

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	xx/xx/2026
Proyecto de Resolución:	<i>Por la cual se modifica la Resolución 181313 de 2002, “por la que se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional”.</i>

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

1.1 Antecedentes jurídicos

El artículo 1 de la Constitución Política establece que Colombia es un Estado social de derecho fundada en el respeto de la dignidad humana, la solidaridad y la prevalencia del interés general. De igual manera, el artículo 58 de la Constitución Política establece que propiedad es una función social que implica obligaciones. Adicionalmente, el artículo 365 establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de éste, asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos, cuyo propósito obedece, entre otros, a la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de dichos servicios. Igualmente, el artículo 3 de la citada Ley dispone que constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos, relativas a la promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos, entre otros.

Además, el artículo 8 de la Ley 142 de 1994 establece como parte de las competencias atribuidas a la nación respecto de la prestación de los servicios públicos, asegurar que se realicen en el país las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, entre otros.

Por su parte, el numeral 14.18 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece que la regulación de los servicios públicos domiciliarios consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de

las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 en sus literales a) y b), establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en cumplimiento de sus funciones: i) abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; y ii) asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

De igual manera, el artículo 6 de Ley 143 de 1994, establece dentro de los principios que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica el principio de adaptabilidad, que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. Adicionalmente, el principio de neutralidad, el cual exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio. Asimismo, el principio de equidad mediante el cual el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población..

Además, el artículo 12 de la Ley 143 de 1994 establece que: *"La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas,*

económicas, financieras y ambiental/es; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos."

Adicionalmente, el párrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, estableció que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) elaborará los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Por otra parte, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece como competencia del Ministerio de Minas y Energía, la definición de los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión, y así mismo, la fijación de criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución, con el objetivo de optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Al igual, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.

El Decreto 2121 de 2023, en su artículo 4, establece, entre otras, como funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

(...) 2. Planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales. (...) 3. Elaborar y actualizar los planes nacionales de Desarrollo Minero, Energético Nacional, Expansión de los Sectores Eléctrico, Cobertura de zonas interconectadas y no interconectadas, y de los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. (...) 11. Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos

que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión. 12. Estructurar los procesos para la ejecución de los proyectos de transmisión y distribución de electricidad definidos en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y hacerles seguimiento, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía. 13. Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial y subsectorial para apoyar la toma de decisiones de las autoridades, los agentes públicos y privados y el uso del público en general de conformidad con el Decreto número 4130 de 2011 y demás normas que modifiquen o sustituyan.

El artículo 1 del Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía."*. Además, los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto citado establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía"*; así como *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país"*.

El Documento CONPES 4075 de marzo de 2022 "Política de Transición Energética" busca consolidar el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social del país con el fin de avanzar hacia su transformación energética.

Desde el documento denominado "Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN" expedido en junio de 2025 por el Operador del Sistema Interconectado Nacional (XM), se han realizado recomendaciones orientadas a fortalecer los procesos de planificación de la expansión de la transmisión, con el objetivo de aliviar y resolver dichos riesgos y problemáticas de la red de transmisión en el país.

Por otra parte, el estudio realizado por la Universidad de Comilla en junio de 2025, titulado "Análisis de la Planificación de la Transmisión en América Latina y el Caribe" señala la necesidad de actualizar los procesos de planificación de la transmisión hacia modelos más prospectivos y coordinados con la expansión de la generación.

1.2 Fundamentos técnicos

1.2.1 Planeamiento prospectivo y la exposición a eventos que impactan la operación del Sistema Interconectado Nacional

Desde diferentes actores relevantes del sector de eléctrico, especialmente el operador del sistema eléctrico, se realiza un seguimiento a aquellas variables que puedan afectar la confiabilidad, seguridad o calidad en la prestación del servicio de electricidad en Colombia. Bajo este seguimiento o monitoreo, es común encontrar múltiples señales de alerta ante condiciones como el agotamiento de red, el número de restricciones, potencial déficit futuro de oferta, entre otras, cuyo origen es usualmente relacionado con la carencia o el retraso de obras de expansión de la transmisión o generación.

Lo anterior se reitera de manera sistemática en los informes de planeamiento operativo de largo y mediano plazo que publica el operador del sistema (XM), por ejemplo, en el informe denominado “Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre Riesgos operativos del SIN”¹ dentro del cual se reitera una condición cada vez más desafiante frente a las alertas anteriormente mencionadas.

Si bien, los atrasos en expansión del SIN no son eventos poco frecuentes en los sistemas eléctricos a nivel mundial, el operador del sistema señala que,

Aun cuando en la actualidad existen brechas estructurales por resolver, la transición a una nueva matriz de producción eléctrica genera nuevos desafíos para el sector. La necesidad de trabajar en los desafíos actuales y futuros se ha tornado más relevante teniendo en cuenta que en los últimos años se ha venido incrementando a nivel mundial el número de eventos significativos que han evidenciado la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos de potencia²

Este patrón descrito se expone en la siguiente figura,

¹ Centro Nacional de Despacho -CND. 2025. Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN. Documento XM-CND-014

² Ibid.

