

CAPT No. 215

FECHA: 19 de diciembre de 2025
MODALIDAD: Virtual
HORA: 8:00 AM

Tabla 1. Miembros del CAPT vigencia 2025 - 2026

Agente	Empresa	Asistencia
Transmisor	INTERCOLOMBIA	X
	EPM	X
	GEB	X
Gran Consumidor	DIACO	X
	SIERRACOL	X
	CERRO MATOSO	X
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X
	CELSIA	X
	AIR-E	X
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X
Distribuidor	EBSA	X
CND (Invitado)	XM	X
UPME (Secretarios)	UPME	X

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Realizar el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No 215 vigencia año 2025, el cual tiene como objetivo presentar y votar las obras del Plan de Expansión propuestas para el presente año.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
1. Verificación del quórum	UPME	8:00 - 8:15
2. Informe de Convocatorias	UPME	8:15 - 8:40
3. Listado de obras aprobadas para el Plan de Expansión	UPME	8:40 - 8:50
4. Presentación obras de expansión: 4.1. Proyecto "Interconexión Antioquia - Oriental" Etapa 3. 4.2. Segundos Transformadores Virginia y San Marcos 500/230 kV. 4.3. Reconfiguración La Paz 230 kV.	UPME	8:50 - 10:30
5. Votación de las obras propuestas (20 min): Se realiza votación en bloque por las obras.	TODOS	10:30 - 11:00
6. Varios	TODOS	11:00 - 11:15

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:05 AM: se da inicio al CAPT 215 Virtual

Se procede con la verificación de los miembros del CAPT de acuerdo con la tabla presentada al comienzo de este documento. Una vez confirmada la asistencia se constató el quórum reglamentario necesario para dar apertura a la reunión.

2. Informe de convocatorias

Se presentó el informe de convocatorias para el último CAPT 215 del año 2025, destacando que se cerró el año con 13 convocatorias publicadas, 10 de las cuales aún están por adjudicar. Las convocatorias se concentraron principalmente en el Caribe colombiano, además de proyectos en Antioquia-Chocó, Nariño y los

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

Santanderes. Se adjudicaron tres convocatorias, la 09-2021 (Subestación Trinitaria y líneas de transmisión asociadas) a Petroeléctrica de los Llanos (PEL), la 06-2024 (Subestación Tonchalá 230 kV y líneas de transmisión asociadas) a Centrales Eléctricas de Norte Santander (CENS), y la 01-2024 (Subestación Sopó 230 kV y líneas de transmisión asociadas) a Grupo Energía de Bogotá.

Con respecto a las próximas adjudicaciones, se espera recibir los sobres 1 y 2 para las 10 convocatorias restantes a partir de finales de enero de 2026. También la Unidad menciona que se espera la resolución del Ministerio de Minas y Energía (MME), que daría alcance a las convocatorias de compensadores síncronos STR y a los cambios de FPO para el segundo circuito Montería-Urabá-Urra 220 kV, siendo la resolución de gran importancia para la fecha definitiva de entrega de sobres para los compensadores síncronos, cuya nueva fecha de entrega es en marzo del 2026.

Adicionalmente, con respecto a la solicitud de cambio de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los Compensadores Síncronos, inicialmente programados para diciembre de 2028, basándose en temas de fabricación y licenciamiento ambiental, la Unidad informa que está analizando la solicitud con diferentes actores, incluyendo al equipo ambiental y con XM, dada la naturaleza de carácter urgente con la que nacieron estas obras.

Por parte de Intercolombia se solicitó el apoyo de la Unidad ante la CREG para emitir el esquema de calidad para los compensadores síncronos con urgencia, ya que su ausencia podría impactar la solución propuesta y los costos. La Unidad confirmó que ya se ha comunicado con la CREG sobre la necesidad de pronunciarse regulatoria y oportunamente, y que se les dará traslado oficial de las observaciones de los interesados.

Con respecto a los proyectos de Convocatoria estimados para 2026, se compartió una lista preliminar de convocatorias estimadas, destacando que ya están estructurados los DSI para la convocatoria de Nueva Lorica (STR) proyecto importante para la región de Córdoba-Sucre. También se mencionó la estructuración avanzada de la convocatoria para la subestación Nueva Bosconia (STR) en el departamento del César. Se espera emitir las solicitudes de

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

manifestación de interés para la ejecución mediante el mecanismo de ampliación, de las bahías a 220 kV de los transformadores de 220/110 kV en las subestaciones Nueva Montería y Urrá, una vez que el MME dé alcance a la resolución sobre estas.

