

CAPT No. 205

FECHA: 21 de Junio de 2024

LUGAR: Virtual

HORA: 8:00 AM

Tabla 1. Miembros del CAPT.

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Cesar Cuta	Principal	x
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	x
		Laura Victoria Quintero	Suplente	x
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal	
		Gabriel Suarez	Suplente	x
	ENLAZA - GEB	Juan Jacobo Rodríguez	Principal	
		Jairo Pedraza	Suplente	
José Vicente Melo		Suplente	x	
Gran Consumidor	ECOPETROL	Oscar Iván Urrea	Principal	
		Fabian Arías Aicardo Vargas	Suplente	x
	Sierra-Col Energy	Olga Lucía Vergara	Principal	
		Oscar Ortiz	Suplente	
		Paola A. Santana Plata	Invitado	
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	
		José Ricardo Johan Urrea	Suplente Suplente	

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. 205

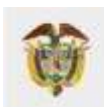
Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Juan Carlos Serrato	Principal	
		Libardo Villamizar	Suplente	
		Armando Rojas Camilo Agredo Felipe Guarnizo	Suplente	x x x
	ISAGEN	Omar Diego Madrid	Principal	x
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	
		Hernán Camilo Navarro	Suplente	
		Juan Carlos Rueda	Invitado	x
Generador	TERMOBARRAN QUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	
		Stephania Bernier	Suplente	x
Distribuidor	CELSIA COLOMBIA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	x
		César Urrego	Suplente	x
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	
		Gabriel Paez	Invitado	x
		Esteban Tobón	Invitado	
Ministerio	MME	Luis Alberto Orjuela	Invitado	x
UPME	UPME	Carlos Saldarriaga	Secretario	

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. 205

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Hector Rosero	Secretario	x
		Andrés Peñaranda	Secretario	x
		Cristhian Camilo González	Secretario	x
		Edgar Rubén Muela	Secretario	x
		Felipe Betancur	Secretario	x
		Jorge Fernando Morales	Secretario	x
		José Daniel Hurtado	Secretario	x
		Juan David García	Secretario	x
		Juan David Agudelo	Secretario	x
		Luis Fernando López	Secretario	x
		Luisa Fernanda Correa	Secretario	x
		Paula Bautista	Secretario	x
		Brajham David Chitiva	Secretario	x
		Manuel Octavio Acevedo	Secretario	x
		Brandon Stid Huaca Cuellar	Secretario	x
		Sergio Cubillos	Secretario	x
		Sonia Echeverría	Secretario	x
		William Fernando Villamil	Secretario	x
		Felipe Rodriguez Tuta	Secretario	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. 205

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Andres Felipe Zapata	Secretario	x
		Fredy Augusto Gomez	Secretario	x
		Luz Adriana Duque	Secretario	x
		Oscar Iván Parra	Secretario	
		Karol Cifuentes	Secretario	x
		Diana Serrano	Secretario	x
		Sandra Alzate	Secretario	x
		Alejandra Gonzalez	Secretario	x

Nota: Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para mayor información podrá consultar nuestra política en la página web: https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Reactivación de Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 205 Año 2024

ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día.

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
Verificación del quórum	UPME	8:00 - 8:10
Informe Mesa Ambiental:	UPME	8:10 – 8:30
Informe convocatorias:	UPME	8:30 – 9:10

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. 205

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
<ul style="list-style-type: none"> Informe General. Cambios de FPO en posibles proyectos por ampliación: <ul style="list-style-type: none"> Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV. Ampliación en la subestación San Marcos 500 kV. 		
Informe Operativo XM: <ul style="list-style-type: none"> Retos y requerimientos en las protecciones eléctricas de la red de Colombia para administrar el riesgo de inestabilidad de tensión.” (45 min) Informe técnico de restricciones 1 de 2024”. (45 min) 	XM	9:10 – 10:40
Descanso	TODOS	10:40 -10:50
Presentación obras de expansión: <ul style="list-style-type: none"> Introducción de obras urgentes. Compensadores síncronos. S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui. S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas. 	UPME	10:50-13:00
Descanso (Almuerzo)		13:00-14:00
Presentación obras de expansión: <ul style="list-style-type: none"> S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV. S/E Amanecer. 	UPME	14:00-14:40
Varios	TODOS	14:40 - 15:10

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. 205

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:15 am: se da inicio al CAPT 205

Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al comienzo de este documento y se inicia la reunión a pesar de que el Quórum no está completo, faltando TEBSA, ya que los demás asistentes aprobaron la continuación del mismo. Minutos después de la verificación del Quórum se conectó TEBSA, por lo cual ya está completo el quórum siendo las 8:20 am.

2. Informe Mesa Ambiental

- No se va a dar continuidad a la herramienta de consolidación de bases de datos con las métricas de los proyectos ya que no se cumplió con el cronograma que se pactó inicialmente, por lo que se está reevaluando la metodología de las mesas de trabajo del grupo ambiental del CAPT.
- Se elaboró una propuesta de cronograma de trabajo para el próximo semestre, la cual está pendiente de aprobación. Se tiene contemplada la presentación de los polígonos propuestos por la UPME para las subestaciones Cabrera 230 kV y Sopó 230 kV para el posterior análisis de las variables socioambientales
- Se solicitó al grupo ambiental asesoramiento frente a los impactos ambientales y sociales que se puedan generar en la instalación de los compensadores síncronos
- Se retroalimenta al grupo ambiental sobre las conclusiones de los espacios atendidos con ANLA y Ministerio de Minas y Energía (MME), referente a la necesidad de diagnóstico ambiental de alternativas para subestaciones y pasivos ambientales, respectivamente.

3. Informe convocatorias:

3.1. Informe General

3.2. Cambios de FPO en proyectos de ampliación.

Obras: Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV y Ampliación de la subestación San Marcos 500 kV: sobre el tema, el equipo de convocatorias de la UPME aclara que la presentación será informativa

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. 205

y que las respectivas decisiones que se deban tomar se someterán a votación en sesiones subsiguientes cuando se encuentre conformado el CAPT para la nueva vigencia.

Ambas obras hacen parte del Plan de Expansión Generación y Transmisión 2022 - 2036, donde se consideró su ejecución por el mecanismo de ampliación. Al respecto, ISA ha manifestado su intención de ejecutar los proyectos, por lo que no saldrían a convocatoria. Sin embargo, se hace necesario realizar ajustes a las FPO de las obras, que de acuerdo al Plan de Expansión se habían estipulado así:

- Corte central diámetro uno (1) SE Chinú 220 kV: noviembre de 2024
- Ampliación de la SE San Marcos 500 kV: diciembre de 2024

A lo que ISA propone para la ejecución de las mismas tengan los siguientes plazos:

- Corte central diámetro uno (1) SE Chinú 220 kV: 17 meses de tiempo mínimo para el desarrollo de la obra una vez se confirme la ejecución por parte de la UPME.
- Ampliación de la SE San Marcos 500 kV: 26 meses después que la UPME confirme el ajuste de la FPO.