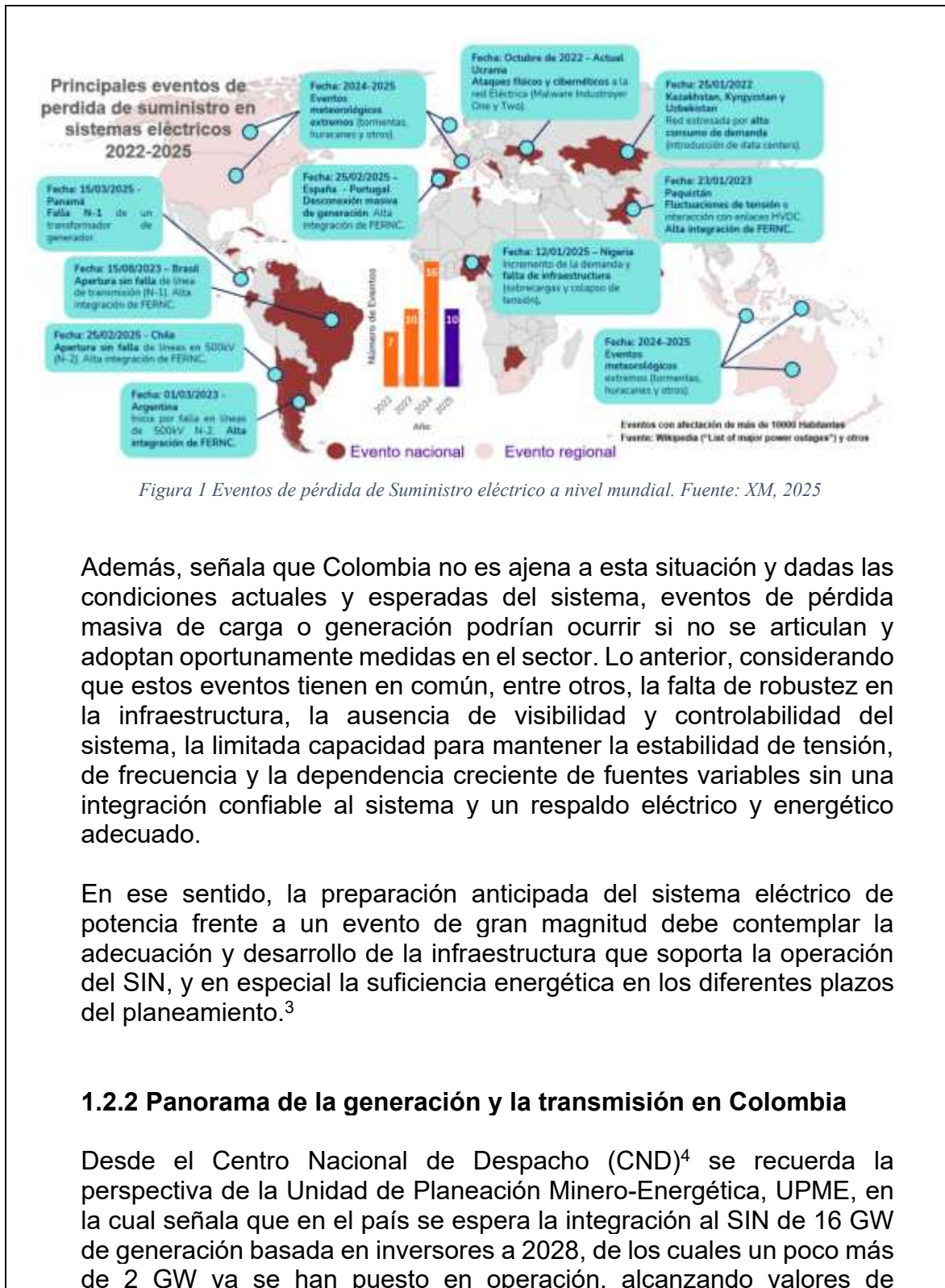


Figura 1 Eventos de pérdida de Suministro eléctrico a nivel mundial. Fuente: XM, 2025

Además, señala que Colombia no es ajena a esta situación y dadas las condiciones actuales y esperadas del sistema, eventos de pérdida masiva de carga o generación podrían ocurrir si no se articulan y adoptan oportunamente medidas en el sector. Lo anterior, considerando que estos eventos tienen en común, entre otros, la falta de robustez en la infraestructura, la ausencia de visibilidad y controlabilidad del sistema, la limitada capacidad para mantener la estabilidad de tensión, de frecuencia y la dependencia creciente de fuentes variables sin una integración confiable al sistema y un respaldo eléctrico y energético adecuado.

En ese sentido, la preparación anticipada del sistema eléctrico de potencia frente a un evento de gran magnitud debe contemplar la adecuación y desarrollo de la infraestructura que soporta la operación del SIN, y en especial la suficiencia energética en los diferentes plazos del planeamiento.³

1.2.2 Panorama de la generación y la transmisión en Colombia

Desde el Centro Nacional de Despacho (CND)⁴ se recuerda la perspectiva de la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, en la cual señala que en el país se espera la integración al SIN de 16 GW de generación basada en inversores a 2028, de los cuales un poco más de 2 GW ya se han puesto en operación, alcanzando valores de

generación instantánea cercanos al 17% de la demanda atendida. Lo anterior, se concentra en la tecnología solar fotovoltaica y una capacidad esperada considerable proveniente de plantas eólicas para el año 2026⁵, lo cual se evidencia en la figura 2.

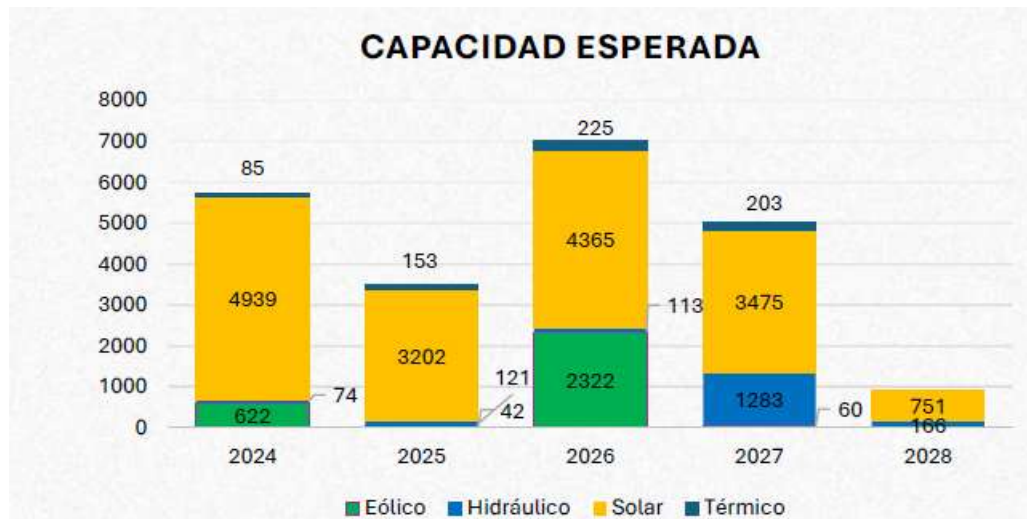


Figura 2 Capacidad de generación esperada por recurso. Fuente: XM, 2025

Por otra parte, el informe de XM para por el CNO señala que en los últimos 5 años han ingresado al SIN 4.145 MW nuevos. Además, recuerda que en 2023 ingresó el 17% de la capacidad que se esperaba, mientras que en el 2024 ingresó el 25%. En conjunto con el operador del sistema, observan que la tasa de entrada real de nuevos proyectos de generación, respecto a las expectativas por sus FPO declaradas, no ha superado el 28% en los últimos 5 años, lo que indica una baja incorporación de nuevos recursos al sistema, que podría comprometer el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.⁶

Esta tendencia se observa en la figura 3, demostrando que en mediano plazo se consolidarán escenarios de menor oferta, pero con la necesidad de compensar la adición de capacidad en los siguientes años.

³ Ibid.

⁴ Centro Nacional de Despacho – CND. (2025). El informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda. Documento XM-CND-007. XM

⁵ Ibid.

⁶ Ibid.

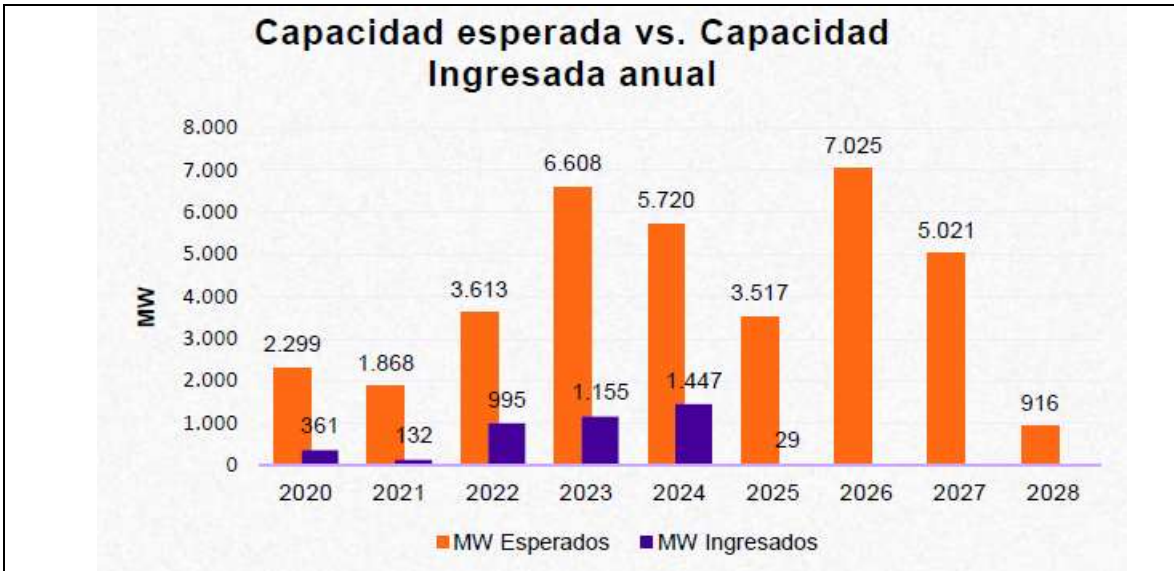


Figura 3 Capacidad esperada Vs. Capacidad ingresada anual de generación. Fuente: XM, 2025