Por parte de XM, se solicitó una nueva revisión sobre la publicación del SVC de Certegui, cuya convocatoria fue declarada desierta, y preguntó sobre el estado de Alcaraván y el seccionamiento de la subestación Sabanalarga 220 kV. La Unidad explicó que no fue posible unir la convocatoria del SVC en la subestación Cértegui 115 kV con la de la subestación Nueva Quibdó 115 kV debido a que tienen FPO diferentes, lo cual contraviene lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001.

En cuanto a la subestación Alcaraván se explicó que, la convocatoria del STN ya se encuentra en ejecución y la del STR debido a la manifestación de interés extemporánea del OR de la zona, se abrirá oficialmente para convocatoria. El seccionamiento o reconfiguración en la Subestación Sabanalarga 220 kV, se informó que se encuentra en ejecución mediante el mecanismo de ampliación por parte de ISA - Transelca.

3. Listado de obras aprobadas para el Plan de Expansión.

Se presentó un resumen de las obras de expansión aprobadas a la fecha para el Plan de expansión en 2025 como se muestra a continuación.

Tabla 3. Listado de obras aprobadas a la fecha en los CAPT realizados del 2025.

	Proyectos	Área	Estado
1	Obra Nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV y líneas asociadas.	Oriental	Aprobada CAPT 212
2	Cuarto transformador Chinú 500/110 kV y sus bahías de conexión 110 kV y 500 kV	Caribe	Aprobada CAPT 213

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

Proyectos		Área	Estado
3	Proyecto Cauca-Nariño: Alternativa 1 + Alternativa 4: Nueva Subestación Zaque 230 kV y obras asociadas + Banco de transformación de 180 MVA y Nuevo Transformador 230/115 kV de 90 MVA en la Subestación Páez + Línea Popayán - San Bernardino 3 115 kV.	Suroccidental	Aprobada CAPT 214
4	Proyecto subestación Sabana Occidente 230/34,5 y líneas asociadas	Oriental	Aprobado CAPT 214
5	Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental Etapa 1: Tercer Transformador en la subestación Heliconia y segundo circuito Heliconia - Occidente 220 kV.	Antioquia - Oriental	Aprobada CAPT 214
6	Proyecto Nueva Subestación Guarne 230/110 kV	Antioquia	Aprobada CAPT 214
7	Proyecto Compensadores Síncronos Fase A y Fase B y Proyecto Reactor de barras en Colectora 500 kV y reactor de barras en Cuestecitas 500 kV	Caribe	Aprobada CAPT 214
8	Reactores de línea del proyecto Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV. Reactores en Magangué	Caribe	Aprobada CAPT 214
9	Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental Etapa 3: Nueva subestación La Montera 500/230 kV mediante la apertura de las líneas Antioquia - Porce III 500 kV, Porce - Barbosa 230 kV, Bello - El Salto 230 kV, Guadalupe - Barbosa 230 kV y Guadalupe - Occidente 230 kV. Nuevo doble circuito La Montera Corzo 500 kV y 3 transformadores 500/230/34.5 kV de 450 MVA	Antioquia - Oriental	Aprobada CAPT 215
10	Segundos Transformadores La Virginia y San Marcos 500/230 kV	Suroccidental	Aprobada CAPT 215

4. Presentación de obras de expansión:

4.1. Proyecto "Interconexión Antioquia - Oriental" Etapa 3.

La Interconexión Antioquia - Oriental surge de la necesidad de aliviar el cuello de botella identificado en las subestaciones Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV debido a la alta generación tanto a nivel de 500 kV como a nivel de

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

230 kV en el área Antioquia - Chocó. El proyecto tiene como objetivo fundamental aumentar la flexibilidad, mejorar los perfiles de tensión, reducir las cargabilidades en los transformadores 500/230 kV y mitigar las restricciones operativas en las áreas de Antioquia y Oriental del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El equipo interconexión Antioquia - Oriental tras varias iteraciones y análisis de flujo de carga, presenta las tres mejores alternativas para la nueva subestación La Montera 500/230 kV:

Tabla 4. Alternativas Interconexión Antioquia - Oriental

Alternativa	Seccionamiento en 500 kV	Seccionamiento en 230 kV	Nuevos Circuitos 500 kV
Alternativa 1	San Carlos - Porce III	Guadalupe - Occidente Barbosa - Guadalupe Bello - El Salto Barbosa - Porce II	Antioquia - La Montera Corzo - La Montera
Alternativa 2	Antioquia - Porce III	Guadalupe - Occidente Barbosa - Guadalupe Bello - El Salto Barbosa - Porce II	Corzo - La Montera
Alternativa 3	Antioquia - Porce III	Guadalupe - Occidente Barbosa - Guadalupe Bello - El Salto Barbosa - Porce II	Corzo - La Montera 1 Corzo - La Montera 2

***Nota:** Todas las alternativas contemplan 3 transformadores en La Montera 500/230 kV de 450 MVA

El análisis técnico de la interconexión se llevó a cabo de manera individual para cada área operativa, evaluando los escenarios de generación más críticos con el fin de determinar el impacto en la operación del sistema.

1. Análisis técnicos área Antioquia

En lo que respecta al área Antioquia bajo la configuración de red completa, se determinó que el proyecto mejora los perfiles de tensión en niveles del 500 kV y 230 kV, lo cual genera un impacto positivo directo sobre la red de 110 kV; no

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

obstante, se identificaron restricciones operativas por sobretensión en diversos nodos de 230 kV, específicamente en las subestaciones Envigado, Malena, Guatapé, Oriente, Primavera, San Carlos, Jaguas, La Sierra y Playas, fenómeno que se mitiga implementando acciones operativas de control de reactivos para garantizar la seguridad del área.

En cuanto al análisis de contingencia sencilla N-1, se determinó que el caso base presenta diversas subtensiones en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) que degradan los niveles de tensión en el Sistema de Transmisión Regional (STR); no obstante, la implementación de las alternativas mitiga estas condiciones críticas en el STN e impacta positivamente la regulación de tensión en todos los nodos del STR. Pese a este beneficio en la gestión de bajas tensiones, el análisis revela que bajo estas contingencias persisten las mismas restricciones por sobretensión identificadas en el escenario de red completa mitigadas con acciones operativas de control de reactivos.

Respecto al análisis de cargabilidades en configuración de red completa, se evidenció que con la entrada de las alternativas se mitiga en su totalidad la restricción de los transformadores San Carlos 500/230 kV, además presentan un impacto marginal sobre las restricciones de la subestación La Sierra 230/110 kV y el corredor La Sierra - San Carlos 230 kV. Simultáneamente, el proyecto propicia una disminución significativa en la cargabilidad del circuito Tasajera - Occidente 230 kV, así como en los circuitos dobles Heliconia - Occidente 230 kV y Ancón Sur - Heliconia 230 kV.

Bajo condiciones de contingencia sencilla N-1, los resultados técnicos demuestran que la entrada de las alternativas permite mitigar las restricciones de cargabilidad que superan la capacidad de emergencia en elementos críticos, tales como los transformadores de San Carlos 500/230 kV, el enlace Porce III - San Carlos 500 kV, y el circuito Ancón Sur - Heliconia 1 230 kV. Asimismo, se observa una reducción significativa en los niveles de cargabilidad en los transformadores de Primavera 500/230 kV y Heliconia 500/230 kV, así como en los enlaces Tasajera - Occidente 230 kV, el doble circuito Heliconia - Occidente 230 kV y el enlace Ancón Sur - Heliconia 2 230 kV, lo que incrementa el margen

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "**Copia No Controlada**". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

de seguridad operativa del área ante contingencias sencillas. Hay que resaltar que los nuevos elementos de la Subestación La Montera no están sobrecargados ante condiciones de contingencia sencilla.

En lo referente al análisis de cortocircuito, se identificó un impacto técnico crítico en la subestación Barbosa 220 kV, la cual registra un incremento de aproximadamente 10 kA en las tres alternativas; este aumento eleva el nivel de cortocircuito por encima de su capacidad de ruptura de 31.5 kA. Por otro lado, en aquellas subestaciones que ya presentaban una condición por encima de su capacidad de corto, la entrada de las alternativas genera un aporte adicional de entre 2 y 3 kA. En consecuencia, se hace necesario plantear medidas en esta zona del área, orientados a adecuar las capacidades de interrupción del sistema.