CELSIA indica a los presentes que, aunque la propuesta de ISA sobre el plazo para la realización de la ampliación de la subestación San Marcos 500 kV parece lejana, es mucho mejor que llevar a cabo una convocatoria y que si por el momento no hay quórum para llevar a cabo una votación, propone llevarla a cabo posteriormente por medio de correo electrónico con el fin de hacer un buen uso del tiempo.

A pesar de la falta de poder de decisión temporalmente en el CAP, el equipo de convocatorias de la UPME comenta que esta información sirve de alerta para los cambios de FPO que se deberán tramitar tan pronto se tengan completos los integrantes del mismo.

ISA Intercolombia menciona la proximidad de la audiencia de recepción de ofertas de la convocatoria 05 - 2021 Pasacaballos 220 kV y resalta la necesidad de que su FPO también debe ser ajustada.

Por su parte, ENLAZA menciona que teniendo en cuenta que el ajuste de la FPO de la convocatoria 05 - 2021 Pasacaballos 220 kV requiere de un proceso largo donde se emite una recomendación del CAPT al Ministerio de Minas y Energía - MME para que éste posteriormente acepte el cambio de la FPO. Plantea el interrogante 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. 205

¿cuándo se va a iniciar el proceso mencionado, dada la cercanía de la audiencia de recepción de ofertas para la convocatoria de Pasacaballos 220 kV?

El grupo de convocatorias de la UPME informa que la situación expuesta se está analizando por parte de la Unidad, ya que el ajuste de la FPO de Pasacaballos ya no se realizaría por medio de la recomendación del CAPT sino por el procedimiento de cambio de FPO de proyectos en ejecución y el adjudicatario de la obra sería la persona llamada a presentar los argumentos que sustenten el cambio de FPO con base en la Resolución CREG 022 de 2001. Finalmente, menciona que este sería el camino más expedito para realizar el cambio de FPO una vez se realice la adjudicación de la convocatoria.

ENLAZA indica que con esa propuesta se está transmitiendo el riesgo al adjudicatario de la obra, puesto que con base en los argumentos de la CREG tendría que alegar una situación de fuerza mayor para solicitar la prórroga del tiempo de ejecución y no se muestra muy seguro de que el ente encargado otorgue dicha prórroga, ya que hay un riesgo considerable de que no se apruebe. Adicionalmente, informa que según recomendación del MME los inversionistas sólo pueden solicitar un cambio de FPO dos meses antes de que se cumpla la misma, entonces se tendría una incertidumbre durante la ejecución del proyecto de que no se dé más plazo para llevarlo a buen término.

El grupo de convocatorias de la UPME manifiesta que es totalmente válida la observación de ENLAZA y que la transmitirá al subdirector de Energía de la Unidad y a su grupo jurídico. Una vez se haya tomado una decisión al respecto se le comunicará la misma al CAPT.

EPM complementa las observaciones realizadas por ENLAZA agregando que el no ajustar la FPO de la convocatoria antes de la adjudicación de la misma, aumenta el riesgo de los inversionistas debido a que la audiencia de recepción de ofertas se encuentra muy próxima, y es posible que no se puedan incorporar las modificaciones en las propuestas de los oferentes asociadas al riesgo de ajuste de FPO.

Finalmente, ENLAZA manifiesta que no es conveniente comprometer una convocatoria en la cual se recibirán ofertas en menos de una semana, ya que los proponentes las han determinado con base en la FPO actual del proyecto Pasacaballos 220 kV. Si se entra en la tarea de recomendar el cambio de FPO por parte del CAPT se debe surtir un trámite extenso y dados los tiempos en los que el

CAPT No. 205

MME emite sus respuestas podría perjudicar el tiempo disponible para la ejecución del proyecto. Agrega que lo más apropiado en este caso es que se permita a la convocatoria seguir con su flujo normal de adjudicación teniendo presente que el CAPT debe realizar una tarea de revisión de las FPO de todas las convocatorias que están pendientes de adjudicación y que llevan años “congeladas” o que tienen unas FPO que probablemente no son viables, de modo que se puedan dar señales y se emitan comunicaciones desde al CAPT con la oportunidad adecuada, para así no afectar los tiempos de desarrollo normal de los proyectos.

El equipo de convocatorias de la UPME informa a los presentes que la Unidad también tendrá en cuenta estas observaciones y está comprometida con la realización de la convocatoria 05 - 2021 Pasacaballos 220 kV.

4. Informe Operativo XM

4.1. Retos y requerimientos en las protecciones eléctricas de la red de Colombia para administrar el riesgo de inestabilidad de tensión.

Se presenta la estadística de eventos en el STN sobre casos reales en donde se registran corrientes máximas de 15 kA, resistencias de registro cercanas a 10 Ohm y con un tiempo de despeje de falla de máximo 500 ms.

A su vez, se presentan las estadísticas de eventos en el STR sobre caso reales, en donde se registran corrientes superiores a 20 kA, resistencia cercana a 100 Ohm y tiempo de despeje de hasta 1 segundo. Se ha observado un incremento en las fallas con mayor impedancia en el sistema donde se evidencia que la corriente supera los 1000 kA, y también se ha observado que la tasa de falla por tiempo de despeje de falla en la protección principal es considerablemente alta.

Se ha observado la propagación de huecos de tensión en las diferentes áreas, por ejemplo, un hueco en Cerromatoso, se puede ver en gran parte del sistema teniendo en cuenta las cargas particulares, lo cual tiene impacto en nodos de STN, STR y SDL.

A continuación, se muestra la propagación de los huecos de tensión en el STN para el año 2025.

CAPT No. 205

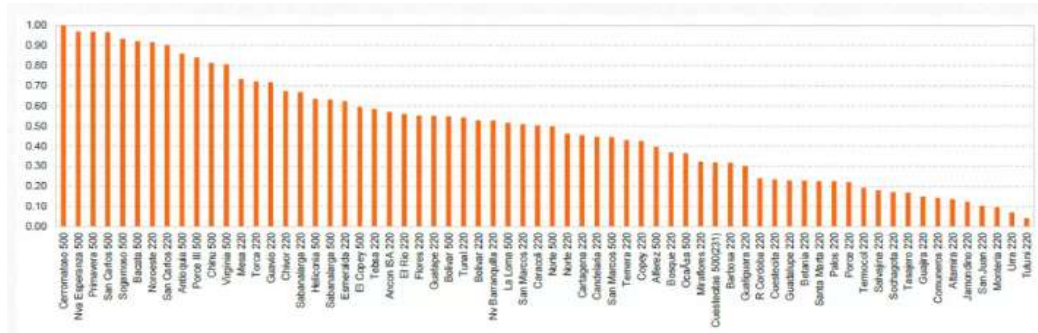


Figura 1. Nodos con mayor propagación de huecos de tensión – condición de red 2025 fuente XM.