En línea con este panorama, el operador señala que, de no materializar los planes de expansión de generación en los próximos años, la capacidad instalada del sistema respecto a la demanda alcanzaría mínimos históricos, tal como se presenta en la siguiente figura:



Figura 4 Capacidad de generación por tecnología (expresada en % de la demanda). Fuente: XM, 2024

Adicionalmente, el informe de resultados del estudio de flexibilidad horizonte 2029-2030⁷ realizado por XM indica que, según los análisis realizados la entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión es un factor determinante para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del sistema; pues de

presentarse atrasos en la puesta en operación de la expansión considerada en las simulaciones, pueden surgir riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos. En especial, se identifican los siguientes riesgos:

- Riesgo de desatención de demanda.
- Activación de nuevas restricciones e incremento criticidad de las existentes.
- Aumento en el requerimiento de generación de seguridad y/o limitaciones a la generación por criterios de seguridad y confiabilidad.
- Susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza del sistema.
- Limitación a la capacidad de importación y exportación de las áreas del sistema.
- Aumento en la dificultad operativa en la programación y ejecución de mantenimientos en algunas subáreas

Finalmente, se concluye que el atraso de la expansión de generación ha venido ocasionando una mayor exigencia del parque de generación existente, principalmente para el abastecimiento de periodos de punta y la suficiencia energética en periodos de hidrologías deficitarias. Por lo que la entrada de nuevos proyectos juega un papel clave para la confiabilidad y capacidad del sistema para operar en condiciones de normalidad operativa y dentro de los límites recomendados.

1.2.3 Riesgos operativos y restricciones derivadas de atrasos en la expansión de la transmisión

Dentro de los análisis realizados por el operador del sistema, se evidencian importantes efectos operativos en los sistemas de potencia de transmisión nacional y regional. En este sentido, tras analizar la demanda proyectada y los proyectos de expansión de transmisión

definidos, el informe operativo realizado por XM⁸ identifica un total de 167 restricciones eléctricas y operativas a 2025. Además, pese a la incorporación de los proyectos de expansión ya definidos y en ejecución, las restricciones eléctricas y operativas se incrementarán hasta un valor estimado de 221, con una tendencia constante de crecimiento para el año 2030, tal como se muestra en la figura 5.

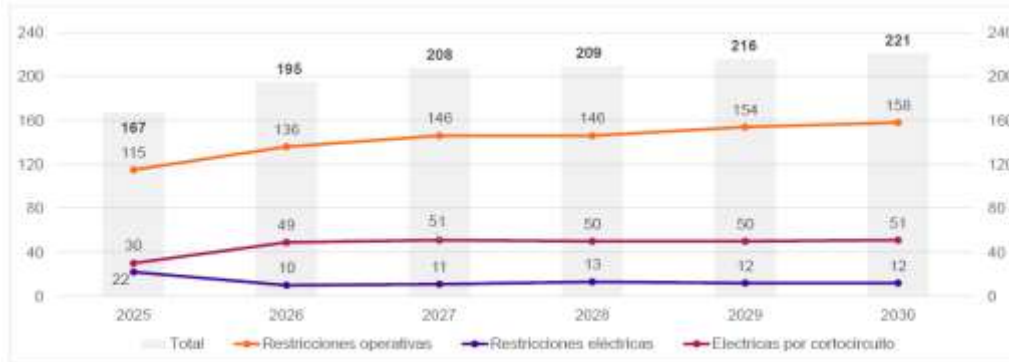


Figura 5 Evolución de restricciones en el SIN 2025-2030. Fuente: XM, 2025

Como parte de este diagnóstico, el operador afirma que la presencia de estas restricciones genera diversos desafíos y riesgos operativos, tales como requerimientos de generación de seguridad - en términos del número de unidades y necesidad de establecer máximos y mínimos de generación-, limitaciones en la capacidad de transferencia segura a través de los circuitos, restricciones a la importación de potencia entre áreas y demanda no atendida en caso de no posibilidad de gestión técnica de las mismas. En el mismo sentido, describe los riesgos operativos identificados en cada subárea operativa en la figura 6.

⁸ Centro Nacional de Despacho -CND. 2025. Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN. Documento XM-CND-014

Principales Riesgos operativos

Atlántico

Agotamiento capacidad de transmisión 220/110 kV
No entrada oportuna proyectos de expansión
Riesgo de demanda no atendida en estado estacionario y ante contingencia
Dependencia de generación externa

Córdoba - Buena

Agotamiento de red
No entrada oportuna proyectos de expansión
Riesgo de demanda no atendida en estado estacionario y ante contingencia

Red DISPAC - Chocó

Riesgos severos ante contingencias severas
Riesgo de demanda no atendida en condición de red degradada
Deficiencia de obras sin selección de inversiones

Cauca - Norte

Riesgos severos ante contingencias severas
Riesgo de demanda no atendida en condición de red degradada
Limita la capacidad de exportación a Ecuador



Figura 6 Principales riesgos operativos en las subáreas operativas del país. Fuente: XM, 2025

Para mitigar estos riesgos, es importante identificar y priorizar la infraestructura de red necesaria, así como agilizar los planes para desplegar de la misma, de cara a un crecimiento constante de la demanda y una incorporación acelerada de generación solar y eólica, que, por sus características de variabilidad e incertidumbre en la producción, podrían ocasionar situaciones que comprometan la seguridad y confiabilidad de la operación como consecuencia de desviaciones en su producción.

Asimismo, en caso de los límites de importación de cada área operativa, se observa cómo, por ejemplo, indisponibilidades de un elemento de la red pueden ocasionar una disminución de las capacidades de importación hasta del 68% de la capacidad de la red completa. Esta situación se ejemplifica en la tabla 1, en la cual se expone el efecto de no contar con un elemento (escenario N-1) del sistema de potencia.⁹

Tabla 1 Límites de importación en red degradada. Fuente: XM, 2025

Área	Elemento indisponible	Capacidad red degradada	Capacidad red completa	% de la capacidad en red completa
Caribe	Ocaña – La Loma 500 kV o La Loma – El Copey 500 kV	1650	2000	83%
Oriental	Primavera – Bacatá 500 kV	1350	2000	68%
Sur Occidental	Virginia – San Marcos 500 kV, ATR de San Marcos, ATR de Virginia	1000	1100	91%

1.2.4 Rezago en la expansión de la transmisión

Es importante destacar que, si bien el operador ha identificado riesgos operativos y ha señalado la importancia del desarrollo de infraestructura de red para su mitigación, este proceso corresponde a las actividades de planeamiento y ejecución de convocatorias realizadas por parte del planeador. Sin embargo, se observa que dicha expansión no parece tender a un alivio de estas problemáticas operativas.

En efecto, el informe de XM¹⁰ indica que de los 123 proyectos de STN y STR registrados, 68 (55%) tienen un retraso respecto a su FPO original. Destaca el número de proyectos con algún tipo de retraso en el área operativa del Caribe, así como los años de retraso de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional que pueden superar la década en el área oriental, tal como se presenta en la figura 7 y la figura 8.



Figura 7 Proyectos del STN y STR con diferencias entre FPO inicial y FPO actual. Fuente: XM, 2025

⁹ Ibid.