2. Análisis técnicos área Oriental

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el área Oriental, se observa que en condiciones de red completa no se presentan incumplimientos por cargabilidad. No obstante, ante contingencias sencillas (N-1) se evidencia un incremento en la cargabilidad del tercer transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV y del transformador de Bacatá 500/115 kV con la entrada en operación de cualquiera de las alternativas analizadas; sin embargo, dichos incrementos no superan sus capacidades de emergencia.

Sin perjuicio de lo anterior, es de precisar que las alternativas evaluadas permiten reducir la cargabilidad de otros elementos del sistema, destacándose el doble circuito Noroeste – Purnio 230 kV, cuyas cargabilidades disminuyen hasta valores inferiores al 90 %. En consecuencia, la entrada en operación de cualquiera de las alternativas contribuye a reducir el número de restricciones bajo condiciones de contingencia en el área Oriental.

Por otra parte, en lo referente a los perfiles de tensión en condición de red completa, no se evidencian incumplimientos para la mayoría de las subestaciones del área Oriental. No obstante, algunas subestaciones, como San José del Guaviare 115 kV, presentan niveles de tensión por debajo del límite inferior establecido por la regulación, situación que se explica principalmente por

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

su condición radial, dado que se encuentra conectada desde la subestación Granada 115 kV a través de un circuito de aproximadamente 187 km. Frente a esta situación, la UPME aclara que se encuentra evaluando diferentes alternativas de expansión orientadas a mitigar y solucionar estructuralmente esta problemática.

Ahora bien, en condición de contingencia sencilla (N-1), específicamente ante la salida de operación del circuito Bacatá – Primavera 500 kV, y bajo escenarios de baja generación en el área Oriental, se presentan subtensiones en la mayoría de las subestaciones de esta zona, alcanzando valores incluso inferiores a 0,8 p.u.

En este contexto, la Alternativa 3 presenta el mejor desempeño para la mitigación de estas problemáticas, al reducir el número de unidades equivalentes requeridas para el soporte de tensión a menos de 3, lo que representa una disminución de aproximadamente 13 unidades frente al escenario sin proyecto. Por su parte, las Alternativas 1 y 2 reducen dicha necesidad a menos de 9 unidades equivalentes.

Con respecto al análisis de los niveles de cortocircuito en las distintas subestaciones del área Oriental, se observa que la inclusión de cualquiera de las tres alternativas evaluadas tiene, en general, un impacto marginal. No obstante, en la subestación Nueva Esperanza 115 kV se evidencia un incremento significativo de los niveles de cortocircuito, particularmente con la Alternativa 3, en la cual estos valores se aproximan e incluso podrían superar la capacidad de interrupción. En consecuencia, se hace necesario plantear medidas en esta zona del área Oriental, orientados a adecuar las capacidades de interrupción del sistema.

Para el análisis económico de la obra, se contempló el beneficio por la reducción de la demanda no atendida (DNA), que se calcula multiplicando la diferencia entre la demanda no atendida con y sin proyecto, por el escalón correspondiente del costo de racionamiento operativo publicado por la UPME, en un horizonte de 25 años.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

Por su parte, los costos de las alternativas propuestas se asocian con las unidades constructivas relacionadas con las resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 015 de 2018.

En este sentido, para la evaluación de la relación Beneficio/Costo (B/C) se realizó una normalización en donde se divide la relación B/C de cada una de las alternativas sobre la alternativa con la relación B/C menor, siempre y cuando esta sea superior a uno.

Teniendo en cuenta lo anterior, la alternativa 1 presenta el valor de la relación B/C normalizada igual a uno (la menor relación beneficio/costo), mientras que las alternativas 2 y 3 tienen una relación normalizada de 1,28, lo que significa un incremento del 28% respecto a la alternativa uno.

En relación con los análisis socioambientales preliminares realizados por la UPME para el proyecto de Interconexión Antioquia – Oriental, se informa que este se superpone con seis departamentos: Antioquia, Bolívar, Caldas, Cundinamarca, Santander y Tolima. El estudio identificó la presencia de 29 Distritos Regionales de Manejo Integrado, así como otras áreas pertenecientes al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP), y evidenció una superposición del 53,2 % con humedales.