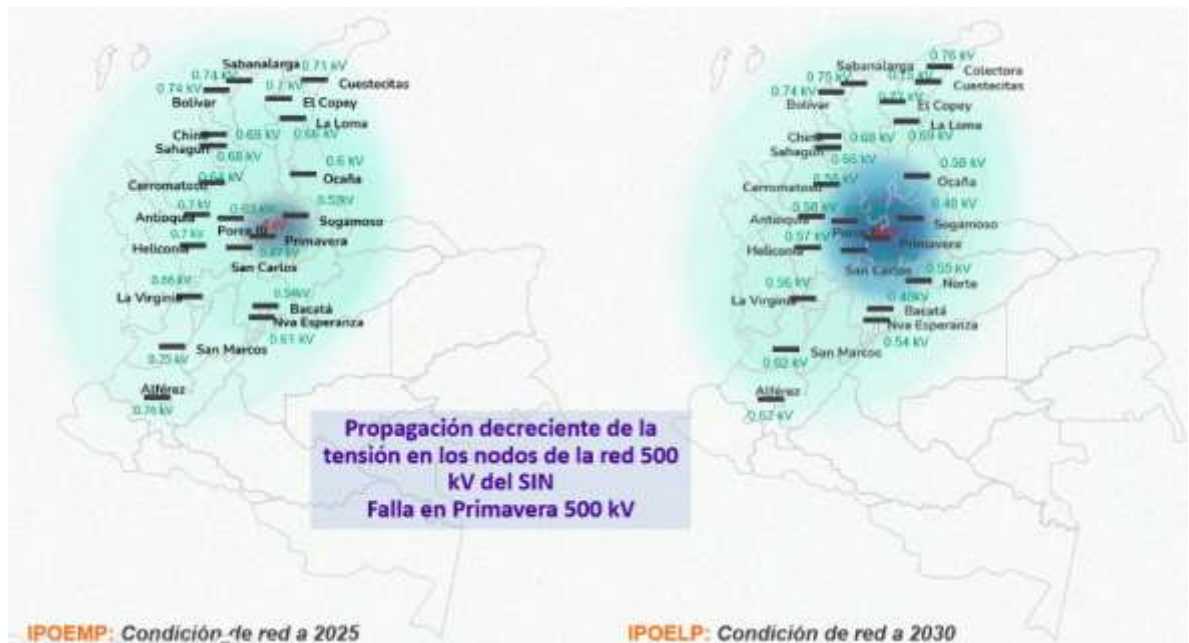


Figura 2. Propagación tensión a otros nodos del SIN ante falla en Cerromatoso 500 kV, fuente XM.

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. 205

Se resalta que el impacto a 2030 se observa muy severo, y que, si no se implementa una robustez en el sistema con respecto al cortocircuito, será muy difícil que no se active el fenómeno de FIDVR a un despeje de falla a 120ms.

Actualidad de los esquemas de protección disponibles.

- En el STR la mayoría de las líneas de transmisión no cuentan con teleprotección y tienen una sola protección principal. Ante la ausencia de teleprotección los tiempos de despeje de fallas pueden ser mayores a 300 ms o en el peor de los casos mayores a 450 ms.
- Los transformadores típicos sólo tienen funciones de sobrecorriente 51/51N para el despeje de fallas externas con tiempos de operación mayores a 500 ms.
- Las barras del STN y STR cuentan con una sola protección principal (ANSI 87B) y ante su indisponibilidad o daño, el tiempo de despeje de fallas en la barra por operación de las protecciones de respaldo normalmente es mayor a 300 y 450 ms.
- Las líneas críticas que tienen teleprotecciones, ante su indisponibilidad el tiempo de despeje de fallas es mayor a 300 y 450 ms.
- Los análisis de eventos ponen en evidencia una importante cantidad de fallas despejadas en tiempos superiores a protecciones principales.
- Se debe tener en cuenta que en la actualización del RETIE se sigue manteniendo, que el tiempo máximo de despeje de fallas no debe ser mayor a 150ms. Para Bolívar 220 kV se requiere un menor despeje de falla, que solo salga la barra y no que se desconecte toda la subestación, se observa que se requiere una doble diferencial y sistemas de protecciones más robustos.

Necesidades actuales del sistema.

Se requiere incrementar la confiabilidad y seguridad en los sistemas de protección para el nivel de tensión IV o superior que permitan despejar la mayoría de las fallas en tiempos de protección principal. Los eventos en el STN/STR y los análisis eléctricos están mostrando riesgos de inestabilidad de tensión en la red ante fallas no despejadas en tiempos de protección principal.

Esquema normalizado de protecciones.

CAPT No. 205

Se resalta que los elementos más importantes son líneas, transformadores y barras, donde se debería tener presente las protecciones (Esquemas en las convocatorias), los eventos están mostrando la necesidad de tener un esquema complementario para protecciones. Así mismo, cada interruptor deberá tener asociado su propio relé de falla interruptor ANSI 50BF, las líneas de tensión del STN y STR deben contar con dos equipos de protección, el esquema de teleprotección debe permitir al menos 4 señales por sobretensión y falla interruptor, y finalmente el sistema de protección debe tener funciones de recierre automático (ANSI 79) y de chequeo de sincronismo (ANSI 25).

Conclusiones y recomendaciones desde el CND.

- Los despejes de falla con teleprotección son menores a 100 ms, ya que se evidencia que si no hay teleprotección estos despejes son del orden de 300 ms y 450 ms. Sería adecuada la redundancia en la teleprotección.
- Un canal de teleprotección mejora el despeje de fallas, y en el STN se tiene un esquema robusto en ese sentido, pero en el STR no se tienen teleprotecciones. Vale mencionar que en el área caribe cerca de un 70% de las líneas no cuentan con teleprotección.
- Se debe implementar doble esquema de protección principal y respaldo en el STR.
- Se deben implementar las teleprotecciones en las líneas del STR.
- Se debe implementar la redundancia en la teleprotección en las líneas que lo requieran.
- Es necesaria la incorporación de la protección de falla interruptor ANSI 50BF en todas las bahías del STR.
- Es necesario incluir doble 87T con funciones de sobrecorriente en transformadores de conexión al STR.
- Se requiere disponer de 87B en todas las barras de nivel de tensión IV o superior y de esquemas redundantes de protección diferenciales ANSI 87B en barras críticas del SIN.
- Se requiere de Sistemas de Servicios Auxiliares confiables y con una batería con autonomía suficiente para atender cualquier falla.
- Se requiere pruebas periódicas con verificación en sitio a los sistemas de protecciones.