¹⁰ Centro Nacional de Despacho -CND. 2025. Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN. Documento XM-CND-014

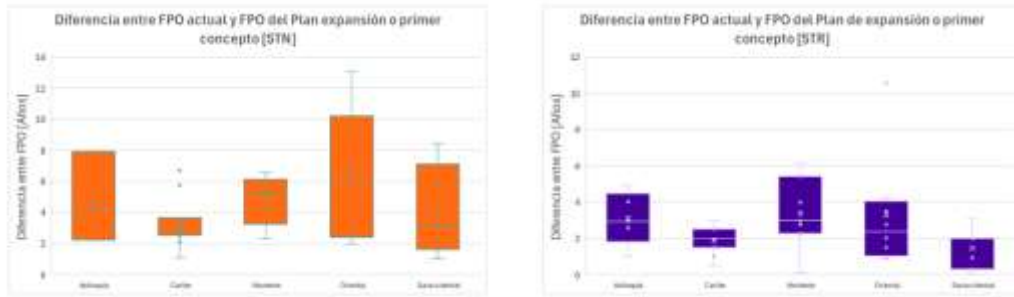


Figura 8 Años de retraso de proyectos del STN (izq.) y del STR (der.) por área operativa. Fuente: XM, 2025

Por otra parte, se resalta que la ejecución de los proyectos de expansión adoptados no soluciona todas las restricciones del sistema, por lo que los efectos operativos de estas seguirán generando costos y riesgos si no se planean nuevas medidas para mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema. Lo anterior, se aprecia en la gráfica proyectada en la figura 9.



Figura 9 Evolución de restricciones con y sin proyectos de expansión, Fuente: XM, 2025

1.2.5 Relación entre la expansión de la transmisión y nuevas inversiones en generación de energía eléctrica

Teniendo en cuenta la relevancia de establecer condiciones propicias para la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica, los efectos sobre la viabilidad de dichas inversiones respecto a las

condiciones de acceso a la red se han convertido en uno de los principales retos de regulación, planeamiento y política pública.

Lo anterior, ha sido abordado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), particularmente para las tecnologías fotovoltaica y eólica, las cuales son de alto crecimiento en su participación dentro de la matriz eléctrica a nivel internacional y en Colombia.

Concretamente, IRENA señala en su estudio¹¹ “Oportunidades de inversión para áreas solares y eólicas de gran escala” que la mayor parte del potencial solar fotovoltaico y eólico viable identificado se encuentra en el norte y suroeste del país, a lo largo de las redes de líneas de transmisión y carreteras.

Además, se indica que las zonas más prometedoras para priorizar en el plan de despliegue de energías renovables se concentran a lo largo de las líneas de transmisión y redes de carreteras existentes y planificadas. Estos desarrollos factibles principalmente se ven identificados frente a los costos nivelados de energía más bajos, cuyos valores son más competitivos cerca a infraestructura de redes de transmisión, ya sea para energía solar como para eólica, tal como se evidencia en los mapas presentados en la figura 10.

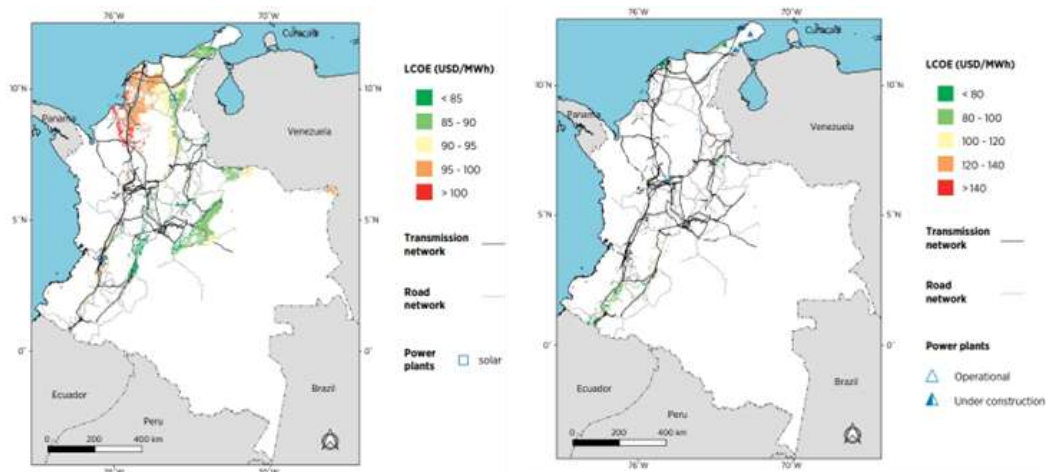


Figura 10 Costos nivelados de energía (LCOE) en la zonas más prometedoras para desarrollar proyectos solares (izq.) y eólicos (der.). Fuente: IRENA, 2025

¹¹ International Renewable Energy Agency -IRENA. 2025. Investment Opportunities for Utility Scale Solar and Wind Areas. Colombia zoning assessment.

Sin embargo, junto con este indicador de viabilidad se advierte que la proximidad a una línea de transmisión no garantiza la conexión, ya que podría estar operando a su máxima capacidad. Lo cual implica un reto de disponibilidad y capacidad de integrar y operar de manera confiable la inyección de generación de esta naturaleza¹².

1.2.6 Recomendaciones para el planeamiento, la operación y la regulación asociadas a la expansión del Sistema Interconectado Nacional

De acuerdo con lo presentado en los informes del operador del sistema, se concluye que es necesario adoptar medidas adecuadas en términos de refuerzos de red, regulación y nuevas prácticas operativas para evitar comprometer la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico e incrementar la capacidad del sistema para soportar y recuperarse tanto de contingencias operativamente usuales, así como de eventos adversos de baja probabilidad, pero de alto impacto.

A continuación, se recoge parte de las recomendaciones que el operador¹³ realiza sobre acciones de mejora asociadas a la expansión del sistema.

En algunas zonas del país, por la disponibilidad de recursos naturales, se requiere desarrollar la infraestructura de red necesaria para evacuar la generación disponible y transportarla de forma segura a los centros de consumo. Como resultado, se espera un aumento de la capacidad de transporte actual, como en el caso del área Caribe, donde los análisis del CND han identificado que la infraestructura disponible y en desarrollo no es suficiente para evacuar la capacidad de generación que se instalará en el área, principalmente, por el masivo aumento de la solicitud y aprobación de generación solar.

En este sentido, se torna fundamental fortalecer la ejecución rápida de obras de mitigación que compensen el retraso en la ejecución y/o definición de proyectos, frente a lo cual se requiere desarrollar un marco normativo que propenda por una amplia coordinación institucional para desarrollar de forma rápida y oportuna este tipo de infraestructura.

¹² Ibid.

¹³ Centro Nacional de Despacho -CND. 2025. Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN. Documento XM-CND-014

Por otra parte, los estudios de planeación de la expansión deben considerar las dinámicas de respuesta y los límites de soportabilidad de la nueva electrónica de potencia que se integra tanto en la carga como en la generación, así como las necesidades de modernización de los sistemas de protección en todos los niveles, para que en las nuevas condiciones se mantenga el despeje rápido y oportuno de cualquier perturbación, limitando el impacto de estas en los equipos de generación y en la demanda.

Si bien muchos de los análisis de seguridad y confiabilidad se realizan considerando una operación en red completa, esta condición difícilmente se materializa durante la operación del sistema. Lo anterior, debido a que la red está expuesta continuamente a mantenimientos y fallas de equipos que implican la indisponibilidad de uno o varios activos (red degradada).

