulta mayor frente a la reconciliación positiva ($r = +0,90$ y $r = +0,58$ respectivamente), componente que remunera específicamente la generación fuera de mérito. Sobre el **monto neto trasladado a la demanda** la asociación se debilita y pierde significancia al remover la tendencia ($r = +0,22$; $p = 0,392$), lo que indica que el atraso explica con mayor nitidez el requerimiento operativo del sistema que su reparto final entre agentes. Estas relaciones constituyen asociaciones estadísticas y no estimaciones de efecto causal.
10. La demanda comercial nacional creció 55,4 % entre 2008 y 2025, mientras el número de proyectos de expansión vencidos pasó de cero a treinta. La

infraestructura planificada para atender dicho crecimiento no ha entrado en operación en los tiempos comprometidos, lo que configura una brecha creciente entre los requerimientos de transporte y la capacidad efectivamente disponible.

11. El atraso de la infraestructura incide sobre el costo de generación al diferir la conexión de proyectos con costo variable reducido. La convocatoria UPME 06-2017 condiciona la incorporación de 1.050 MW de generación eólica, configurándose un mecanismo de refuerzo en el que la generación no conectada sostiene elevado el precio de la energía y, con ello, el costo de la propia generación de seguridad.
12. Los efectos del agotamiento de la red no se distribuyen de manera homogénea entre regiones. El área operativa Caribe concentra el 39,0 % de las restricciones identificadas y setenta y tres (73) de ellas no cuentan con proyecto asociado, lo que implica una exposición diferencial de los usuarios de dicha área. Debe destacarse que, a diferencia del sobre costo por restricciones, **los efectos sobre la confiabilidad y la calidad del servicio recaen íntegramente sobre el usuario.**



Superservicios



11.

Recomendaciones

11 RECOMENDACIONES

Con base en las conclusiones obtenidas y en los hallazgos identificados durante el seguimiento, se presentan las siguientes recomendaciones, orientadas a fortalecer los procesos de planeación, estructuración, ejecución y seguimiento de los proyectos de expansión del STN y del STR, a partir de oportunidades de mejora identificadas durante el análisis realizado.

1. Se recomienda fortalecer los mecanismos de articulación entre la UPME, los ORs y XM durante la formulación del Plan de Expansión, con el fin de que la identificación de restricciones del sistema y los planes de expansión presentados por los OR sean analizados de manera conjunta, favoreciendo la definición e incorporación de proyectos que contribuyan a su mitigación o eliminación.
2. Se recomienda que, para aquellos proyectos del STR en los que se hayan superado los plazos establecidos en la regulación para la manifestación de interés por parte del OR, la UPME adelante oportunamente el proceso de convocatoria previsto en la regulación, con el fin de evitar retrasos adicionales en el inicio de la ejecución de las obras.
3. Promover el desarrollo e implementación de mecanismos que contribuyan al cumplimiento oportuno de los plazos establecidos en la reglamentación vigente para los procesos de licenciamiento ambiental, con el fin de reducir los riesgos de retraso en la ejecución de los proyectos de expansión del STN y del STR.
4. Fortalecer la articulación entre las entidades públicas y privadas involucradas en el desarrollo de los proyectos de expansión del STN y del STR, incluyendo las autoridades nacionales y territoriales, las autoridades ambientales y los demás actores competentes, con el propósito de contribuir a la gestión oportuna de los permisos, licencias y demás trámites requeridos para la ejecución de las obras.
5. Evaluar ajustes al procedimiento regulatorio aplicable al seguimiento de los proyectos del STN, con el propósito de establecer mecanismos que permitan

tener alertas tempranas para poder tomar acciones antes de que se materialicen los atrasos en los proyectos

6. Priorizar el seguimiento de los proyectos cuyo atraso incide de manera directa sobre las restricciones del sistema, en particular aquellos localizados en las áreas operativas Caribe y Oriental, que concentran el mayor número de restricciones sin solución de infraestructura, y aquellos cuyos beneficios declarados incluyen la eliminación de demanda no atendida.
7. Adelantar las gestiones necesarias para la definición del mecanismo de ejecución de las restricciones que no cuentan con proyecto asociado, las cuales representan el 48,5 % del total identificado. Este segmento, superior al de las obras que registran atrasos, requiere la identificación de alternativas de expansión y la apertura de los procesos de convocatoria correspondientes.
8. Evaluar la incorporación, dentro del análisis de las solicitudes de modificación de la FPO, de una estimación del sobre costo en restricciones que el aplazamiento genera para la demanda, de modo que la decisión pondere de manera explícita el impacto económico sobre los usuarios.