CAPT No. 205

4.2. Informe técnico Trimestral de Evaluación de Restricciones ITR I - 2024 (XM).

Objetivo: la presentación se divide en tres temas principalmente, el primero es el diagnóstico de condición actual en donde se encuentran las restricciones presentadas en la operación con magnitudes por encima del 95% del valor nominal, restricciones sin obra en el largo plazo, esquemas suplementarios, DNA por condición de red radial y atrasos de proyectos. El segundo punto del ITR es la propuesta de obras y el tercero la valoración de estas obras de acuerdo al artículo 8 de la resolución CREG 062 de 2000.

Este ITR presenta los datos estadísticos de todo el SIN pero se enfoca en detalle en algunas obras en conjunto del ÁREA CARIBE, en particular en el tema de propuestas y valoración de obras.



Figura 3. Evolución cortes activos en el SIN, fuente XM.

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. 205

Evolución de cortes en el SIN, para 2023 en cada trimestre, las barras naranjas representan los cortes naturales y consideran en su base red completa y en gris los que corresponden a red degradada (mantenimientos, indisponibilidades, entre otros). En la parte derecha se observa a detalle estas condiciones para cada uno de los trimestres y se resalta el impacto que tienen principalmente en las áreas CARIBE, SUROCCIDENTE y ORIENTAL.

Posteriormente se muestra la Evolución de Eventos por Indisponibilidad con tiempos < 24h y > 24h. En base a lo dicho previamente, se observa el mayor impacto en las zonas Caribe y suroccidental con el mayor número de eventos.

Acá se puede resaltar que los eventos por indisponibilidad se encuentran en porcentajes mayor al 80% comprendidos en un rango de 0-24 horas, para los 4 trimestres de 2023. La mayoría de estos eventos se encuentran principalmente por indisponibilidades en activos del STR y con duración menor a 1 día.

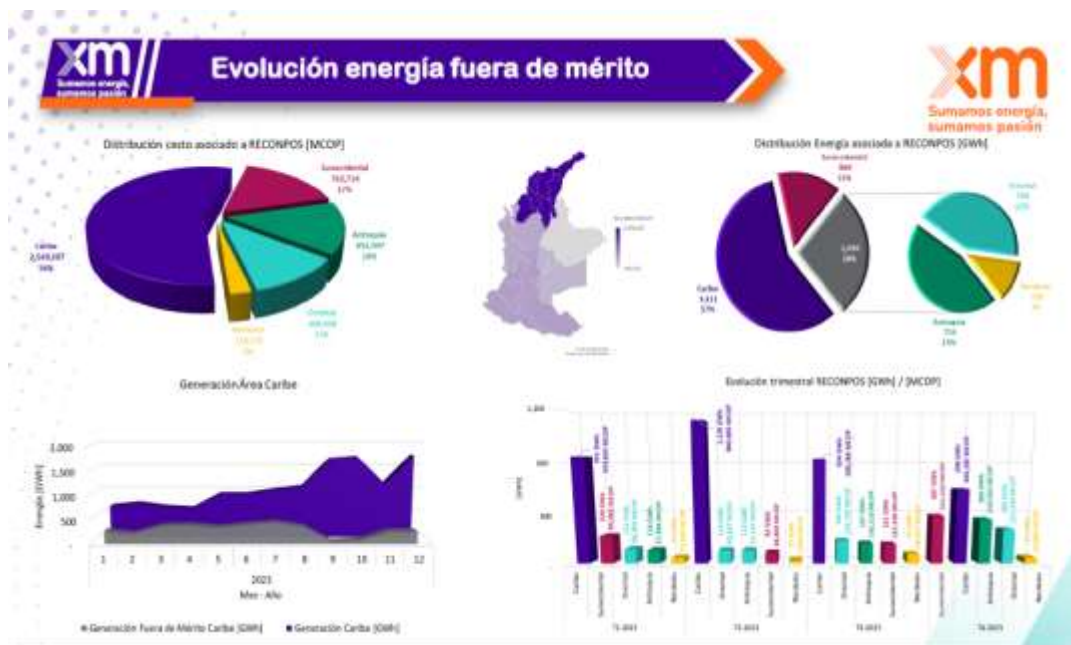


Figura 4. Energía fuera de mérito, fuente XM.

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. 205

Evolución fuera de mérito, se muestra la evolución de Energía fuera de Mérito y costos asociados a reconsideraciones positivas RECONPOS (MCOP), donde se resalta el mayor impacto en el área Caribe con el 56%, seguido de Suroccidental (17%) y Antioquia (14%). También se resalta que en energía asociada a RECONPOS (GWh), el área CARIBE impacta con 3,411 (GWh) equivalente al 57%. Por último, se puede resaltar la tendencia de decremento del área caribe en los últimos trimestres del 2023, lo cual coincide con el fenómeno del niño.

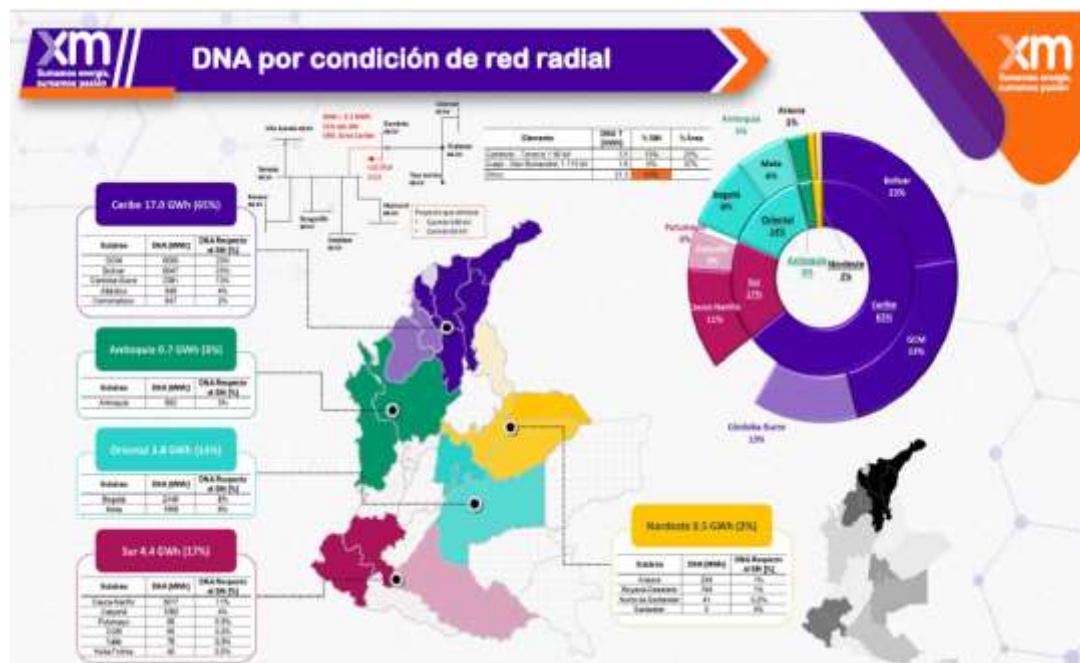


Figura 5. DNA por condición radial, fuente XM.