Una red eficiente, flexible y resiliente, debe minimizar las afectaciones sobre la operación segura y económica bajo la condición de red degradada, y mantenerse resiliente y segura frente a fallas más complejas y que involucren un mayor número de activos. Por esto, se debe empezar a incorporar en el desarrollo de los planes de expansión, criterios de resiliencia frente a eventos de poca probabilidad de ocurrencia y alto impacto, como los son mantenimientos en la infraestructura, fallas en subestaciones, cruces de líneas y otros que puedan comprometer la seguridad y confiabilidad de la operación.

Adicionalmente, los efectos de integrar generación distribuida o autogeneración requieren de consideraciones adicionales a la hora de planear y operar el Sistema Interconectado Nacional. Todos estos nuevos actores, distribuidos en diferentes condiciones geográficas, climáticas, sociales y tecnológicas, incrementan la vulnerabilidad del sistema ante eventos y/o mantenimientos en la infraestructura.

Así mismo, la incorporación de nuevas tecnologías de generación a gran escala requiere que el sistema sea planeado y operado bajo nuevos criterios, incorporando nuevos equipos, sistemas de protección, nuevos sistemas de supervisión, nuevos requisitos técnicos, y nuevos servicios que permitan mantener la estabilidad de la red en el nuevo contexto tecnológico.

Finalmente, como conclusión de los ajustes mencionados, se destaca la priorización de actividades de actualización de los códigos planeación, redes y operación, para enfrentar las nuevas dinámicas asociadas a la mayor participación de generación solar y eólica.

1.2.7 Diagnóstico de las metodologías de planeamiento en Latinoamérica y el Caribe y brechas de planificación.

Desde el Banco Interamericano de Desarrollo, se financió un estudio denominado “Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe” el cual se desarrolló por la Universidad de Comillas.

En dicho estudio¹⁴, se analizaron diferentes países, incluido Colombia, con lo cual se recogieron las siguientes conclusiones de los desafíos encontrados.

La planificación tradicional de la transmisión ha evolucionado en algunas regiones hacia un enfoque más proactivo, anticipando necesidades de refuerzo en transmisión en áreas estratégicas de expansión de generación. Sin embargo, esta proactividad no siempre se traduce en una alineación efectiva con los proyectos de generación, los cuales, en muchos casos, siguen estando determinados por decisiones individuales de inversión privada, sin una integración efectiva en un marco de planificación conjunta. Actualmente, predominan metodologías de expansión de la transmisión que priorizan exclusivamente criterios técnico-económicos específicos, como descongestión y resolución de restricciones eléctricas. Los sistemas eléctricos de la región ya están experimentando atascos en las colas de solicitudes de conexión (sobre todo en Brasil y Colombia), aumentos de los costos de gestión de las congestiones y de los vertidos de energías renovables (sobre todo en Brasil y Chile).

Esta asimetría entre el desarrollo de generación y transmisión se ve agravada por diferencias en los horizontes temporales de planificación, la obtención de permisos ambientales y la gestión de consultas previas, lo que retrasa la ejecución de proyectos y afecta la confiabilidad del sistema.

¹⁴ Universidad de Comillas -Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*. Informe Diagnóstico regional y recomendaciones. Banco Interamericano de Desarrollo

Además, se identifican desajustes significativos en la sincronización de los proyectos de generación con la infraestructura de transmisión necesaria para evacuar de manera eficiente la energía producida. Estos desajustes generan cuellos de botella en la red, limitan la integración efectiva de nuevas capacidades de generación y aumentan los costos asociados a refuerzos correctivos no previstos en los planes iniciales.

En consecuencia, es frecuente la necesidad de implementar refuerzos correctivos para mitigar sobrecargas y congestiones en la red. Estos refuerzos incluyen la construcción urgente de nuevas líneas de transmisión, ampliación de subestaciones y la instalación de dispositivos de compensación reactiva. Sin embargo, al no estar previstos en la planificación inicial, estos refuerzos se realizan de manera reactiva y suelen implicar mayores costos y retrasos operativo.

Asimismo, se propone que la falta de un análisis o estudio formal del horizonte de corto plazo (menor a 3 años) impide la adecuada gestión anticipada de problemas operativos inmediatos, tales como congestiones, cuellos de botella y contingencias técnicas, afectando la capacidad de respuesta ágil ante situaciones críticas y debilitando la resiliencia operativa del sistema.

Por otra parte, se señala que, la ausencia de procesos de actualización periódica y sincronizada puede derivar en desajustes entre la nueva capacidad de generación instalada y la infraestructura de transmisión disponible. Esto incrementa los riesgos de congestión en la red, eleva los costos operativos y limita el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, afectando la eficiencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

Una coordinación temprana y efectiva entre ambos procesos (generación y transmisión) permitiría anticipar cuellos de botella, alinear los cronogramas de ejecución y optimizar la asignación de recursos. Este aspecto es especialmente relevante considerando las diferencias en los tiempos de desarrollo de ambos segmentos: mientras que la construcción de una línea de transmisión suele requerir entre 4 y 7 años, el desarrollo de plantas de generación renovable puede completarse en un período significativamente menor, generalmente entre 1.5 y 3 años.

Esta descoordinación temporal incrementa el riesgo de que nuevas plantas de generación entren en operación sin la infraestructura de transmisión necesaria para evacuar su producción de manera efectiva, limitando su integración al sistema.

Finalmente, se puntualiza que la regulación no parece tener mecanismos de vigilancia para considerar los posibles intereses espurios del planificador, quien podría poner los intereses (o incluso el mandato) de su institución por encima de la maximización del beneficio social neto del plan.¹⁵

En general, las principales brechas regionales observadas incluyen¹⁶:

Consideración de tan sólo parte de los tipos de beneficios creados por los proyectos de red: Las metodologías aplicadas tienden a evaluar proyectos de transmisión bajo un enfoque limitado a aspectos operativos y económicos inmediatos, sin considerar sistemáticamente otros beneficios relevantes como resiliencia frente a eventos climáticos extremos, impactos sociales positivos y contribuciones a objetivos de descarbonización.

Evaluaciones individualizadas en lugar de Enfoque Portafolio: En general, los proyectos de transmisión se evalúan individualmente, lo que impide captar plenamente las sinergias y beneficios combinados de proyectos que podrían abordarse conjuntamente bajo una visión estratégica y multivalor.

Como recomendaciones, al final del estudio¹⁷ se propusieron las siguientes acciones de mejora en los procesos de expansión:

- La regulación relativa a la expansión de la red de transmisión debería contar con una planificación centralizada, proactiva y basada en una metodología clara, definida por la propia regulación. Como demuestran las experiencias internacionales, este planteamiento, que no excluye la participación privada en el proceso de planificación (como se analiza más adelante), es el más apropiado para esta fase de transición y diversificación energética, en la que se necesita un proceso de coordinación centralizado que agregue toda la información disponible,

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Universidad de Comillas -Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*. Informe Revisión de las prácticas regionales. Banco Interamericano de Desarrollo

¹⁷ Universidad de Comillas -Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*. Informe Diagnóstico regional y recomendaciones. Banco Interamericano de Desarrollo

que internalice las políticas energéticas del país y busque soluciones de transmisión que maximicen los beneficios para el conjunto del sistema. Por lo que, se identifica la necesidad de que la planificación esté basada en análisis costo-beneficio sistémicos, que analicen conjuntamente diferentes carteras de proyectos, considerando las sinergias entre ellos.

