

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	GJ-F-47	
			11-08-2023	V-1

Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aaaa):	31/03/2026
Proyecto de Resolución:	Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039

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

1.1 Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en cumplimiento de las funciones asignadas por el artículo 17 de la Ley 143 de 1994 y de conformidad con los lineamientos definidos por el Ministerio de Minas y Energía, elaboró el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, instrumento de planeación que viabiliza el desarrollo de las obras requeridas para atender necesidades en las áreas operativas Caribe, Antioquia–Chocó, Oriental y Suroccidental, las cuales inciden directamente en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía en dichas regiones y contribuyen al fortalecimiento de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en sus áreas de influencia.

En reunión del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), y como consta en las Actas No. 212, 213 y 214, la UPME presentó obras contempladas dentro del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, el cual fue ratificado en la sesión 215 del 19 de diciembre de 2025.

Mediante radicado MME No 1-2026-002303 (UPME No. 20261520006151) del 21 de enero de 2026, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) sometió a consideración del Ministerio de Minas y Energía (MME) el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, revisado y aprobado en el marco de las sesiones del CAPT antes mencionadas, contemplando las siguientes obras:

Nueva Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas:

- *Construcción de los nuevos circuitos Santa Helena – Puerto López 2 115 kV y Puerto López – Campobonito 2 a 115 kV*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre 2028.
- *Instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVAR en la subestación Campobonito 115 kV.*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre 2028.
- *Construcción del nuevo circuito Puerto Gaitán – Campobonito 115 kV.*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre 2029.
- *Construcción de la nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV, y la instalación de dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno.*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre de 2031.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

- *Construcción del nuevo doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre 2031.

Cuarto transformador en la subestación Chinú 500/110 kV y sus bahías de transformación 500 kV y 110 kV asociadas:

- *Instalación de un cuarto transformador 500/110/34,5 kV de 150 MVA en la subestación Chinú 500 kV.*
- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación Chinú 500/110 kV*
- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 110 kV en la subestación Chinú 500/110 kV.*
Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre de 2028.

Nueva Subestación Zaque 230/115 kV y obras asociadas:

- *Construcción de la nueva subestación Zaque 230/115 kV, y la instalación de dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno.*
- *Reconfiguración del circuito San Bernardino – Jamondino 230 kV en Zaque – San Bernardino (circuito 1) y Zaque – Jamondino 230 kV (circuito 2).*
- *Instalación del segundo transformador 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV*
- *Construcción de la tercera línea de transmisión Popayán – San Bernardino 115 kV*
Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2031.

Nueva Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV y líneas asociadas:

- *Construcción de la nueva Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV, y la instalación de dos (2) transformadores 230/34,5 kV de 63 MVA cada uno*
- *Reconfiguración del circuito La Mesa – Noroeste 230 kV en Sabana Occidente – La Mesa 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV.*
Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2029.

Refuerzo subestación Heliconia 500/230 kV:

- *Instalación de un tercer transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Heliconia 500/230 kV.*
- *Construcción de una bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación Heliconia 500/230 kV.*
- *Construcción de una bahía de transformación a nivel de 230 kV en la subestación Heliconia 500/230 kV.*
Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2028.
- *Construcción del segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV.*
Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2030.

Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) – Nueva subestación Guarne 230/110 kV:

- Construcción de la nueva subestación Guarne 230/110 kV, y la instalación de dos (2) transformadores 230/110 kV de 180 MVA cada
- Reconfiguración del circuito Guatapé – Miraflores 230 kV en Guarne – Guatapé 230 kV y Guarne – Miraflores 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Ayurá – Córdoba 110 kV en Guarne – Ayurá 110 kV y Guarne – Córdoba 110 kV.

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2031.

Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas:

- Fase A - Instalación de compensadores síncronos en las siguientes subestaciones:

Subestación	Subárea	Potencia MVar
Nueva Barranquilla 220 kV	Atlántico	150
Sabanalarga 500 kV	Atlántico	150
Cuestecitas 500 kV	GCM	300
Colectora 500 kV	GCM	300
Carreto 500 kV	Bolívar	300
Chinú 500 kV	Córdoba-Sucre	150
Toluviejo 220 kV	Córdoba-Sucre	150

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2030.

- Fase B - Instalación de compensadores síncronos en las siguientes subestaciones:

Subestación	Subárea	Potencia MVar
Caracolí 110 kV	Atlántico	50
Tebsa 220 kV	Atlántico	150
Malambo 110 kV	Atlántico	50
Copey 220 kV	GCM	150
Cuestecitas 220 kV	GCM	300
Valledupar 220 kV	GCM	150
Bolívar 220 kV	Bolívar	300
Sahagún 500 kV	Córdoba-Sucre	300

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ambiente</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2031.

- *Instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVAR en la subestación Colectora 500 kV.*

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2027.

- *Instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVAR en la subestación Cuestecitas 500 kV.*

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2027.

Incorporación de reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV:

- *Instalación de un (1) reactor de línea de 84 MVAR en el extremo correspondiente a la subestación Magangué del circuito Nueva Magangué – El Copey a 500 kV que complementará la compensación reactiva existente en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV.*

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2028.

Proyecto Interconexión Antioquia-Oriental – Nueva subestación La Montera 500/230 kV:

- *Construcción de la nueva subestación La Montera 500/230 kV, y la instalación de tres (3) transformadores 500/230/34,5 kV de 450 MVA cada uno*
- *Reconfiguración del circuito Antioquia – Porce III 500 kV en La Montera – Antioquia 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV*
- *Reconfiguración del circuito Porce – Barbosa 230 kV en La Montera – Porce 230 kV y La Montera – Barbosa 1 230 kV*
- *Reconfiguración del circuito Bello – El Salto 230 kV en La Montera – Bello 230 kV y La Montera – El Salto 230 kV*
- *Reconfiguración del circuito Guadalupe IV – Barbosa 230 kV en La Montera – Guadalupe IV 1 230 kV y La Montera – Barbosa 2 230 kV*
- *Reconfiguración del circuito Guadalupe IV – Occidente 230 kV en La Montera – Guadalupe IV 2 230 kV y La Montera – Occidente 230 kV*
- *Construcción del nuevo doble circuito Corzo – La Montera 500 kV*
- *Instalación de cuatro (4) reactores de línea de 116 MVAR en los extremos del doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.*
- *Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para las líneas La Montera – Antioquia 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.*

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2032.

Segundos transformadores en la subestaciones San Marcos 500/230 kV y La Virginia 500/230 kV, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas:

- *Instalación de un segundo transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación La Virginia 500/230 kV.*

- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación La Virginia 500/230 kV.*
- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 230 kV en la subestación La Virginia 500/230 kV.*
- *Instalación de un segundo transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos 500/230 kV.*
- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación La San Marcos 500/230 kV.*
- *Construcción de bahía de transformación a nivel de 230 kV en la subestación La San Marcos 500/230 kV.*

Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2028.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40004 del 7 de enero de 2026, identificó y definió como Proyectos Urgentes en los términos del artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, entre otras, las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN y del Sistema de Transmisión Regional – STR, que la UPME priorizó previamente en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039:

Proyectos STN	Área	FPO
Compensador síncrono de 300 MVA en Cuestecitas 500 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVA en Nueva Barranquilla 220 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVA en Colectora 500 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVA en Sabanalarga 500 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVA en Carreto 500 kV	Bolívar	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVA en Chinú 500 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVA en Toluviejo 220 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029
compensador síncrono de 50 MVA en Caracolí 110 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVA en Tebsa 220 kV	Atlántico	Dic 2029