DNA por condición de red radial, el DNA por condición de red radial nuevamente se resalta el área CARIBE con el 65% que corresponden a 17 GWh, se resalta la línea Ternera-Gambote que representa un 13% del SIN y le sigue el área SUROCCIDENTAL con el 17% y se resalta la línea Guapi- San Bernardino con 1.6 GWh.

A continuación, se presenta a detalle la evolución por las distintas áreas, empezando por ANTIOQUIA:

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. 205

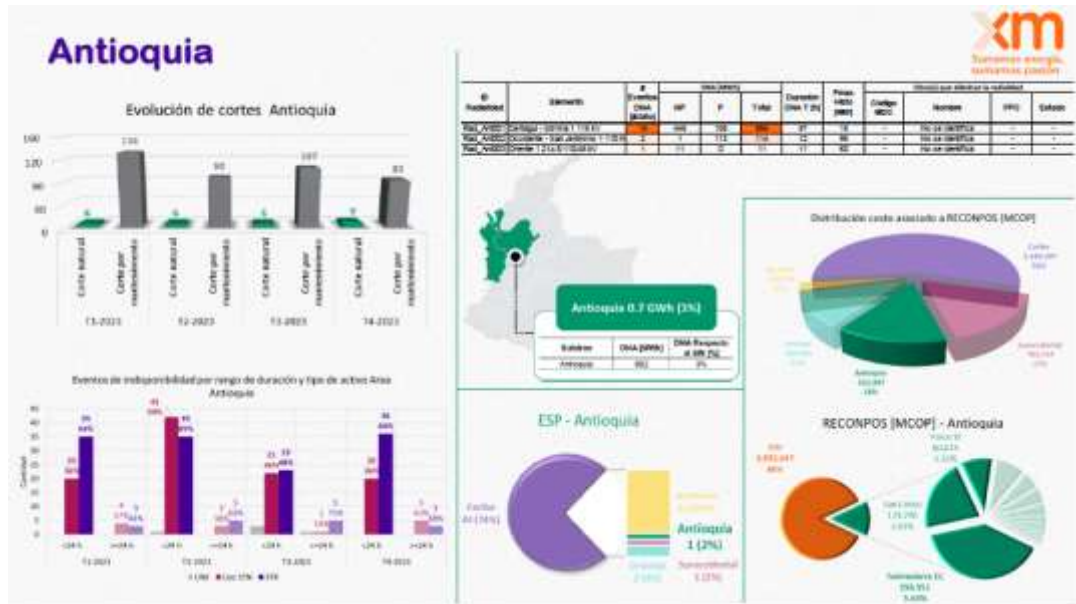


Figura 6. Resumen área Antioquia, fuente XM.

En estas gráficas se observa la evolución por cortes, donde se encuentra que para todos los trimestres de 2023 los de mayor impacto corresponden a los cortes por mantenimiento. También se destaca la indisponibilidad por rango de duración y tipo de activo. Nuevamente se observa en la mayoría de los periodos el impacto en los activos del STR.

Por otra lado, se observan las radialidades más representativas de Antioquia, siendo esta Cértegui-Istmina 1 115 kV la de mayor impacto con 14 eventos, seguido de Occidente-San Jerónimo 1 110 kV con 4 eventos y Oriente 1 Tráfico de 214.5/110/46 kV con 1 evento. Antioquia representa el 14% de las RECONPOS del SIN y se tienen como recursos predominantes Termosierra, San Carlos y Porce III. Antioquia tiene un Esquema Suplementario ESP el cual representa un 2% del SIN.

Restricciones sin obra - Antioquia, de acuerdo con la información presentada en el PARATEC.

Se hizo el análisis y aproximadamente el 55% de las restricciones del área, sin obra asociada en el largo plazo están relacionadas con circuitos que tienen diferencia

CAPT No. 205

entre la capacidad por límite térmico y la capacidad de emergencia o que tienen una longitud inferior o igual a 50 kilómetros (cifra totalmente debatible o discutible), no quiere decir que 50 kilómetros sea una línea corta o fácil de repotenciar, sino que simplemente es una cifra de referencia que se puso en el informe.



Figura 7. Restricciones área Antioquia, fuente XM.

También se presenta de igual manera para las demás áreas, en este caso para Antioquia los Circuitos "cortos" o con margen en donde se destacan principalmente los corredores Barbosa - Girardota 1 110 kV y Calderas-San Lorenzo 1 110 kV y las subestaciones que ya están agotadas por cortocircuito, las cuales principalmente son Primavera, Guadalupe, Barbosa, El Salto (EPM) y Ancón EPM.

A continuación, un análisis de los años de atraso estimados de los proyectos para el área de Antioquia. Esto con respecto al primer concepto UPME que se emitió o al plan de expansión donde se identificó que se necesitaba esa obra en el sistema.

CAPT No. 205

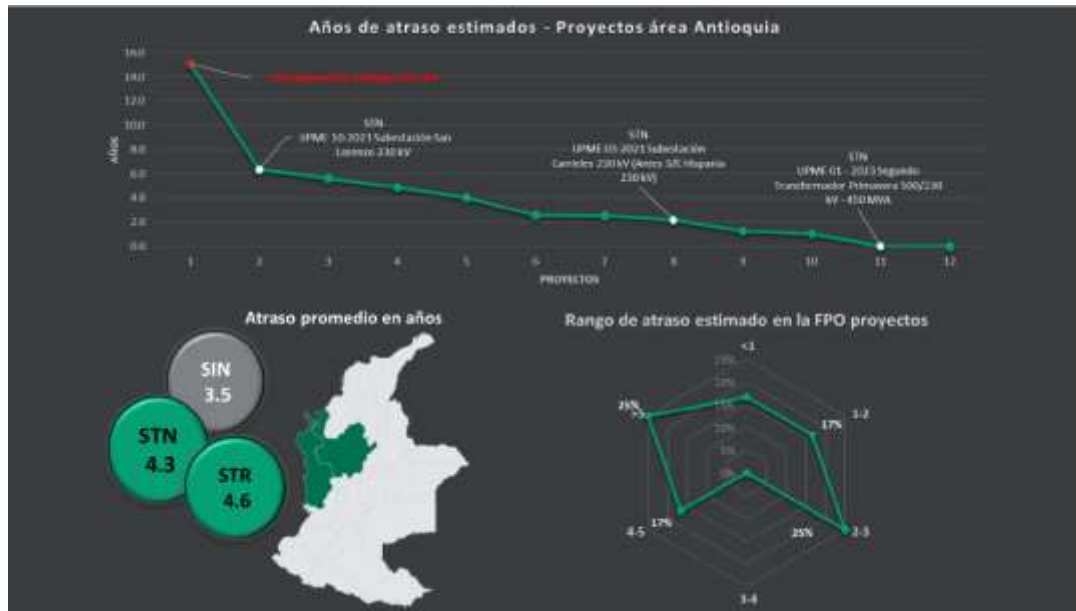


Figura 8. Retrasos proyectos en el área Antioquia, fuente XM.