Superservicios



12.

Anexos

12 ANEXOS

ANEXO 1. LISTADO DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Tabla 27. Listado de proyectos de expansión en el STN. Fuente: UPME, XM, SSPD. Elaboración propia.

PROYECTO	OBSERVACIÓN
UPME 03-2010 Subestaciones Chivor II Norte 230 kV y las líneas de transmisión asociadas	En ejecución
UPME 01-2013 Subestación Norte 500 kV y las líneas de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	En ejecución
UPME 04-2014 Refuerzo 500 kV Suroccidental: Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas	En ejecución
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas de transmisión Colectora-Cuestecitas y Cuestecitas-La Loma 500 kV	En ejecución
UPME 04-2019 Línea de transmisión La Loma - Sogamoso 500 kV	En ejecución
UPME 03-2021 Subestación Carrieles 230 kV y obras asociadas	En ejecución
UPME 04 -2023 Segundo Circuito en la subestación Sahagún 500 kV (Cerromatoso-Sahagún-Chinú).	En ejecución
UPME 05 - 2023 Tercer transformador 500/220 kV de 450 MVA en la subestación Bolívar	En ejecución
UPME 01-2022 Subestación Huila 230 kV	En ejecución
UPME 05 -2021 Subestación Pasacaballos 220 kV	En ejecución
UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV	En ejecución
UPME 03-2023 Bahía de transformación a 500 kV para un transformador 500/115 kV de 450 MVA en la s/e Nueva Esperanza	En ejecución
UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV	En ejecución
UPME 02-2024 Subestación Magangué 500 kV y líneas de transmisión asociadas	En ejecución
UPME 09- 2021 Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV y líneas de transmisión asociadas	En ejecución
UPME 01-2024 Subestación Sopó 230 kV líneas de transmisión asociadas	En ejecución
UPME 10-2021 Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	En ejecución
UPME 03-2024 Compensadores síncronos y sistemas asociados en las subestaciones Santa Marta y Maicao	En ejecución
UPME 06-2024 Subestación Tonchalá 230 kV y líneas de transmisión asociadas.	En ejecución
UPME 04-2024 Compensadores síncronos y sistemas asociados en las subestaciones El Banco – Guatapurí y la Jagua	En ejecución

PROYECTO	OBSERVACIÓN
UPME 02-2025 Nueva Subestación Aguaclara 230 kV y líneas de transmisión asociadas	En proceso de convocatoria
UPME 01-2026 Bahías de Transformación Sahagún 500 kV	En proceso de convocatoria
UPME 02-2026 Nueva Subestación Corzo 500 kV y líneas de transmisión asociadas	En proceso de convocatoria
UPME 04 -2021 Atrato 230 kV líneas de transmisión asociadas	Convocatoria - Otro
UPME 08-2021 La Paz 230 kV líneas de transmisión asociadas	Convocatoria - Otro
UPME 02-2021 Pacífico 230 kV líneas de transmisión asociadas.	Convocatoria - Otro
UPME 05-2024 Subestación Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas	Convocatoria - Otro
UPME 01-2025 Segundo circuito Urrá – Urabá 220 kV	Convocatoria - Otro
Bahía en 500 kV asociada al cuarto transformador Chinú 500/110 kV	Mecanismo - Otro
Segundo transformador Cerromatoso 500/220 kV	Mecanismo - Otro
Segundo transformador Chinú 500/220 kV	Mecanismo - Otro
Tercer transformador Ocaña 500/220 kV	Mecanismo - Otro
Reactor de línea Magangué - Copey 500 kV de 84 MVAR en Magangué 500 kV	Mecanismo - Otro
Segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV	Mecanismo - Otro
Reactor de barra de 120 MVAR en Colectora 500 kV	Mecanismo - Otro
Reactor de barra de 120 MVAR en Cuestecitas 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Valledupar 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Cuestecitas 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Copey 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Sahagún 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Bolívar 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Tebsa 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Toluviejo 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Chinú 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Carreto 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Sabanalarga 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Colectora 500 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 150 MVAR en Nueva Barranquilla 220 kV	Mecanismo - Otro
Compensador síncrono de 300 MVAR en Cuestecitas 500 kV	Mecanismo - Otro
EL ALACRÁN II	Mecanismo - Otro
EL ALACRÁN I	Mecanismo - Otro