Compensador síncrono de 50 MVAR en Malambo 110 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVAR en Bolívar 220 kV	Bolívar	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVAR en Sahagún 500 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Copey 220 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVAR en Cuestecitas 220 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Valledupar 220 kV	GCM	Dic 2029
Reactor de barra de 120 MVAR en Cuestecitas 500 kV	GCM	Dic 2029
Reactor de barra de 120 MVAR en Colectora 500 kV	GCM	Dic 2029
Reactor de línea Magangué — Copey 500 kV de 84 MVAR en Magangué 500 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029

Proyectos STR	Área	FPO
TRF 4 Chinú 500/110 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2028

1.2 Oportunidad y conveniencia

Conforme a los antecedentes anteriormente descritos, se hace necesario adoptar el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, el cual contiene las obras de expansión y ampliación de capacidad de transformación requeridas para atender necesidades en las áreas operativas Caribe, Antioquia–Chocó, Oriental y Suroccidental, que inciden directamente en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, y contribuyen al fortalecimiento de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en sus áreas de influencia.

A continuación, para cada una de las obras recomendadas por la UPME, se especifica el alcance de la solución propuesta y el impacto de la obra, para determinar la oportunidad y conveniencia de las obras a aprobar.

Cuarto Transformador Chinú 500/110 kV y bahías de transformación 500 kV y 110 kV

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- La entrada en operación de un cuarto transformador Chinú 500/110/34.5 kV, junto con la bahía de transformación a nivel de 110 kV y la bahía de transformación a nivel de 500 kV.

Impacto de la obra: La implementación de la obra permite fortalecer el perfil de tensión en condiciones normales de operación y frente a contingencias N-1 en diversas subestaciones del área, incluyendo Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV y Nueva Toluviejo 110 kV. Asimismo, se disminuyen los niveles de cargabilidad de los transformadores 500/110/34,5 kV de la subestación Chinú, mejorando su desempeño operativo tanto en condiciones normales de operación como en escenarios de contingencia.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 2.04, superior a 1.

Incorporación de reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Instalación de un reactor de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Nueva Magangué 500 kV en la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV, conservando los reactores de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Chinú 500 kV y al extremo de la subestación Copey 500 kV.

Impacto de la obra: La puesta en servicio de esta obra permite mantener los niveles de tensión, tanto en condiciones normales de operación como frente a contingencias N-1, dentro de los rangos establecidos por la normativa vigente, evitando la aparición de condiciones de sobretensión en el sistema eléctrico. Este efecto se manifiesta en el área de influencia de la obra de expansión de la subestación Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Relación beneficio/costo (B/C): Los reactores de línea del corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV corresponden a una ampliación técnica inherente al diseño del proyecto aprobado, necesaria para garantizar su correcta operación, por lo cual no constituyen una obra independiente, ni requieren una evaluación económica separada. En consecuencia, los costos, beneficios y la relación beneficio/costos ya estimados para la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas” (4,78) permanecen vigentes y aplicables, sin requerirse recálculo ni actualización adicional en el presente documento.

Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	GJ-F-47	
			11-08-2023	V-1

- Instalación de compensadores síncronos en las subestaciones del área Caribe de acuerdo con las fases aprobadas.
 - **Fase A:** Nv Barranquilla 220 kV (150 MVar), Sabanalarga 500 kV (150 MVar), Cuestecitas 500 kV (300 MVar), Colectora 500 kV (300 MVar), Carreto 500 kV (300 MVar), Chinú 500 kV (150 MVar) y Tolviejo 220 kV (150 MVar).
 - **Fase B:** Caracolí 110 kV (50 MVar), Tebsa 220 kV (150 MVar), Malambo 110 kV (50 MVar), Bolívar 220 kV (300 MVar), Sahagún 500 kV (300 MVar), Copey 220 kV (150 MVar), Cuestecitas 220 kV (300 MVar), Valledupar 220 kV (150 MVar).
- Adicionalmente, se considera la instalación de reactores de barra en las subestaciones Colectora y Cuestecitas 500 kV

Impacto de la obra: La ejecución de la obra genera beneficios operativos al fortalecer la red, mediante el aumento de la potencia de cortocircuito efectiva, la estabilización del perfil de tensión a través de un control dinámico y continuo de potencia reactiva (tanto en absorción como en generación) y la mejora de la respuesta del sistema frente a perturbaciones. Lo anterior reduce el riesgo de colapso de tensión y la aparición de oscilaciones, particularmente en escenarios caracterizados por alta penetración de recursos basados en inversores (IBRs).