En mayor proporción la obra que más años de retraso tiene es la compensación Cértegui 115 kV seguida de la S/E San Lorenzo 230 kV, también se resalta el rango de atraso donde se tiene que un 25% de los proyectos tienen 2 a 3 años y otro 25% restante es mayor a 5 años. El mayor tiempo de retraso es en obras del STR con 4.6 años respectivamente.

A continuación, se presenta a detalle la evolución y las cifras para el ÁREA CARIBE.

CAPT No. 205

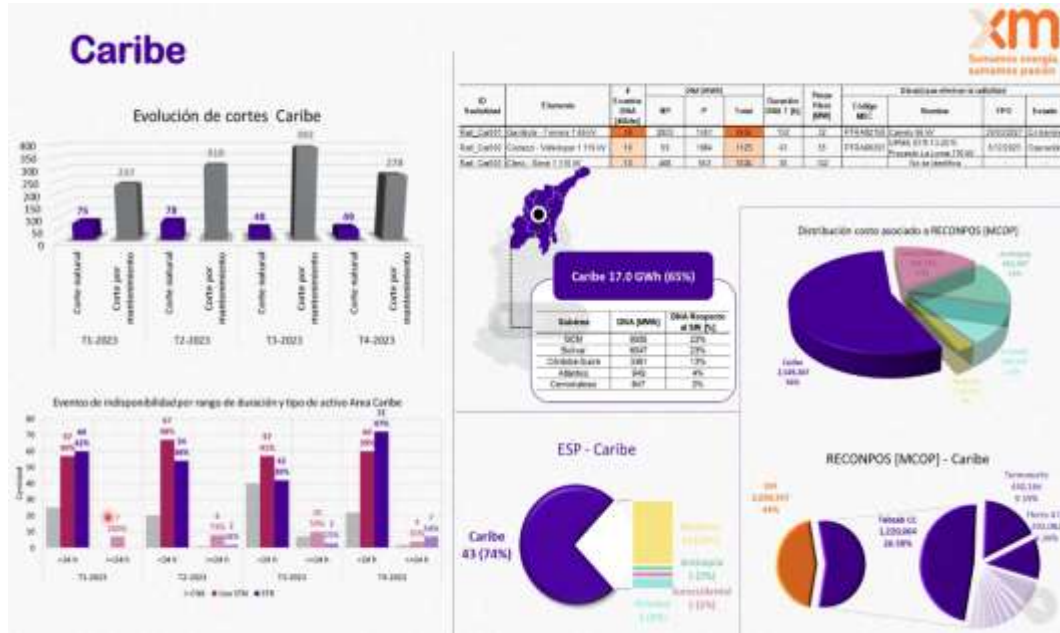


Figura 9. Resumen área Caribe, fuente XM.

Se observa la evolución por cortes de CARIBE, donde se encuentra que para todos los trimestres de 2023 los de mayor impacto corresponden a los cortes por mantenimiento. También se destaca la indisponibilidad por rango de duración y tipo de activo y nuevamente se observa en la mayoría de los periodos el impacto en los activos de uso del STN y en activos del STR.

De otra parte, se observan las radialidades más representativas de Caribe, siendo esta la línea Gambote - Ternera 1 66kV la de mayor impacto con 39 eventos por DNA, seguido de Codazzi - Valledupar 1 110 kV con 10 eventos y Chinú - Since 1 110 kV con 10 eventos. Se muestran los recursos predominantes que son TEBSA, TERMONORTE y FLORES. Caribe tiene un Esquema Suplementario ESP el cual representa un 74% del SIN.

Restricciones sin obra: se destacan principalmente los corredores Chinú- San Marcos 1 110 kV y El Río -Tebsa 1 a 110 kV y estos corredores representan aproximadamente un 36% de las restricciones del área sin obra asociada en el largo plazo y están asociados a los circuitos con diferencia en la capacidad por límite térmico y la capacidad de emergencia o tienen una longitud igual o inferior a 50 Km.

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. 205

En resumen, las obras del área Caribe tienen un atraso en los proyectos entre 2 a 3 años los cuales representan el 37% y de 1 a 2 años con un 32%-, el retraso de los proyectos del área en el SIN es de 3.5 años y de 3.1 años en el STN. Se destaca la obra con mayor atraso la cual es la convocatoria UPME 09-2016 S/E Cuestecitas 500 kV y líneas de transmisión asociadas.

En el siguiente apartado se presenta el PAQUETE DE OBRAS propuestas para EL ÁREA CARIBE.



Figura 12. Generalidades plan de obras área Caribe, fuente XM.

Los supuestos son, el ITR I se elaboró en 2024, convocatorias e inversiones en 2026, se realiza una corrida SDDP de 2024 a 2032, el análisis de los beneficios se toma de 2032 a 2040, las FPO se toman en 2031. Otros supuestos se tienen en cuenta tales como: Proyectos en operación hasta 2033 según el IPOELP II-2'023, unidades constructivas según la CREG 015 de 2018 y la CREG 011 de 2009, el IPC, IPP y TRM a partir de 2024 de acuerdo con proyección de XM, entre otros.

Como se indicó en el punto anterior, se estimó que las obras entran en operación hacia el 2031, estas son principalmente los Condensadores Sincrónicos especificando la ubicación, función objetivo y detalles de esta obra, la Obra Magangué 500 kV y obras asociadas, para cada una de las obras se presentó los detalles de esta manera:

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. 205

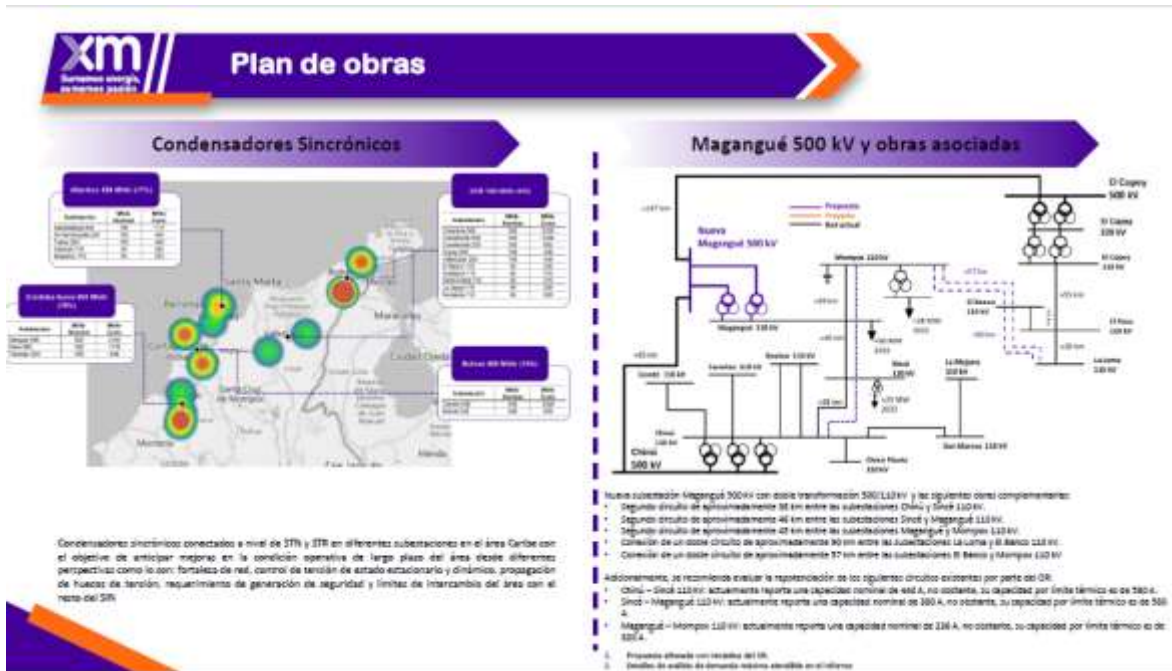


Figura 13. Plan de obras área Caribe, fuente XM.

Luego se presentan las Obras Sahagún 500/110 y obras asociadas y la Obra Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas, también se propone la Obra Refuerzo STR en la Guajira y la Obra Segundo Transformador Cuestecitas 500/220 kV. El refuerzo STR Bolívar (doble circuito entre Ternera - Gambote y un circuito entre Bosque-Chambacú y otros circuitos), la Obra Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV, así como el Tercer Transformador Ocaña 500/230/34,5 kV 360 MVA (viabiliza el área caribe como exportadora con el resto del SIN) y la Obra Refuerzo Montería. Cada una de estas obras se pueden ver a detalle en la presentación suministrada por XM.

CAPT No. 205



Figura 14. Análisis plan de obras área Caribe, fuente XM.

Se presentan en este cuadro los análisis sistémicos, en línea punteada se ve cómo se mejora con estas obras propuestas el perfil de tensión del área. Con este paquete de obras se puede indicar que el área podría importar 3600 MW en el periodo mencionado y también se logra llegar a exportar 4000 MW, esto sin requerimiento de unidades sincrónicas por control de tensión.

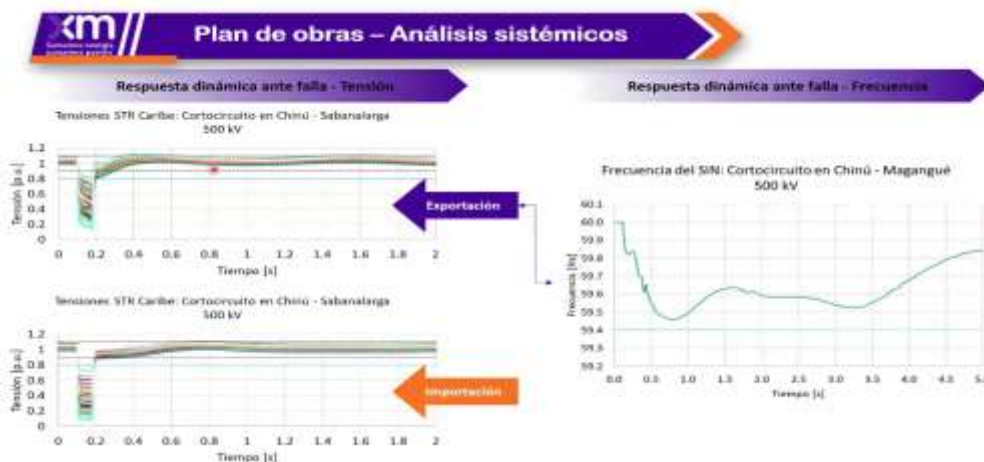


Figura 15 Análisis plan de obras área Caribe - Importación, Exportación, fuente XM.

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. 205

En cuanto a análisis técnico se observa la respuesta dinámica ante falla - tensión, para el circuito Chinú-Sabanalarga 500 kV para exportación e importación en las tensiones del STR Caribe.

A continuación, se observa la fortaleza de red con algunos supuestos, como escenarios de demanda media a 2033, exportaciones del área de 4000 MW, caso base sin obras propuestas en el ITR, entre otros.

El SCR sin obras está muy por debajo de 1.5 y con paquete de obras propuestas lo supera ampliamente.



Figura 16. Análisis plan de obras área Caribe, fuente XM.

De igual manera, se presenta el análisis de Beneficio/Costo, con las corridas que se mencionaron y se valoran los DNA a partir de la demanda máxima atendible en los puntos indicados, se estima una inversión inicial de 6.6 billones de pesos y un AOM anual respecto al valor de la obra de 3.2 %. Se encontró que en todos los escenarios la relación B/C es superior a 1.

F-DO-01

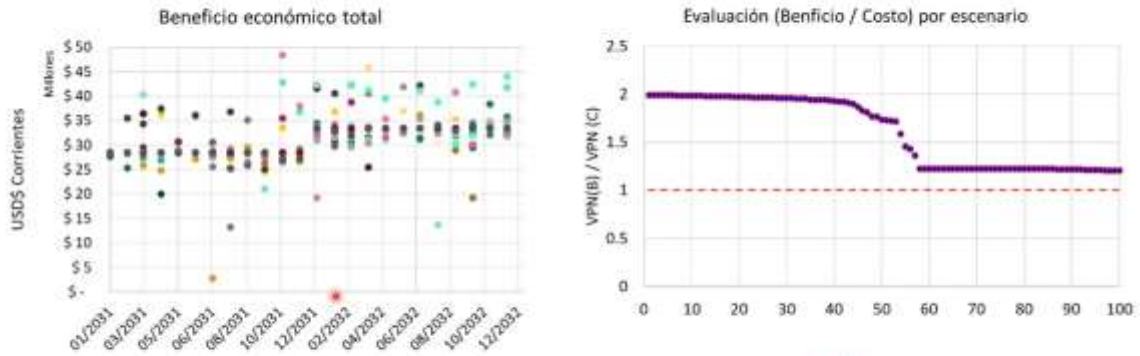
2022/08/12

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. 205

Plan de obras – Beneficio/Costo



Item	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2026	8.8	Millones COP
2	ACM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%



Figura 17. Beneficio/Costo plan de obras área Caribe, fuente XM.

Preguntas: ¿cuál es el impacto en los niveles de cortocircuito en la colocación de los condensadores sincrónicos? Algunos de estos están ubicados en SE con agotamiento en los niveles de corto en algunas subestaciones.

Rta: es necesario revisar y/o ajustar la regulación y viabilidad técnica, como viabilizar las obras, ahora bien, se necesita fortaleza de red. Estas son ubicaciones y capacidades sugeridas, el ITR abre las propuestas y otros modelos como el que se maneja en Chile.