PROYECTO	OBSERVACIÓN
Renovación del SVC de Chinú con un nuevo STATCOM 500 kV	Mecanismo - Otro
Subestación Amanecer 230 kV	Mecanismo - Otro
Carga a la subestación Corozo 230 kV	Mecanismo - Otro
Aumento de carga Ecopetrol Subestación Reforma 230 kV	Mecanismo - Otro
Conexión Demanda Bavaria GF COL	Mecanismo - Otro
Subestación Carlosama 230 kV	Mecanismo - Otro
Subestación Macana 230 kV interceptando la línea Esmeralda-San Carlos 230 kV	Mecanismo - Otro
Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño - STN	Mecanismo - Otro
Subestación Amanecer 500 kV	Mecanismo - Otro
Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV	Mecanismo - Otro
Segundo circuito Montería - Urabá 220 kV	Mecanismo - Otro
Segunda Fase Ternium	Mecanismo - Otro
Ampliación de capacidad Carga Campo Petrolero Rubiales de 88 MW	Mecanismo - Otro
Segundo transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV	Mecanismo - Otro
RESPALDO DEMANDA VRO 209 MW	Mecanismo - Otro
DEMANDA ULTRACEM 19.5MW	Mecanismo - Otro
ODATA Navarra	Mecanismo - Otro
FACTS Termocol (Bonda) - Guajira 220 kV	Mecanismo - Otro
Ampliación Subestación San Marcos- Reactor de Barras 500 kV	Mecanismo - Otro
Subestación Estambul 230 kV	Mecanismo - Otro
MINESA	Mecanismo - Otro
Ampliación en 11.5 km Guavio - Reforma 230 kV y Guavio - Tunal 230 kV	Mecanismo - Otro
Carga Minera de Cobre Quebradona	Mecanismo - Otro
Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	Mecanismo - Otro
S/E Renacer 230 kV	Mecanismo - Otro
Cambio de Punto de conexión a la Carga Campo Rubiales de 192 MW	Mecanismo - Otro

Tabla 28. Listado de proyectos de expansión en el STR. Fuente: UPME, XM, SSPD. Elaboración propia.

PROYECTO	OBSERVACIÓN
SUBESTACIÓN PASACABALLOS 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN TURBACO 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN CARRETO 66 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 220/110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En estructuración Convocatoria
SUBESTACIÓN NUEVA SAHAGÚN 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
SUBESTACIONES NUEVA GALAPA 110 kV, NUEVA PALERMO 110 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS	En estructuración Convocatoria
SUBESTACIÓN SAN JUAN 220/110 kV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN NUEVA RÍO 220/110 kV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN BURECHE 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN GUACAMAYAL 110 kV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN URIBIA 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
REPOTENCIACIÓN CATAMBUCO - SAN MARTIN 1 115 kV A 600 A	En ejecución
REPOTENCIACIÓN EL ZAQUE - SAN MARTIN 1 115 kV A 600 A	En ejecución
REPOTENCIACIÓN PASTO - SAN MARTIN 1 115 kV A 600 A	En ejecución
REPOTENCIACIÓN POPAYÁN - RÍO MAYO 1 115 kV A 600 A	En ejecución
REPOTENCIACIÓN RÍO MAYO - SAN MARTÍN 1 115 kV A 600 A	En ejecución
SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 kV Y OBRAS ASOCIADAS	Desistimiento
REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 kV REPOTENCIACIÓN A 670 A	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 kV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN EL CARMEN 115 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 kV	En ejecución
COMPENSACIÓN ESTÁTICA 80 MVAR EN SUBESTACIÓN ÍNSULA 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN CORALINA 115/34.5/13.8 kV (MONIQUIRÁ) - NUEVA RICAURTE	En ejecución
REPOTENCIACIÓN DEL ANILLO (SUAMOX-SAN ANTONIO-BELENCITO)	En ejecución
MODERNIZACIÓN SUBESTACIÓN PAIPA	En ejecución