Asimismo, al ampliar los márgenes de seguridad N-1 y reforzar la capacidad de soporte de tensión en nodos críticos del STN y el STR, se disminuye la necesidad de “generación de seguridad”, entendida como aquellas unidades que deben operar por requerimientos de voltaje, potencia reactiva o fortaleza de red y no por mérito económico. Esta reducción del despacho forzado y de las restricciones operativas se traduce en menores costos sistémicos, mayor eficiencia en la operación y una mayor habilitación de nueva capacidad renovable, sin afectar criterios de seguridad y calidad del suministro en el SIN.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, se realiza el cálculo del beneficio/costo para distintos escenarios hidrológicos, obteniendo así que la relación B/C se mantiene mayor que 1 en la totalidad de los casos evaluados (100 simulaciones), con valores entre 1.94 y 3.22, y una media de 2.88.

Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA)

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Nueva subestación Guarne 230/110 mediante el seccionamiento de los circuitos Guatapé – Miraflores 230 kV y Ayurá - Córdoba 110 kV.
- Dos nuevos transformadores en la subestación Guarne 220/110 kV de 180 MVA cada uno.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

Impacto de la obra: La medida permite atender el crecimiento sostenido de la demanda en el oriente antioqueño a nivel del Sistema de Distribución Local (SDL). Dicho crecimiento se refleja en el elevado número de solicitudes de conexión registradas en el SDL, contribuyendo así a la mejora de los perfiles de tensión y a una operación más robusta y confiable del sistema en la región.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 36.43, superior a 1.

Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Tercer transformador SE Heliconia 500/230 kV de 450 MVA.
- Segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV
- Bahía de transformador en el barraje de 230 kV de la subestación Heliconia 500/230 kV.
- Bahía de transformador en el barraje de 500 kV de la subestación Heliconia 500/230 kV.

Impacto de la obra: La implementación de la obra en la subestación Heliconia 500/230 kV elimina las restricciones operativas existentes, permitiendo que el sistema mantenga la operación segura incluso ante la salida de uno de los transformadores. Además, se suprime la limitación del circuito Heliconia – Occidente 230 kV en condiciones de red completa y bajo contingencia sencilla (N-1). Como resultado, se incrementa la confiabilidad y flexibilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional en la región, se reduce el riesgo de sobrecargas y se mejora la capacidad de despacho, fortaleciendo la seguridad del suministro y la estabilidad del sistema ante escenarios de alta generación en el Oriente y baja generación en el norte de Antioquia.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 92.07, superior a 1.

Proyecto Interconexión Antioquia – Oriental

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Nueva subestación La Montera 500 kV mediante la intercepción del circuito Antioquia - Porce III 500 kV, generando las líneas Antioquia - La Montera 500 kV y La Montera - Porce III 500 kV.
- Nueva subestación La Montera 230 kV, reconfigurando los circuitos Porce – Barbosa 220 kV, Bello – El Salto 220 kV, Guadalupe IV – Barbosa 220 kV y Guadalupe IV – Occidente 220 kV en La Montera - Porce II 220 kV, La Montera - Guadalupe IV 1 220 kV, La Montera - Guadalupe IV 2 220 kV, La

Montera - El Salto 220 kV, La Montera – Barbosa 1 220 kV, La Montera – Barbosa 2 220 kV, La Montera - Bello 220 kV y La Montera - Occidente 220 kV.