En el componente socioeconómico, se identificaron dos resguardos indígenas legalizados, cuatro solicitudes de resguardos indígenas, una comunidad afrocolombiana, una parcialidad indígena y una reserva campesina dentro del área de influencia del proyecto.

Por otro lado, a continuación se presentan las conclusiones contempladas para el proyecto Interconexión Antioquia - Oriental:

- Las alternativas mostradas solucionan de fondo las restricciones presentadas en la Etapa 1 con respecto al doble circuito Heliconia - Occidente 220 kV, el doble circuito Ancón ISA - Heliconia 220 kV y las altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/220 kV.
- Se evidencia que las tres alternativas incrementan considerablemente los niveles de cortocircuito en la subestación Barbosa 220 kV.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

- Para el área Oriental, las tres alternativas presentadas permiten mejorar los perfiles de tensión de las distintas subestaciones siendo la alternativa 3 la que evidencia un mejor rendimiento. No obstante, el proyecto Norte es necesario para resolver de fondo las problemáticas del área, puesto que si no llegase a entrar en operación, ninguna de las alternativas planteadas logra llevar los niveles de tensión en algunas subestaciones por encima de 0,9 p.u.
- Con la alternativas 3, las unidades equivalentes necesarias para la generación de seguridad en el área Oriental se reducen en 13 unidades. Ahora bien, en relación con las alternativas 1 y 2, las unidades equivalentes se reducen en 7 unidades.

Finalmente y teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda la ejecución de la Etapa 3 del proyecto Interconexión Antioquia – Oriental, en su Alternativa 3, la cual contempla la construcción de la subestación La Montera 500/220 kV, mediante el seccionamiento del circuito Antioquia – Porce III 500 kV y la implementación de un doble circuito hacia la subestación Corzo 500 kV, considerando una fecha de puesta en operación para el año 2032.

Lo anterior se fundamenta en que dicha alternativa presenta impactos positivos en la reducción de unidades equivalentes en el área Oriental, así como en el mejoramiento de los perfiles de tensión y en la disminución de las cargabilidades de los elementos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en ambas áreas.

Enel Colombia recomendó que, debido a que el cortocircuito en La Montera 230 kV es de 50 kA, se debe instalar un interruptor de 63 kA para dejar un margen de seguridad ante futuras conexiones de renovables. La Unidad estuvo de acuerdo en que la subestación Montera 500 kV también debería salir a 63 kA, junto con la subestación de 230 kV buscando estandarizar el nivel de interrupción.

El CND (XM) sugirió incluir los costos de disminución de unidades y el aumento del límite de importación en el análisis de costos para cuando la obra se envíe a la comisión, ya que son beneficios cualitativos significativos que no están monetizados en la metodología actual.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

EPM manifestó preocupación por el impacto de la obra en la subestación Barbosa 230 kV, ya que incrementa el nivel de corto a casi 40 kA, lo que implicaría hacer otra subestación, y no se debe perder de vista este tipo de impactos. La Unidad reconoció que la señal de agotamiento de la capacidad de interrupción en subestaciones como Barbosa 230 kV, e indicó que la UPME busca definir un plan de modernización estructurado y articulado, esperando que los transportadores y operadores de red repliquen las necesidades de ampliación de subestaciones. El proyecto busca aumentar la flexibilidad del sistema y ataca restricciones en Antioquia y Oriental, por lo cual, se deben buscar alternativas de mitigación para el cortocircuito e implementarlas previo a la Fecha de Puesta en Operación (FPO) del proyecto.

Enel Colombia expresó confusión sobre la relación B/C de la alternativa 3, ya que esta misma permite traer 600 MW adicionales, por lo que considera que el beneficio debería ser mayor al de la alternativa 2. La UPME explicó que la ponderación del beneficio, se relaciona con el crecimiento esperado de la demanda y no con la capacidad de atender nueva demanda, con el fin de estimar el beneficio sobre valores concretos y no sobre supuestos.

Con respecto a las dudas sobre la normalización de la relación beneficio/costo la Unidad confirma que la normalización se implementó para dar herramientas para la recomendación, en lugar de presentar los valores reales, debido a una revisión con el equipo jurídico sobre la presentación directa de esa información al CAPT. Se aclaró que la relación beneficio/costo definitiva y sin normalizar se publicará en el plan de expansión del presente año.