PROYECTO	OBSERVACIÓN
NUEVA SUBESTACIÓN EL TECAL 115/34.5 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN HUILA (NORTE) 115 kV	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN MULALÓ 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN GUAMAL (VIOLETAS) 115 kV Y CIRCUITOS OCOA - GUAMAL 115 kV GUAMAL - GRANADA 115 kV	En ejecución
TRASLADO DE CIRCUITO SURIA - PUERTO LÓPEZ 115 KV, DE LA SUBESTACIÓN SURIA A LA SUBESTACIÓN SURIA 2	En ejecución
CONEXIÓN MEDIANTE CIRCUITO 2 DE SUBESTACIÓN SANTA HELENA(SURIA 2) A SUBESTACIÓN SURIA 115KV	En ejecución
SUBESTACIÓN NORTE 115 KV	En ejecución
SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11.4 kV	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115/11.4 kV	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN SOPÓ Y LÍNEAS ASOCIADAS 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 kV Y OBRAS ASOCIADAS	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS 115 kV CON NUEVA LÍNEA CAÑO LIMÓN II (LA PAZ) – PLAYITAS 115 kV	En ejecución
NUEVA LÍNEA TAME – PLAYITAS 115 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN TAME 115 kV	En ejecución
COMPENSACIÓN EN BANADÍA 115 kV – 9 MVAR	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE CONEXIÓN DE CARGA ESTACIONES MONTERREY Y PORVENIR DE 26 MW, EN LA NUEVA SUBESTACIÓN MONTERREY 115 kV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34.5 KV	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 KV. TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 - 2 X 180 MVA	En ejecución
NUEVO CIRCUITO CARRIELES - AMAGÁ 110 KV	Mecanismo - Otro
NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 KV	Mecanismo - Otro
NORMALIZACIÓN SUBESTACIÓN AMAGÁ 110 KV	En ejecución
NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 KV	Mecanismo - Otro
NUEVA LÍNEA MIRAFLORES - AYURÁ 110 KV	Mecanismo - Otro
NUEVA LÍNEA CÓRDOBA - AYURÁ 110 KV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA SAN DIEGO - GUAYABAL 110 KV Y SAN DIEGO - POBLADO 110 KV	En ejecución
CONEXIÓN STN/STR SAN LORENZO / CORRIENTES Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110 KV Y APERTURA DE LA LÍNEA	En ejecución

PROYECTO	OBSERVACIÓN
YARUMAL II - NUEVA SANTA ROSA 110 KV PARA CONFORMAR EL CORREDOR DE LÍNEA YARUMAL II - GUÁRCAMA - NUEVA SANTA ROSA 110 KV (GUÁRCAMA FASE I)	
TRANSFORMADORES SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110/44 KV Y 44/13.2 KV (GUÁRCAMA FASE II)	Mecanismo - Otro
NUEVA LÍNEA GUÁRCAMA - ANTIOQUIA 110 KV (GUÁRCAMA FASE III)	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN TRINITARIA 230/115 KV - 2X150 MVA, RECONFIGURACIÓN LÍNEA OIBA - SAN GIL 115 KV EN OIBA - TRINITARIA 115 KV Y TRINITARIA - SAN GIL 115 KV	En ejecución
SUBESTACIÓN NUEVA ARJONA 110/66/13.8 kV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN NUEVA BOSCONIA 110 KV	En estructuración Convocatoria
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS - ATLÁNTICO	En ejecución
REFUERZO MONTERÍA A1 - SEGUNDA LÍNEA NUEVA MONTERÍA - RÍO SINÚ 110 KV.	Mecanismo - Otro
REFUERZO MONTERÍA A2 - SEGUNDO CIRCUITO URRÁ - TIERRALTA - RÍO SINÚ 110 KV Y SEGUNDO TRANSFORMADOR EN URRÁ 220/110 kV	Mecanismo - Otro
COMPENSADOR ESTÁTICO VARIABLE (SVC) 30 MVAR SUBESTACIÓN CÉRTEGUI 115 KV	En estructuración Convocatoria
SUBESTACIÓN NUEVO QUIBDÓ 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	En estructuración Convocatoria
SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	En estructuración Convocatoria
ENLACE OLAYA HERRERA - BUCHELLY (TUMACO) 115 KV Y SEGUNDO CORREDOR JARDINERA - JUNÍN - TUMACO 115 KV.	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN MAGANGUÉ 110 KV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS	En estructuración Convocatoria
NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN VITERBO 115 kV Y RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA VIRGINIA - CÉRTEGUI 110 kV	En ejecución
REPOTENCIACIÓN CIRCUITO GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 110 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN SAN JUAN DE ARAMA 115/34.5 kV	Mecanismo - Otro
REFUERZO SISTEMA DE TRANSMISIÓN SUBÁREA META	Mecanismo - Otro
RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA OCCIDENTE - MOSQUERA 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN GUAYMARAL 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN CORZO 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	En ejecución
REPOSICIÓN DE SUBESTACIÓN SAN FACÓN 57,5 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	En ejecución
REPOSICIÓN ACTIVOS GIS SUBESTACIÓN CIRCO 115 kV	En ejecución
SUBESTACIÓN LA CEIBA 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	En ejecución
SUBESTACIÓN NUEVA AGUACLARA 115 kV Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro

PROYECTO	OBSERVACIÓN
NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIÓN LA SIERRA 110 kV	Mecanismo - Otro
NORMALIZACIÓN SUBESTACIÓN HISPANIA 110 kV	<i>En ejecución</i>
TRE 4 CHINÚ 500/110 KV	Mecanismo - Otro
REFUERZO A3 MONTERÍA (MONTERÍA 3 220/110/13.2 KV 100 MVA)	Mecanismo - Otro
LÍNEA CON TRAMO MARINO NECOCLÍ - TITUMATE 110 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN BALBOA 110 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN ACANDI 110 kV	Mecanismo - Otro
NUEVA SUBESTACIÓN UNGUÍA 110 kV	Mecanismo - Otro
LÍNEA BALBOA - TITUMATE 110 kV	Mecanismo - Otro
LÍNEA ACANDÍ - BALBOA 110 kV	Mecanismo - Otro
LÍNEA BALBOA - UNGUÍA 110 kV	Mecanismo - Otro
COMPENSADOR SÍNCRONO DE 50 MVAR EN MALAMBO 110 KV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN LA MESA 115 KV Y OBRAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA EL COPEY - EL PASO 1 110 KV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN EL COLISEO 66/13,8 KV	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A CARGA MESSER 110 KV	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A CARGA MESSER 66 KV	Mecanismo - Otro
SEGUNDA LÍNEA ALTAMIRA - FLORENCIA 115 KV	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A ESTACIÓN MIRAFLORES (SEMIR)	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A UREA VERDE FASE I	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A UREA VERDE FASE II	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A TRASLADO DE LA CONEXIÓN T PELDAR 115 KV	Mecanismo - Otro
AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN EL RÍO 110 KV	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN CARLOSAMA 115 KV	Mecanismo - Otro
INTERCONEXIÓN NORDESTE Y URABÁ ANTIOQUEÑO - STR	Mecanismo - Otro
SUBESTACIÓN AMANECER 115 Y LÍNEAS ASOCIADAS	Mecanismo - Otro
NORMALIZACIÓN SEGUNDO TRANSFORMADOR EL CARMEN 110/66/13.8KV 60 MVA	Mecanismo - Otro
COMPENSADOR SÍNCRONO DE 50 MVAR EN CARACOLÍ 110 KV	Mecanismo - Otro
INSTALACIÓN TRANSFORMADOR PROVISIONAL SE GAIRA	Mecanismo - Otro
AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN CAUCHERAS 110/44/13.2KV	Mecanismo - Otro
AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN VIJES 115/34.5 KV	Mecanismo - Otro