- Nuevo doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios.
- 3 transformadores 500/230/34.5 kV de 450 MVA cada uno, en la subestación La Montera.
- Instalación de 4 reactores de línea de 116 MVAR en los extremos del doble circuito La Montera – Corzo 500 kV.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV, para los circuitos Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.

Impacto de la obra: La implementación de la obra permite reducir las altas cargabilidades en los transformadores de las subestaciones Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV ante la salida de uno de ellos, eliminar las restricciones existentes en los circuitos Heliconia – Occidente 230 kV y Ancon Sur – Heliconia 1 230 kV bajo contingencias sencillas, y mejorar los perfiles de tensión en el área Antioquia a nivel de 500 kV incluso bajo escenarios N-1. Estos impactos fortalecen la confiabilidad y robustez del sistema, optimizan la operación del despacho y aumentan la capacidad de transmitir y aprovechar el excedente de generación del área Antioquia–Chocó hacia otras regiones del país.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 11.08, superior a 1.

Nueva SE Puerto Gaitán 230 kV y líneas asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Construcción del nuevo doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán a 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 1500 Amperios.
- Construcción de la nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV y la instalación de dos transformadores de 150 MVA 230/115 kV.
- Construcción de nuevos circuitos Santa Helena – Puerto López 2 115 kV y Puerto López – Campobonito 2 a 115 kV, así como la instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVAR en la subestación Campobonito 115 kV, con FPO en diciembre 2028.
- Construcción del nuevo circuito Puerto Gaitán – Campobonito a 115 kV, con FPO en diciembre 2029.

Impacto de la obra: La obra de expansión en la subárea eléctrica del Meta mejora los perfiles de tensión y la confiabilidad del sistema, especialmente en las subestaciones Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV. Su implementación refuerza la atención de la demanda ante contingencias N-1, reduce la vulnerabilidad asociada a la configuración radial de la

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

red y fortalece la capacidad de importación desde el STN, permitiendo una operación más segura, flexible y robusta.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 3.05, superior a 1.

Subestación Sabana Occidente y líneas asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Nueva Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV tipo GIS, en configuración interruptor y medio, con conexión al STN mediante la reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, conformando los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Noroeste – Sabana Occidente 230 kV.

Impacto de la obra: La subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV permite atender el crecimiento de la demanda en la Sabana Occidental y aliviar las restricciones de capacidad en las subestaciones Mosquera 115 kV y Balsillas 230/115 kV, mejorar la distribución de flujos de potencia y reducir las cargabilidades de los corredores existentes. Su operación incrementa la robustez del sistema ante contingencias, disminuye el riesgo de bajas tensiones y fortalece la capacidad de suministro, especialmente en escenarios de alta demanda o retraso en la ejecución de obras complementarias.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 27.44, superior a 1.

Nueva SE Zaque 230 kV y obras asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Nueva subestación Zaque 230 kV, con tecnología AIS en configuración interruptor y medio, con dos bancos de transformación 230/115 kV, de 90 MVA c/u.
- Reconfiguración circuitos 1 y 2 de San Bernardino - Jamondino 230 kV en El Zaque – San Bernardino y El Zaque – Jamondino 230 kV (circuitos 1 y 2), cada uno con una capacidad de 800 A por circuito.
- Segundo transformador de 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV
- Construcción de la tercera línea de transmisión Popayán – San Bernardino a 115 kV

Impacto de la obra: La obra permite redistribuir los flujos de potencia entre el STN y el STR, aliviando sobrecargas y mitigando las bajas tensiones en la red de 115 kV

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	GJ-F-47	
			11-08-2023	V-1

de la subárea Cauca–Nariño, al tiempo que amplía la capacidad de transformación en nodos críticos del sistema. Esto reduce la vulnerabilidad ante contingencias sencillas, disminuye la dependencia de medidas operativas extraordinarias y fortalece la robustez y eficiencia del sistema, asegurando la atención del crecimiento de la demanda y aumentando la resiliencia del suministro eléctrico en la zona suroccidental del país.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 1.79, superior a 1.