- Las ventajas de una planificación centralizada y proactiva de la red de transmisión pueden verse afectadas por algunas segmentaciones regulatorias de la red que vayan más allá de la definición de umbrales de tensión. Estas segmentaciones, funcionales o geográficas, pueden utilizarse para otras finalidades (como para definir quién lleva a cabo las obras en la fase de ejecución del plan), pero deberían ser transparentes para el proceso de planificación, cuyo objetivo final es encontrar una solución que maximice los beneficios para el conjunto del sistema. En este sentido, se resalta también que la planificación no debería simplemente recopilar proyectos de expansión identificados en otros estudios, sino identificar aquellos proyectos que sean beneficiosos para el conjunto del sistema mediante con un enfoque centralizado.
- La planificación centralizada tiene que llevarse a cabo con una metodología y una frecuencia conocidas y tener siempre una fase ejecutiva que lleve a la instalación de los proyectos identificados como necesarios. Esta frecuencia tiene que considerar plazos realistas para la participación de todos los agentes involucrados, la aprobación del plan y la posible licitación de las obras.

En específico, se listan las siguientes tareas¹⁸ para mejorar los procesos de planeamiento de la expansión:

- Adoptar un marco de planificación y evaluación basado en beneficios múltiples (*multi-value planning*), superando los enfoques tradicionales centrados exclusivamente en criterios técnico-económicos como la descongestión o la reducción de pérdidas, es decir, en la consideración

¹⁸ Universidad de Comillas -Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*. Informe final - Borrador. Banco Interamericano de Desarrollo

de los denominados beneficios de mercado obtenidos en condiciones de operación normales. Para lo cual se debería cuantificar una gama más amplia de beneficios sistémicos, incluyendo confiabilidad, resiliencia, integración de energías renovables, reducción de vertimientos, postergación de inversiones en generación, y mejoras operativas y de flexibilidad.

- Evaluar el impacto ambiental y climático de las inversiones en transmisión, incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que fortalece la elegibilidad de los proyectos para mecanismos de financiamiento verde, como bonos sostenibles.
- Considerar los beneficios dependientes de la implantación de varias inversiones de red, y que, por tanto, surgen de las sinergias creadas por los proyectos correspondientes.
- Desarrollar o adaptar modelos de optimización específicos para transmisión con la capacidad de representar la topología de la red; así mismo actualizar las herramientas de modelado utilizadas por los planificadores, de manera que las tecnologías de mejora de red puedan ser correctamente representadas en los análisis técnicos, simulaciones de red y evaluaciones costo-beneficio. Esto incluye incorporar su comportamiento operativo, impacto en la capacidad del sistema y sus costos relativos, para permitir una comparación objetiva frente a otras alternativas de expansión.
- Ampliar la representación de nuevas demandas y tecnologías emergentes llevada a cabo en los modelos utilizados, asegurando que estos modelos puedan considerar el desarrollo de grandes centros de carga futuros (como centros de datos o producción de hidrógeno verde).
- Mejorar la calidad y estandarización de las bases datos utilizadas en los modelos.
- Incluir de forma explícita la incertidumbre en la formulación del problema de planificación de la expansión, mediante la utilización de técnicas de planificación como son por ejemplo estocástica, la

programación adaptativa y la optimización robusta, así como análisis multi-escenario para considerar, y evaluar el impacto de, la incertidumbre de tipo climático, tecnológico y socioeconómico.

- Incrementar la capacidad computacional disponible para la planificación y también promover el uso de técnicas de resolución avanzadas como metaheurísticas y métodos de descomposición, que permiten abordar eficientemente problemas de gran escala y alta complejidad.
- Fomentar el uso de herramientas open-source, que ofrecen flexibilidad para adaptar estos modelos a los contextos nacionales y permiten la transparencia de la más fácil reproducibilidad de los resultados de los modelos y del desarrollo de los propios modelos.
- Representar matemáticamente la planificación de la expansión conjunta con las tecnologías de mejora de red, identificando decisiones óptimamente coordinadas en el desarrollo de infraestructura, así como la consideración de manera simultánea de escenarios relativos al posible desarrollo de la transmisión y generación para después incentivar la implantación de estas decisiones.
- Considerar un nivel de granularidad temporal y espacial adecuado para representar con mayor fidelidad las condiciones operativas reales del sistema eléctrico en lo relativo a la variabilidad en el tiempo de la generación renovable, la ubicación geográfica, de los recursos, y las restricciones específicas de red.
- Promover la convergencia entre los enfoques de planificación de expansión y operación del sistema, asegurando que los modelos de planificación incorporen condiciones reales observadas durante la operación, tales como; fallas múltiples o configuraciones de las subestaciones, incluso de la disposición física de los circuitos. Para ello, se recomienda establecer mecanismos de coordinación entre

entidades planificadoras y operadoras, y ajustar los marcos normativos para que reflejen esta integración de manera sistemática.

1.2.8 Análisis del proceso de planificación de la expansión de la transmisión en Colombia

Alineado con los procesos de planeamiento en Latinoamérica y el Caribe, Colombia presenta brechas que se han analizado en el documento de revisión de las prácticas regionales de planificación de la transmisión.

De acuerdo con el documento de análisis por país se señala que, como en otros procesos de planificación en la región, la planificación colombiana analiza los beneficios de las posibles obras de expansión proyecto por proyecto y eso impide internalizar en la evaluación las sinergias entre diferentes proyectos. Por lo que, dicho enfoque individual podría resultar en una planificación subóptima.

Asimismo, los autores hacen notar que la expansión de la transmisión no se lleva a cabo mediante un enfoque proactivo en la práctica que, de manera efectiva, consiga guiar la expansión de la generación de acuerdo a decisiones tomadas en un ejercicio integrado de planificación de la expansión de la generación y la transmisión.

Se agrega que, si bien la planificación de la generación debe tener, como tiene en la realidad, un carácter indicativo, la expansión decidida para la transmisión con antelación suficiente y las señales de localización enviadas podrían incentivar de manera mucho más efectiva una expansión de la generación socialmente eficiente y coordinada con la primera. La falta de coordinación efectiva y estructural de la expansión de generación y transmisión, motivada en parte por la asimetría en la duración de los procesos de desarrollo de nueva generación y transmisión, genera importantes ineficiencias y afecta directamente la confiabilidad del sistema de transmisión.

No obstante, la mencionada descoordinación entre el planeamiento de la expansión en generación con la de transmisión, sumada a la ausencia de capacidades adecuadas de almacenamiento energético y la vulnerabilidad frente a la intermitencia de fuentes renovables, representan desafíos cruciales.

Para abordar estas brechas, se requiere actualizar los modelos y procesos de planificación con un enfoque holístico que permita tomar decisiones coordinadas y óptimas desde las etapas iniciales, agilizar el

desarrollo de infraestructura clave para la transmisión y establecer mecanismos robustos que aseguren la sincronización oportuna entre proyectos estratégicos de generación y transmisión.

De acuerdo con lo analizado por el estudio, actualmente no existe una metodología formal que considere múltiples beneficios más allá del análisis beneficio-costos técnico-económico, ni un procedimiento para priorizar proyectos con base en criterios más amplios de sostenibilidad.

En especial, se ha identificado una brecha metodológica relacionada con la evaluación de escenarios operativos y de evolución del sistema. Actualmente, el proceso de planificación de la transmisión se fundamenta en proyecciones de demanda futura distribuidas por zonas estratégicas (evaluación de los proyectos), lo cual permite identificar necesidades de infraestructura y evaluar la capacidad de evacuación de la red. Sin embargo, las configuraciones operativas analizadas (máxima generación térmica y renovable con demanda máxima, máxima generación térmica con demanda mínima, y mínima generación térmica con máxima penetración renovable) no corresponden a múltiples escenarios de evolución del sistema, sino a situaciones operativas evaluadas sobre un único escenario de referencia.

