



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Bogotá, 5 de junio de 2026

Mediante oficios con radicados MME No. 1-2026-002303 (UPME No. 20261520006151) del 21 de enero de 2026 y MME No. 1-2026-018769 (UPME No. 202601520085041) del 23 de abril de 2026, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) envió el "Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039", para la revisión, aprobación y adopción por parte del Ministerio de Minas y Energía. Estos documentos contienen obras propuestas por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME y aprobadas por el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT).

1. Problemática y objetivo de la norma

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), de acuerdo con las competencias otorgadas por el artículo 17 de la Ley 143 de 1994, se encarga de formular planes y programas para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país, es por ello por lo que, al identificar las necesidades futuras se formulan planes (obras de expansión) para garantizar que se satisfagan de manera adecuada y conforme a la normatividad. Así, en 2025, la UPME elaboró el "*Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039*".

El sistema eléctrico colombiano actual se caracteriza por su robustez y capacidad de soportar la demanda existente, gracias a una infraestructura desarrollada y consolidada a lo largo de los años. No obstante, la dinámica del sector energético es altamente susceptible a cambios, los cuales está experimentando, impulsado por el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica y la transición energética enfocada en la necesidad de diversificar la matriz de generación, donde las Fuentes Renovables no Convencionales juegan un papel muy importante. Este escenario plantea la imperiosa

Página 1 de 17

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





necesidad de un proceso de planeación del sistema de transmisión que sea constante, oportuno y eficiente.

En este contexto, se han identificado necesidades en algunas áreas y subáreas operativas como Caribe (subáreas Córdoba-Sucre, Atlántico, Bolívar, GCM), Antioquia-Chocó (subáreas Chocó, Antioquia), Oriental (subáreas Meta, Sabana Occidente) y Suroccidental (subáreas Cauca-Nariño, CQR y Valle) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que a la fecha requieren obras y acciones operativas para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del sistema.

Para el área eléctrica Caribe, se resalta la necesidad de nuevos proyectos que permitan mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico ante el creciente aumento de la demanda en esta zona, la baja inercia del sistema y la progresiva integración de generación FNCER basada en inversores, además de sus consecuentes reacciones en el sistema, como lo son las altas cargabilidades en algunos transformadores 500/110 kV de 150 MVA de la subestación Chinú y el cumplimiento de la operación dentro de los límites de regulación de los elementos del sistema.

Para la subárea eléctrica Área Antioquia, se han presentado problemas de altas cargabilidades debido a un alto crecimiento de la demanda energética en la zona oriente del departamento de Antioquia, esto como consecuencia del elevado número de solicitudes de conexión registradas en el Sistema de Distribución Local (SDL). Además, desde 2024, XM, en su calidad de operador del Sistema Interconectado Nacional y administrador del Mercado de Energía Mayorista, ha identificado la presencia de limitaciones operativas en los transformadores de la subestación Heliconia 500/230 kV.

Por otra parte, el área Antioquia-Chocó es considerada como uno de las principales regiones en cuanto a generación se refiere, lo que refleja un potencial de exportación hacia otras zonas del país, en particular hacia el área Oriental, principal centro de consumo nacional, sin embargo, la infraestructura de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)



en el área Antioquia-Chocó opera cercana a sus límites técnicos, lo que ha derivado en sobrecargas en equipos de transformación y en determinados circuitos de transmisión.

En el área Oriental, una de las principales problemáticas identificadas es la insuficiencia de infraestructura de transmisión, tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como del Sistema de Transmisión Regional (STR), para garantizar el cumplimiento de los criterios de tensión en la subárea eléctrica del Meta, situación que se ha visto agravada por el crecimiento natural de la demanda.

Adicionalmente, de acuerdo con la información suministrada por ENEL Colombia S.A. E.S.P., la subregión de Sabana Occidente registra un número significativo de solicitudes de conexión de nuevas demandas, muchas de las cuales han sido condicionadas a la ejecución de proyectos de expansión, debido a la limitada capacidad disponible en las subestaciones existentes.

En el área Suroccidental, la limitada capacidad de importación de energía desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) constituye una de las principales causas de la alta dependencia de la generación local y de la necesidad de aplicar medidas operativas restrictivas para el control de sobrecargas y niveles de tensión. Estas restricciones se materializan especialmente en escenarios de alta demanda y ante contingencias simples, como consecuencia de la capacidad limitada de los transformadores 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, lo cual afecta la robustez del sistema, reduce la eficiencia del despacho y dificulta la adecuada programación de los mantenimientos obligatorios, incrementando los riesgos operativos en la región.

Finalmente, para la subárea Cauca-Nariño, perteneciente al área Suroccidental, el operador de red Compañía Energética de Occidente – CEO ha manifestado un inminente crecimiento de la demanda en la zona suroccidental, además de restricciones de transporte de la infraestructura



del STN y STR, lo que podría ocasionar posibles interrupciones en la prestación del servicio.

Como parte del ejercicio continuo de análisis prospectivo de la demanda energética que realiza la UPME, encargada de la planeación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país, a través del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039 se propuso el desarrollo de diez (10) obras que procuran atender necesidades en algunas áreas operativas que afectan directamente en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía de dichas regiones.

Así las cosas, el objetivo del presente concepto busca justificar la adopción del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, que comprende obras de expansión, en las áreas Caribe, Antioquia-Chocó, Oriental y Suroccidental orientadas a atender el crecimiento de la demanda.