Segundos transformadores 500/230 kV en las SE San Marcos y La Virginia

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Segundo Transformador Subestación San Marcos: Transformador trifásico de 450 MVA, con niveles de tensión 500/230/34,5 kV.
- Segundo Transformador Subestación La Virginia: Transformador trifásico de 450 MVA, con niveles de tensión 500/230/34,5 kV.

Impacto de la obra: La incorporación de los segundos transformadores 500/230 kV en las subestaciones La Virginia y San Marcos fortalece estructuralmente el área Suroccidental del SIN, al mejorar la confiabilidad, la seguridad del suministro y la flexibilidad operativa. Esta obra permite ampliar la capacidad de importación de energía desde el STN, mitigar las restricciones derivadas de contingencias e indisponibilidades del sistema, reducir la dependencia de medidas operativas extraordinarias y garantizar una atención adecuada del crecimiento de la demanda, contribuyendo a una operación más robusta, eficiente y resiliente del sistema eléctrico en la región.

Relación beneficio/costo (B/C): En el análisis hecho por la UPME y presentado en los documentos técnicos de soporte, la relación beneficio/costo (B/C) calculada es 3.01, superior a 1.

De forma complementaria, el artículo 2 de la ley 142 de 1994, establece lo siguiente:

“(…)ARTÍCULO 2o. INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS: El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

2.1. Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Incentivo</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

2.3. Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.

2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

2.5. Prestación eficiente.

2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.

2.7. Obtención de economías de escala comprobables.

2.8. Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.

2.9. Establecer un régimen proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.(...)”

En concordancia con lo anterior, la adopción del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 se enmarca en lo dispuesto en el artículo 365 de la Constitución Política, así como en los artículos 17 y 18 de la Ley 143 de 1994 y en el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, normas que establecen la responsabilidad del Estado en la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica, asignan a la UPME la función de planeación y al Ministerio de Minas y Energía la competencia para definir y adoptar los planes de expansión de la red de interconexión.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, la aprobación de los proyectos es consecuente con la ley en cuanto a que las obras desarrolladas están diseñadas para aportar al mejoramiento de la calidad del servicio, presente y futura. A su vez, aporta a la búsqueda de la prestación continua del servicio mediante el fortalecimiento integral del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Así las cosas, mediante memorando con radicado 3-2026-011608 del 26 de febrero de 2026, la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) del Ministerio de Minas y Energía (MME) emitió concepto técnico dirigido a la Oficina Asesora Jurídica (OAJ) del MME en el cual señala la necesidad de adoptar el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, con el fin de viabilizar el desarrollo de las obras requeridas para atender necesidades en las áreas operativas Caribe, Antioquia–Chocó, Oriental y Suroccidental, que inciden directamente en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en dichas regiones y contribuyen al fortalecimiento de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en sus áreas de influencia.

Cabe señalar que, las obras declaradas como Proyectos Urgentes mediante la Resolución 40004 de 2026, se encuentran sujetas al procedimiento especial de convocatoria de carácter excepcional, previsto en la Resolución MME 90604 de 2014 y en la Resolución CREG 093

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ambiente</small>	
			GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1	

de 2014, o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan; en ese sentido la Fecha de Puesta en Operación (FPO) que aplica para dichas obras es la establecida en la resolución 40004 de 2026; por su parte, las demás obras contempladas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039 que se adopta mediante la presente resolución, que no hayan sido declaradas como Proyectos Urgentes, se sujetarán al procedimiento de convocatoria ordinario previsto en la regulación vigente.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente Resolución tiene aplicación para todas las Empresas de Servicios Públicos de energía eléctrica que estén interesadas en la ejecución de los proyectos necesarios para ejecutar las obras que se incluyen en Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

La Resolución se expide con fundamento en el artículo 365 de la Constitución Política, que establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, así como en lo dispuesto en los artículos 17 y 18 de la Ley 143 de 1994, que asignan a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la función de elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional y al Ministerio de Minas y Energía la competencia para definir los planes de expansión de la red de interconexión.