Estas pruebas operativas se enfocan en identificar restricciones y sobrecargas en la red bajo condiciones críticas, enmarcándose dentro de un enfoque de análisis de seguridad operativa (N-1). Si bien esta metodología permite validar la estabilidad del sistema en casos de contingencia, no se realiza una optimización simultánea de múltiples escenarios proyectados en el Plan Indicativo de Expansión de Generación.

Adicionalmente, se identifica otra brecha con relación a la desarticulación actual entre la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Transmisión Nacional (STN), lo que afecta a la efectividad y eficiencia global de los refuerzos propuestos para cada uno de estos dos sistemas y, por tanto, del desarrollo del sistema de transmisión eléctrica colombiano en su conjunto.

En conclusión, el estudio anteriormente citado suscita una actualización en las metodologías de planeamiento de la expansión, dando visibilidad a las metodologías utilizadas bajo criterios de coordinación e inclusión de criterios de valoración de beneficios y costos adicionales a los actualmente utilizados en el país.

1.2.9 Coordinación en el planeamiento de la expansión y la integración de externalidades en la evaluación de proyectos.

De acuerdo con lo presentado, se han identificado acciones asociadas a una evaluación multidimensional (también denominada multivalor) de beneficios de las expansiones de la transmisión. En esta temática se destaca el estudio realizado por el Instituto de Sistemas Complejos denominado “Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad”¹⁹ en el que se ha mostrado que una metodología de planificación, en la que se valoren los beneficios sistémicos de las obras de expansión normalmente presentarán costos de inversión y operación inferiores a su beneficio global.

Especifica, además, que los beneficios sistémicos actualmente son estimados como los ahorros en términos de costos de operación y falla (costos de generación térmica y de desconexión de carga evitada) que dicha expansión implicaría para el sistema durante la vida útil del proyecto. Por consiguiente, este enfoque centrado en costos de operación no permite capturar una amplia variedad de beneficios adicionales que una obra de transmisión puede acarrear, tales como seguridad, resiliencia y medioambientales.

Se destaca que, la planificación multivalor aboga por que cada potencial beneficio sea incluido como línea de ingreso en la evaluación económica de los proyectos. Así, resulta indispensable el contar con mecanismos y métricas que permitan cuantificar de forma objetiva cada uno de los aportes esperados para cada proyecto. En esta línea, es posible identificar distintas categorías de beneficios asociados a la expansión de la transmisión que se resumen en la siguiente tabla,

Tabla 2 Categoría de beneficios en un esquema de evaluación multivalor. Fuente: ISCI, 2023

Categoría del beneficio	Descripción
Ahorros de costos térmicos de producción	Ahorros en costos de producción estimados con base a simulaciones con modelos de despacho económico durante la vida útil del proyecto.

¹⁹ Instituto de Sistemas Complejos de la Ingeniería. 2023. Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad. Resumen del estudio. Consultora SPEC.

<p>Ahorros adicionales de costos de producción</p>	<p>Beneficios no capturados por modelos de despacho simplificados, tales como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Costos de servicios complementarios. 2. Costos asociados a pérdidas y congestiones. 3. Costos de ciclado de unidades térmicas. 4. Costos de encendido y parada. 5. Despachos fuera de mérito.
<p>Beneficios de suficiencia del sistema</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción de la probabilidad de pérdida de carga (LOLE). 2. Reducción del margen de reserva de planificación.
<p>Beneficios de resiliencia del sistema</p>	<p>Menores costos (u otro tipo de indicador) ante escenarios extremos.</p> <p>Menores costos de infraestructura dedicada a prestar servicios asociados a resiliencia, tales como: recuperación de servicio, control de contingencias extremas.</p>
<p>Ahorro en costos de capital de nuevos proyectos</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Beneficios en costes de capacidad necesaria, gracias a la reducción de las pérdidas de energía. 2. Acceso a zonas con mayor calidad de recurso para proyectos renovables, produciendo así un descenso en los costos nivelados de generación (LCOE)
<p>Beneficios medioambientales</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al facilitar inversiones en energías renovables en zonas con mejor recurso. 2. Cumplimiento con comunidades locales en términos de cero de unidades contaminantes. 3. Aceleración de cumplimiento de compromisos globales de carbono neutralidad.
<p>Mitigación de riesgo debido a la incertidumbre respecto a escenarios futuros</p>	<p>Ahorro de costos de producción para condiciones futuras inciertas (combustibles, crecimiento de demanda).</p>
<p>Beneficios de facilitación de mercado</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento de competencia, debido a menores barreras de entrada. 2. Mejoras de liquidez y protección de cadenas de pago ante diferencias entre precios de inyección y retiro.

La experiencia internacional reciente muestra que este enfoque multivalor se aplica en diversas jurisdicciones, tanto en Unión Europea como algunos operadores de Estados Unidos (como lo son el de Nueva York - NYISO, California - CAISO, Central o de medio continente - MISO) y también en Australia.

Un ejemplo de aplicación y de sus efectos corresponde al portafolio de proyectos propuesto por MISO en su proceso de planificación de transmisión a largo plazo, que incluyó una colección de proyectos de transmisión de 345 kV en la subregión del Medio Oeste de MISO.

El portafolio de proyectos resultó ser ligeramente rentable en términos de ahorros de costos de producción (USD 16,4 mil millones), pero cuando se evaluaron únicamente en función de estos ahorros, la relación beneficio/costo (1,05) no era suficiente para justificar el desarrollo de estos, a ojos del planificador de la red. Sin embargo, cuando se tuvieron en cuenta otros beneficios, el valor total del proyecto fue significativamente más alto, alcanzando los USD 53,3 mil millones, con un beneficio esperado neto de USD 37,7 mil millones, lo que generó una relación beneficio/costo de 3,4.

Dado lo anterior, los proyectos resultaron ser claramente rentables y, por ende, justificables. Dichos resultados se pueden resumir en la figura 11, donde se muestra la valoración de beneficios (barras en azul) comparados con los costos de inversión (barra color rojo).²⁰

²⁰ Ibid.

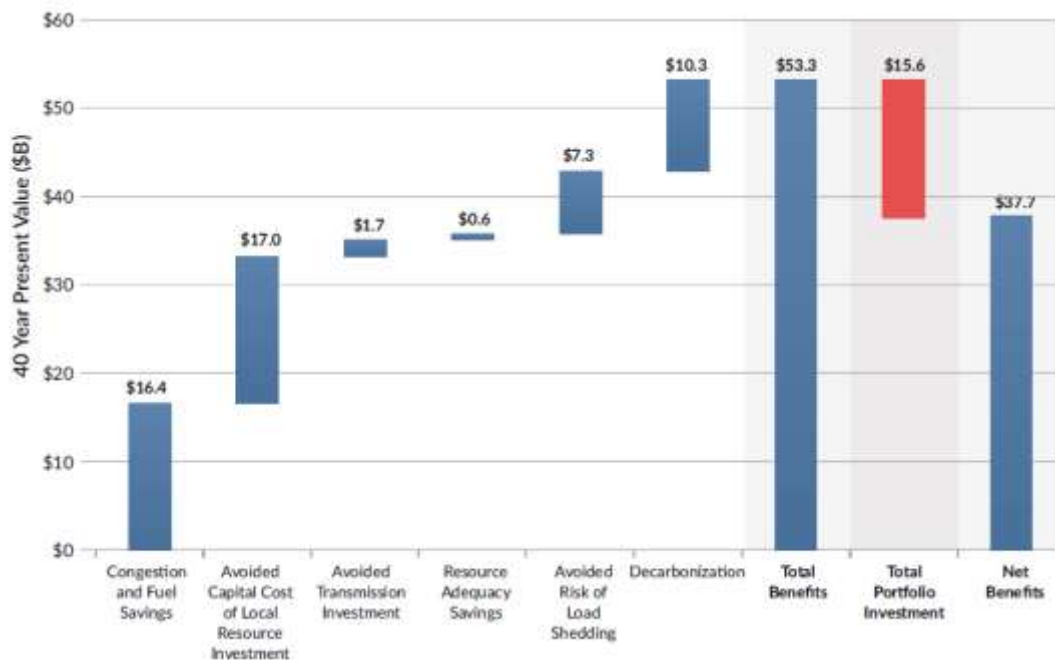


Figura 11 Stack de beneficios de proyectos propuestos por MISO. Fuente: ISCI, 2023

Por otro lado, la experiencia muestra además que diferentes tipos de proyectos producen diferentes conjuntos de beneficios, por lo que es importante tener en cuenta esto al evaluar la rentabilidad de un proyecto. Por ejemplo, hay proyectos cuyos beneficios provendrán principalmente de análisis de resiliencia y seguridad, por lo que las metodologías a aplicar para evaluar estos beneficios deben ser adecuadas.