2. Propósito que se requiere materializar en la norma

Teniendo en cuenta la necesidad de desarrollar las obras para atender necesidades en algunas áreas operativas (Caribe, Antioquia-Chocó, Oriental y Suroccidental) que afectan directamente en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía de dichas regiones, acogiendo las recomendaciones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT – Actas 212, 213, 214 y 215) y, atendiendo la solicitud y recomendaciones técnicas de la UPME, a través del presente concepto se busca la justificación para la adopción del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, dando cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8° del artículo 5° del Decreto 381 de 2012, el cual indica que corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía *“Adoptar los planes de generación de expansión de generación y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución”*.

Ahora bien, teniendo en cuenta que 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 MVAR en Cuestecitas 500 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Nueva Barranquilla 220 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVAR en Colectora 500 kV	GCM	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Sabanalarga 500 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 300 MVAR en Carreto 500 kV	Bolívar	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Chinú 500 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR en Toluviejo 220 kV	Córdoba-Sucre	Dic 2029
compensador síncrono de 50 MVAR en Caracolí 110 kV	Atlántico	Dic 2029
Compensador síncrono de 150 MVAR 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

Página 5 de 17

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



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

Y considerando que las obras declaradas como Proyectos Urgentes 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 de 2014, o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, la Fecha de Puesta en Operación (FPO) aplicable para dichas obras será la establecida en la Resolución 40004 de 2026 y continuarán sujetas para efectos de su adjudicación y ejecución, al procedimiento especial de convocatoria aplicable a este tipo de proyectos.

3. Análisis y viabilidad técnica del proyecto

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 banco de autotransformadores en la subestación Chinú 500/110 kV
(Obra declarada como Proyectos Urgentes mediante la Resolución MME
40004 de 2026)**

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- La entrada en operación de un cuarto banco de autotransformadores monofasicos de 150 MVA en la subestación 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 Loricá 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 (Obra declarada como Proyectos Urgentes mediante la
Resolución MME 40004 de 2026)**

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 (Obra declarada como Proyectos Urgentes mediante la Resolución MME 40004 de 2026)

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- 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 Toluviejo 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 de 120 MVar cada uno en las subestaciones Colectora 500 kV 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 una 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) – Subestación Guarne 230/110 kV

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

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

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.

Refuerzo subestación Heliconia 500/230 kV

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Instalación de un tercer banco de autotransformadores monofasicos 500/230 kV de 450 MVA cada uno en la Subestación Heliconia 500/230 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.
- Segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV
- Construcción de una (1) bahía de línea en la subestación Heliconia 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 230 kV.
- Construcción de una (1) bahía de línea en la subestación Occidente 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 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.

Interconexión Antioquia - Oriental - Nueva subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- 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.
- 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 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 2 230 kV, La Montera - El Salto 230 kV, La Montera - Barbosa 1 230 kV, La Montera - Barbosa 2 230 kV, La Montera - Bello 230 kV y La Montera - Occidente 230 kV.
- Nuevo doble circuito Corzo - La Montera 500 kV, conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios.
- 3 bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 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.

Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras 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 bancos de autotransformadores monofásicos 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 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 230 kV y líneas asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV con tecnología tipo GIS, 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.
- Instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno.

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.

Subestación Zaque 230/115 kV y obras asociadas

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Construcción de la subestación El Zaque 230 kV, con dos transformadores trifásicos 30/115 kV, de 90 MVA cada uno.
- Reconfiguración de los circuitos San Bernardino - Jamondino 1 y 2 230 kV en El Zaque – San Bernardino 1 y 2 230 kV y El Zaque – Jamondino 1 y 2 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 800 A por circuito.
- Segundo transformador trifásico de 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV
- Construcción de la tercera línea de transmisión Popayán – San Bernardino 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 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 bancos de autotransformadores monofásicos 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

Alcance: La obra comprende las intervenciones descritas a continuación:

- Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación La Virginia 500/230 kV.
- Construcción de una (1) bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación La Virginia 500/230 kV.
- Construcción de una (1) bahía de transformación a nivel de 230 kV en la subestación La Virginia 500/230 kV.
- Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos 500/230 kV.
- Construcción de una (1) bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación San Marcos 500/230 kV.
- Construcción de una (1) bahía de transformación a nivel de 230 kV en la subestación San Marcos 500/230 kV.

Impacto de la obra: La incorporación de los segundos autotransformadores 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.

4. Recomendación

Teniendo en cuenta la importancia de estas obras en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), acogiendo las recomendaciones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT – Actas 212, 213, 214 y 215), atendiendo la solicitud y recomendaciones técnicas de la UPME, y después de hacer revisión de los estudios allegados al Ministerio, la Dirección de Energía Eléctrica, encuentra pertinente adoptar el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039 mediante la expedición de la Resolución *“Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025 - 2039”*.

Cordialmente,

VÍCTOR JOSÉ PATERNINA NOVOA
VICEMINISTRO DE ENERGÍA

Elaboró: Farid Tovar-Profesional Dirección de Energía Eléctrica. *Farid Tovar A.*
Camilo Alberto Castro Giraldo-Profesional Dirección de Energía Eléctrica. *Camilo Castro*

Revisó: Martha Barreto - Coordinadora Grupo de Fondos y Gestión del Sector. *Martha Barreto*
Juan Camilo Sánchez - Profesional Dirección de Energía Eléctrica. *Juan Camilo Sánchez*
Héctor Arturo Barrera Castellanos - Profesional Dirección de Energía Eléctrica. *Héctor Barrera*

Página 17 de 17

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co