4.2. Segundos Transformadores subestaciones Virginia y San Marcos 500/230 kV.

Se realiza la presentación de la obra de los segundos transformadores 500/230 kV en las subestaciones de La Virginia y San Marcos, en la cual se señala que de acuerdo a las restricciones operativas en el área suroccidental presentado en el informe del ITR por parte del CND (XM), en donde se señalan que las indisponibilidades por mantenimiento o eventos no previstos están

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

generando grandes restricciones operativas en el área suroccidental, lo que limita la capacidad de importación de potencia y reduce los márgenes operativos. Estos problemas han llevado a que el área opere constantemente en una red degradada. La solución propuesta son los proyectos de segundos transformadores en las subestaciones La Virginia y San Marcos (500/230 kV) para aumentar la confiabilidad y flexibilidad del sistema.

Las alternativas propuestas son:

- Alternativa 1: Segundo transformador San Marcos 500/230 kV de 450 MVA
- Alternativa 2: Segundo transformador La Virginia 500/230 kV de 450 MVA
- Alternativa 3: Segundos transformadores San Marcos y La Virginia 500/230 kV de 450 MVA c/u.

Con respecto a los análisis eléctricos se tuvo en cuenta las líneas del proyecto Refuerzo Suroccidental dado que según FPO ya habrían ingresado en operación antes de la FPO del presente proyecto. La primera sensibilidad consideró un único escenario de mínima generación, sin exportaciones ni importaciones desde Ecuador, la cargabilidad de los equipos se mantuvo dentro de los límites admisibles.

No obstante, en la segunda sensibilidad se evaluaron dos escenarios: (i) mínima generación en la región suroccidental con máxima exportación hacia Ecuador y (ii) máxima generación en la región suroccidental con máxima importación desde Ecuador. En estos escenarios se evidenciaron, altas cargabilidades, superando el 100% en los transformadores Alférez 1 y Alférez 2 en el caso base, mejorando con las alternativas propuestas, pero con una mejora más significativamente con la Alternativa 3 (ambos segundos transformadores).

Adicionalmente, se realizó una evaluación de la demanda máxima atendible bajo condiciones de red degradada, considerando cinco mantenimientos críticos en el área. Los análisis en los años 2028 y 2032 mostraron que la Alternativa 3 (ambos segundos transformadores) es la mejor opción, ofreciendo la mayor

CAPT No. 215

demanda máxima atendible en el área suroccidental, superando a las alternativas individuales de San Marcos o La Virginia 500/230 kV.

Con respecto al análisis de cortocircuito se indicó que con las Alternativas 2 y 3, el límite de corriente máxima de cortocircuito de 31,5 kA es excedido en La Virginia 220 kV, mientras que en San Marcos 220 kV se queda al límite con las Alternativas 1 y 3. Con base en lo anterior, la Unidad insta a los representantes de los activos a presentar medidas de mitigación y obras estructurales, de cara a garantizar la operación segura del sistema, los cuales serán analizados por la Unidad.

En cuanto a la evaluación económica, las tres alternativas presentan un beneficio superior a uno en la relación beneficio/costo normalizado, siendo la alternativa 2 la más viable económicamente, después la alternativa 3 y por último la alternativa 1.

La recomendación final corresponde a la alternativa 3 (ambos transformadores). Aunque la alternativa 2 presenta una mayor viabilidad económica, la alternativa 3 cumple de manera integral con los criterios técnicos, al evidenciar un mejor desempeño en términos de cargabilidad y atención de la demanda en escenarios de red degradada. Cabe aclarar que la evaluación beneficio/costo se realizó únicamente con base en la demanda no atendida, sin incorporar otros beneficios relevantes como la confiabilidad y la flexibilidad operativa, los cuales resultan superiores en la alternativa 3.

4.3. La Paz 230 kV.

Se presentó para discusión la obra de La Paz 230 kV, presentando las alternativas evaluadas de cara al ejercicio requerido de ponderación de los beneficios de la obra a causa de que su convocatoria fue declarada desierta. Se presentaron dos alternativas:

La Alternativa 1, que incluye obras adicionales a la obra original como un segundo transformador La Paz 230/115 kV, segunda línea La Paz – Caño Limón

CAPT No. 215

230 kV y la modernización de las subestaciones asociadas a la línea Arauca (Toledo, Samoré y Banadía) a barra principal más transferencia.