PROYECTO	OBSERVACIÓN
REPOTENCIACIÓN LÍNEAS CHEC	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A CARGA REGIOTRAM OCCIDENTE ZONA PK5 25 MW	Mecanismo - Otro
SEGUNDO TRANSFORMADOR PLANETA RICA 110/34.5/13.8 KV 50 MVA	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A LA CONSTANCIA R2	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A TENJO 1	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A CONEXIÓN NIVEL 4 DISTRITO TÉRMICO SERENA DEL MAR	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A INCREMENTO DE CARGA ZONA FRANCA ARGOS DE 36 MVA A 50 MVA	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN PLANTA PELDAR ZIPAQUIRÁ	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A PROYECTO MINERO LOWER MINE CARGA DE 40 MW	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A PROYECTO DE CARGA PRIMERA LÍNEA DEL METRO DE BOGOTÁ SUBESTACIÓN SER 3 60 MW	Mecanismo - Otro
PROYECTO DE EXPANSIÓN ASOCIADO A PROYECTO DE CARGA PRIMERA LÍNEA DEL METRO DE BOGOTÁ SUBESTACIÓN SER 2 60 MW	Mecanismo - Otro
TRANSFORMADOR TIBÚ 11 MVA 115/13,8 KV	Mecanismo - Otro
TRANSFORMADOR 110/13,8 KV DE 40 MVA SE COLOMBIA	Mecanismo - Otro
AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN FLORIDA	Mecanismo - Otro
TRANSFORMADOR LA PAZ 50 MVA 230/115 KV	Mecanismo - Otro
REFUERZO SANTA HELENA - CAMPOBONITO - PUERTO GAITÁN	Mecanismo - Otro

ANEXO 2. SEGUIMIENTO A PROYECTOS STN y STR

A Continuación, se presenta una serie de fichas con el propósito de caracterizar los *proyectos de expansión* en el Sistema Interconectado Nacional - SIN -. Primero se presenta una ficha resumen de los *proyectos*, la cual considera las siguientes variables:

- Código UPME de la Convocatoria
- Nombre del proyecto de la Convocatoria
- El Valor Presente - VP - del Ingreso Anual Esperado - IAE - (la suma total de los pagos correspondientes este ingreso)
- Fecha de Adjudicación de la Convocatoria
- Transmisor al que se le adjudicó el proyecto y lo está desarrollando
- Interventor del proyecto
- Fecha de Puesta en Operación - FPO - inicial (FPO incluía en los pliegos de la convocatoria)
- FPO Oficial (FPO inicial o la modificada de acuerdo con alguna Resolución del MME)
- FPO estimada por el Interventor del proyecto.
- Años de atraso en el cumplimiento de la FPO Inicial del proyecto
- Descripción del trámite, situación o estado del proyecto
- Etapa del proyecto: En proceso de adjudicación, diseño y trámites con autoridades, construcción, puesta en operación y otros.

Segundo se presenta una ficha descriptiva de cada *proyecto*. Estas fichas tienen dos componentes, uno de información general del proyecto y otro de información sobre el seguimiento y estado actual del proyecto.

- Descripción del proyecto
- Si la ejecución es mediante el mecanismo de convocatoria
- Transmisor al que se le adjudicó el proyecto y lo está desarrollando
- Código UPME de la Convocatoria
- Interventor del proyecto
- Plan de Expansión donde se indica el proyecto
- Resolución de Aprobación del Plan de Expansión
- FPO de acuerdo con el Plan de Expansión
- Área de influencia del proyecto (departamentos y municipios)

- Beneficios del proyecto
- Fecha de Puesta en Operación - FPO incluía en los pliegos de la convocatoria
- Fuente de la información
- Fecha de consulta de la fuente de la información
- Periodo de la fuente de la información
- Avance programado en porcentaje (%)
- Avance ejecutado reportado por el interventor en porcentaje (%)
- Diferencia del avance en puntos porcentuales
- Etapa en la que se encuentra el proyecto
- FPO - inicial (FPO incluía en los pliegos de la convocatoria)
- FPO Oficial (FPO inicial o la modificada de acuerdo con alguna Resolución del MME)
- FPO estimada por el Interventor del proyecto.
- Actividades críticas / Compromisos

ANEXO 3. LISTADO DE RESTRICCIONES Y PROYECTOS DE EXPANSIÓN

A continuación se relacionan en una tabla los proyectos de expansión identificados a partir de distintas fuentes, ORs, interventores de los proyectos y UPME, con las restricciones del sistema identificadas por XM. Adicionalmente, se presenta una observación por ejemplo el estado del proyecto o convocatoria.



Superservicios