De igual forma, la Resolución se expide en ejercicio de las facultades contenidas en el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, en el cual se establece que, entre las funciones del Ministerio de Minas y Energía, se encuentra “[a]doptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución”.

De acuerdo con las disposiciones mencionadas y con las demás que se citan en el proyecto normativo y en esta memoria justificativa, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es la entidad competente para expedir la Resolución objeto de análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El artículo 365 de la Constitución Política, los artículos 17 y 18 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 5º del Decreto 381 de 2012, se encuentran vigentes en el ordenamiento jurídico.

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

Por medio del presente proyecto normativo no se deroga, subroga ni sustituye ninguna norma.

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

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ministerio</small>	GJ-F-47	
			11-08-2023	V-1

Mediante correo electrónico del 27 de enero de 2026, el Grupo de Defensa Judicial y Seguimiento a Fallos rindió el informe de decisiones judiciales en los siguientes términos:

“Una vez revisada la Base de Datos del Grupo de Defensa Judicial de la OAJ no se encuentran procesos en curso de los siguientes apartados normativos

- *Artículos 2 y 365 de la Constitución Política*
- *Artículos 17 y 18 de la Ley 143 de 1994*
- *Numeral 11 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012*
- *Numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012*
- *Resolución 18-0924 del 15 de agosto de 2003*
- *Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001, 085 de 2002, 147 de 2011, 064 de 2013 y 193 de 2020*
- *Numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011*
- *Artículos 2.2.2.30.5 y 2.2.2.30.6. del Decreto 1074 de 2015*

Quedamos atentos”

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 señalado en las Resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el presente proyecto se publicó para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía desde el ##### hasta el ##### de 2026.

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica que pueda ser relevante en la expedición de la Resolución.

4. IMPACTO ECONÓMICO

La presente Resolución, no tiene un impacto económico en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía ni en el de otra entidad. Y tampoco representa un impacto económico para la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en la presente Resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

6. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

1. Actas del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT):

- Acta No. 212 del 26 de agosto de 2025.
- Acta No. 213 del 22 de octubre de 2025
- Acta No. 214 del 21 de noviembre de 2025

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ministerio</small>	GJ-F-47
			11-08-2023

<ul style="list-style-type: none"> Acta No. 215 del 19 de diciembre de 2025 	
2. Documento “Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039”.	
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
Cuestionario de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
<ul style="list-style-type: none"> Oficio con radicado MME No 1-2026-002303 (UPME No. 20261520006151) del 21 de enero de 2026, por medio del cual la UPME somete a consideración del Ministerio de Minas y Energía el “Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039”. Oficio con radicado MME No 3-2026-011608, a través del cual la Dirección de Energía Eléctrica emitió concepto técnico dirigido a la oficina Asesora Jurídica. 	X
Actas del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT): <ul style="list-style-type: none"> Acta No. 212 del 26 de agosto de 2025. Acta No. 213 del 22 de octubre de 2025 Acta No. 214 del 21 de noviembre de 2025 Acta No. 215 del 19 de diciembre de 2025 	X
Matriz de respuesta a comentarios de la ciudadanía.	X
Documento “Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039”	X

Aprobó:

**DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIH
SÁNCHEZ**
 Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

DIEGO FERNANDO ROMAN DUEÑAS
 Director de Energía Eléctrica

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente</small>	
		GJ-F-47	
		11-08-2023	V-1

Elaboró: Cristian Bejarano / Farid Tovar
 Revisó: Julio Bernal / Martha Barreto / Héctor Arturo Barrera
 Ángela Pabón