Por otro lado, la Alternativa 2, sumado a las obras adicionales consideradas en la alternativa 1, propone la construcción de una nueva subestación Banadía 2 230 kV en configuración interruptor y medio y el segundo circuito paralelo a Toledo-Samoré-Banadía.

Por un lado, la Alternativa 1 representa menor modificación a la obra actualmente aprobada, menor riesgo de retrasos por motivos socio-ambientales y posible uso de espacios existentes. Las obras de reconfiguración de las subestaciones Banadía, Samoré y Toledo se harían por ampliación a cargo del propietario, independientemente de la alternativa seleccionada. Por otro lado, la Alternativa 2 ofrece mayor confiabilidad del sistema al incluir la nueva subestación Banadía 2 230 kV con configuración interruptor y medio. La FPO actual propuesta es 2030 para ambas alternativas, y la relación beneficio-costos normalizada es similar para ambas alternativas.

Por parte de la Unidad se propone aplazar la votación para evaluar mejor las alternativas, ponderando las variables socioambientales y de confiabilidad. La propuesta incluye el desarrollo de una mesa de trabajo para definir una metodología de ponderación y realizar un CAPT extraordinario en el primer trimestre de 2026 para la votación y adopción como modificación al plan de expansión.

SierraCol enfatizó la urgencia de la obra de La Paz debido a los inconvenientes en la línea Arauca y el antecedente de una desconexión de 15 días en 2021. XM sugirió votar durante la misma sesión por la Alternativa 2, ya que mitiga las dificultades de ampliación de la subestación Banadía y la valoración costo-beneficio ya es mayor que uno. La Unidad aclaró que el análisis adicional buscaba ponderar el riesgo que representa llevar todas las subestaciones a interruptor y medio o continuar con barra principal más transferencia, considerando las limitantes socioambientales de cara a la necesidad de nuevos espacios.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

La Unidad reconoce la urgencia y las preocupaciones sobre el riesgo de la convocatoria, por eso la propuesta de la mesa de trabajo y el ejercicio se enfocaría en la sensibilidad frente a posibles retrasos y su impacto en la viabilidad económica del proyecto, considerando, especialmente, las problemáticas de naturaleza social y ambiental de la zona. El ejercicio se plantea como un análisis comparativo de las alternativas propuestas, considerando una Fecha de Puesta en Operación (FPO) inicial de 2030.

Finalmente se acordó no realizar la votación sobre la subestación La Paz y dejar constancia en el acta del desarrollo de una sesión extraordinaria a inicios del próximo año para la toma de decisión específica.

5. Votación de las obras propuestas

Se realiza la votación de las siguientes obras propuestas

Tabla 5. Propuestas a votar

ITEM	PROPUESTA	FPO
1	Proyecto "Interconexión Antioquia - Oriental" Etapa 3 - A3	2032
2	Segundos Transformadores Virginia y San Marcos 500/230 kV - A3	2028

Los resultados de la votación por parte de los miembros del CAPT son los siguientes:

Tabla 6. Tabla votación miembros del CAPT

AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	X	
	EPM	X	
	GEB	X	
Gran Consumidor	DIACO	X	
	SIERRACOL	X	
	CERRO MATOSO	X	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X	
	CELSIA	X	

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 215

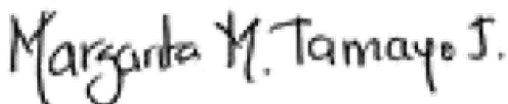
AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
	AIR-E	X	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

Con el voto favorable de los asistentes, se aprueban las obras propuestas.

6. Varios

Agradecemos de manera especial a los miembros del CAPT por el valioso apoyo, la disposición y el compromiso demostrados a lo largo de las diferentes mesas técnicas y sesiones del CAPT realizadas durante el presente año. Sus aportes técnicos han sido fundamentales para la revisión, análisis y consolidación de las obras que serán presentadas en el Plan de Expansión 2025-2039.

FIRMAS



Margarita Tamayo Jaramillo
Presidente Ad Hoc



Guillermo Holguín García
Secretario Técnico