Por lo anterior, se recomienda aplicar metodologías probadas como MVP (MISO), RCAR (SPP), TEAM (CAISO) o los enfoques multi-beneficio de NYISO, que permiten capturar sinergias entre iniciativas y evaluar los proyectos como portafolios integrados, en lugar de forma aislada. Esto optimiza la combinación de inversiones, mejora la priorización estratégica del sistema y facilita la justificación económica.²¹

Coordinación de los planes de expansión e introducción de modelos de optimización bajo esquemas prospectivos y proactivos

La coordinación estructural se refiere al uso de metodologías técnicas compartidas, en particular modelos de optimización que integren

simultáneamente los criterios y restricciones de ambos procesos. Esto permite una evaluación coherente de las decisiones de expansión. La coordinación temporal implica alinear los cronogramas de implementación de la infraestructura de transmisión con el desarrollo de los proyectos de generación, considerando que estos últimos suelen avanzar en plazos más cortos, en los contextos donde la generación es renovable no convencional. La ausencia de esta “articulación” puede provocar desajustes significativos que limitan la eficiencia operativa del sistema y retrasan la integración efectiva de nueva capacidad renovable.²²

Los autores del estudio sobre planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe²³ recomiendan fortalecer el proceso de planificación de la expansión del sistema eléctrico mediante la inclusión de escenarios extremos, especialmente aquellos asociados a los efectos del cambio climático y la variabilidad hidrológica. En la actualidad, se identifica una brecha importante en la consideración de estos escenarios, lo que limita la capacidad del sistema para anticipar, y disponer de un sistema capaz de hacer frente a, condiciones críticas como sequías prolongadas, eventos climáticos severos, y cambios drásticos en la disponibilidad de recursos renovables.

Por el contrario, un enfoque fragmentado puede generar descoordinación en la entrada en operación de nueva capacidad de generación y los refuerzos de transmisión necesarios para su evacuación efectiva. Para optimizar la expansión del sistema eléctrico y garantizar una mayor eficiencia y confiabilidad en el uso de la infraestructura, se recomienda implementar un modelo de optimización simultánea de escenarios de transmisión y generación.

Este enfoque permitiría; reducir cuellos de botella operativos y evitar congestiones en la red, maximizando el despacho de generación renovable, optimizar los costos de inversión al evitar sobredimensionamientos y garantizar un uso eficiente de los activos instalados y mejorar la resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico, al modelar de manera conjunta los escenarios de crecimiento de la demanda, penetración renovable y variaciones hidrológicas.

²¹ Ibid.

²² Universidad de Comillas -Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). *Análisis de la planificación de la transmisión en América Latina y el Caribe*. Informe final - Borrador. Banco Interamericano de Desarrollo.

²³ Ibid

Finalmente, se recomienda orientar la regulación y acciones del planeador para fortalecer la coordinación estructural y temporal entre la planificación de la expansión de la generación y la transmisión, adoptando un enfoque integrado y proactivo.

1. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente Resolución aplica, entre otras, a entidades públicas, privadas o mixtas, empresas o a los Agentes Transportadores y Generadores del Sistema Interconectado Nacional.

2. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.

El proyecto normativo se expide con sustento en las competencias otorgadas en las siguientes normas:

- Artículos 1, 58 y 365 de la Constitución Política de Colombia
- Artículos 2, 3, 8, 14 de la Ley 142 de 1994
- Artículos 2, 4, 6, 12 y 18 de la Ley 143 de 1994
- Decreto 381 de 2012
- Artículo 4 del Decreto 2121 de 2023

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas que fundamentan esta Resolución, incluyendo la Ley 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 381 de 2012, se encuentran vigentes y son de carácter permanente.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

La resolución 181313 de 2002 ha representado por más de 23 años la base de elaboración de planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional, planteando lineamientos, principios y objetivos al planificar la transmisión en el país. Bajo la evolución regulatoria, tecnológica y científica, se han identificado acciones de

mejora a los procesos de planeación que, de acuerdo con lo desarrollado en el presente documento, requieren de medidas regulatorias que fortalezcan la naturaleza prospectiva, coordinada y adaptable de los planes de expansión. Por todo lo anterior, y motivada bajo el diagnóstico presentado al inicio de este documento sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional, se presentan modificaciones de carácter complementario, que esperan actualizar y robustecer los procesos de planeamiento.

2.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

Mediante correo electrónico de fecha xxxx , el Grupo de Defensa Judicial y Seguimiento a Fallos de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía rindió el informe sobre decisiones judiciales en los siguientes términos:

Xxxxxxx

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de resolución se publica para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía por un periodo de quince (15) días calendario desde el día xxxx del 2026.

4. IMPACTO ECONÓMICO

La presente Resolución no impacta directamente los Recursos de la Nación. Si bien, el planeamiento y convocatorias de las obras de expansión del Sistema Interconectado Nacional corresponden a actividades propias de entidades públicas, como lo es la Unidad de Planeación Minero Energética, los procesos metodológicos hacen parte de sus funciones delegadas por la normativa descrita en los antecedentes jurídicos del presente documento. Por lo anterior, los ajustes que pudiesen derivar de la presente modificación no deberían representar un impacto económico de consideración.

Por otra parte, dentro de las secciones 1.2.8 y 1.2.9 se desarrollan y exponen potenciales efectos económicos, dentro de los cuales se identifican beneficios al implementar las mejorar propuestas dentro del proyecto de modificación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

El proyecto de resolución genera impacto ambiental positivo, por cuanto contribuye a las metas de reducción de emisiones de CO2 equivalente, según la Contribución Determinadas a Nivel Nacional (NDC) y la descarbonización de la matriz energética, señaladas para el subsector de generación de energía eléctrica del SIN en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector Minero Energético (PIGCCME) 2050. Lo anterior, mediante la integración de Fuentes No Convencionales de Energías ambientalmente sostenibles, de acuerdo con la definición establecida en la Ley 1715 de 2014. Por otra parte, este proyecto no genera impacto sobre el patrimonio cultural de la Nación.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	NA
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ambiente</small>		
		T-GJ-F-01		
		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td data-bbox="1172 193 1315 222" style="text-align: center;">11-08-2023</td> <td data-bbox="1315 193 1425 222" style="text-align: center;">V-1</td> </tr> </table>	11-08-2023	V-1
11-08-2023	V-1			

DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIEH
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
 Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Jorge Arturo Pulido Pérez / Ingrid Johanna Amaya Sáenz

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Angela Solanyi Pabón/ William Andrés Toca

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh / Juan Carlos Bedoya Ceballos