Límites de importación y exportación, ¿cómo se pasa de 2200 MW hasta 3600 MW en importación?, ¿cuáles son las obras que más aportan para que eso se logre? Rta. La problemática es por control de tensión y los refuerzos de los dobles circuitos propuestos, como el caso de Magangué y esto favorece el control de tensión.

Luego se presenta en el mismo orden y análisis las siguientes zonas, continuando con el Área NORDESTE:

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. 205

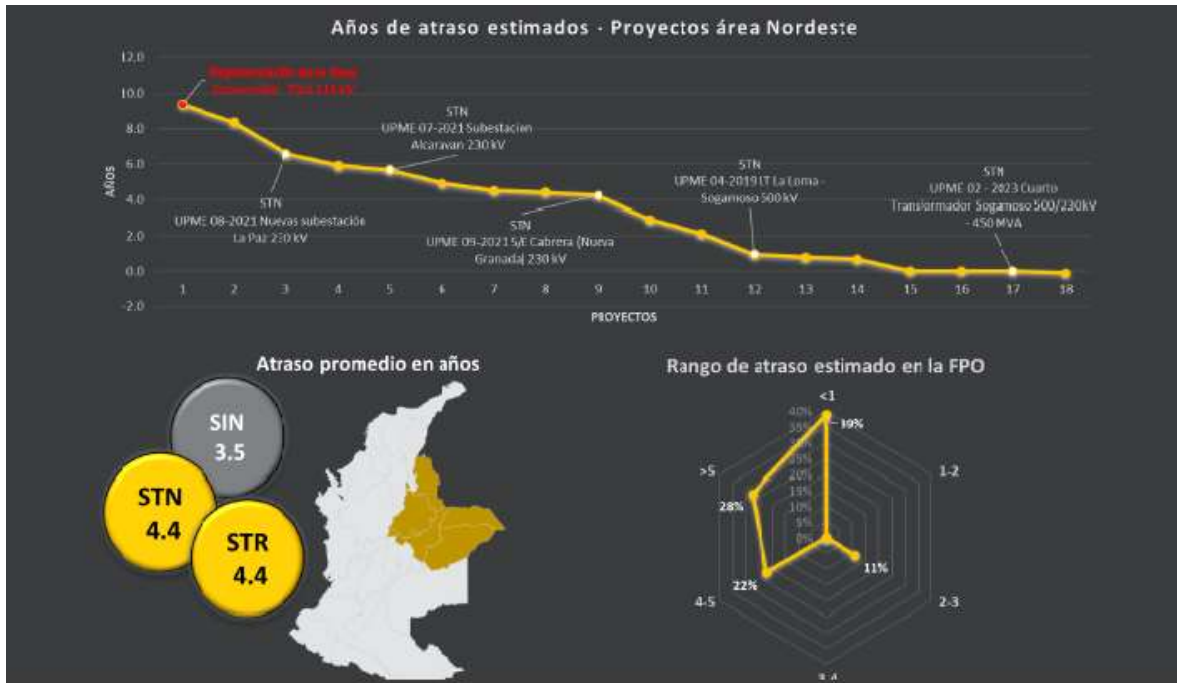


Figura 19. Retraso de proyectos en el área Nordeste, fuente XM.

Como se observa en la anterior gráfica, para esta área se tienen retrasos de 4.4 años en STR y STN.

CAPT No. 205

Análisis para el área ORIENTAL:

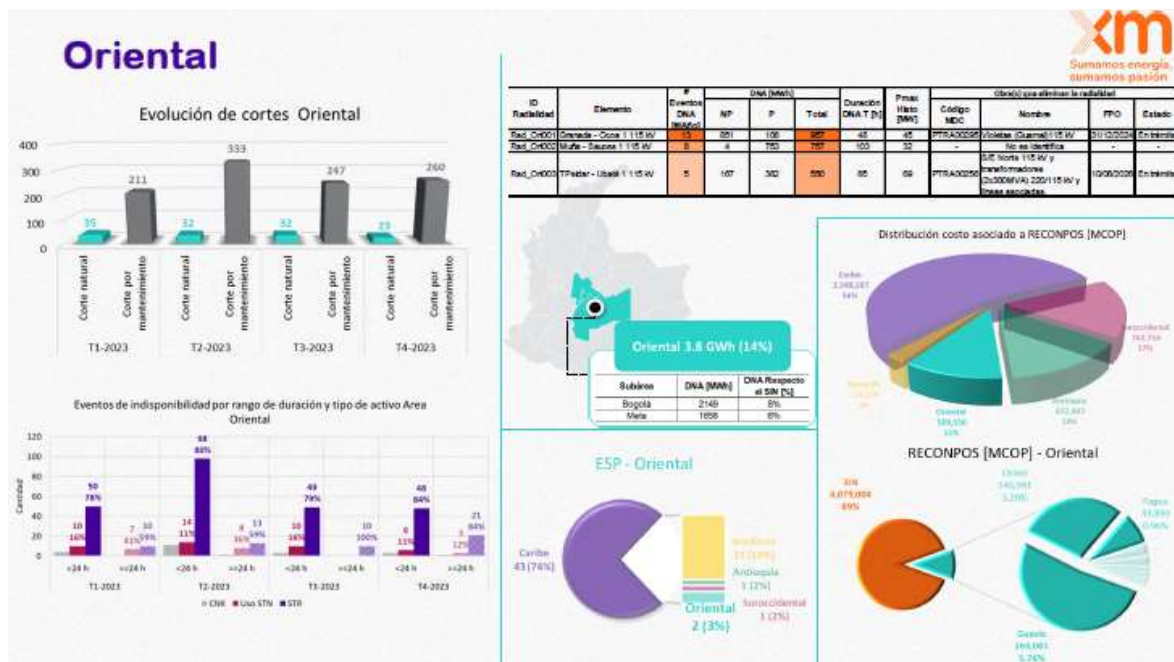


Figura 20. Resumen área Oriental, fuente XM.

Se mantienen en todos los trimestres los cortes naturales, se resaltan las indisponibilidades de los activos del STR con duración menor a 1 día. La principal radialidad se presenta en Granada - Ocoa a 115 kV con 957 MWh por DNA, seguido de Muña-Sauces y TPeldar - Ubaté. Para 2023 el área Oriental representó el 11% de RECONPOS del SIN. Las plantas representativas son Guavio-Chivor y PAGUA.

El 40% de las restricciones sin obra en el largo plazo. Se resalta la línea Guavio - Mámbita a 115kV y se observan alrededor de 20 subestaciones agotadas por cortocircuito.

En años de atrasos de Oriental se tiene en primer lugar a Chivor 2, la subestación Norte de 230 kV con casi 12 años de atraso. Con respecto a los proyectos del STN tiene 8.3 años de atraso.

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. 205

A continuación, se presenta el área SUROCCIDENTAL:

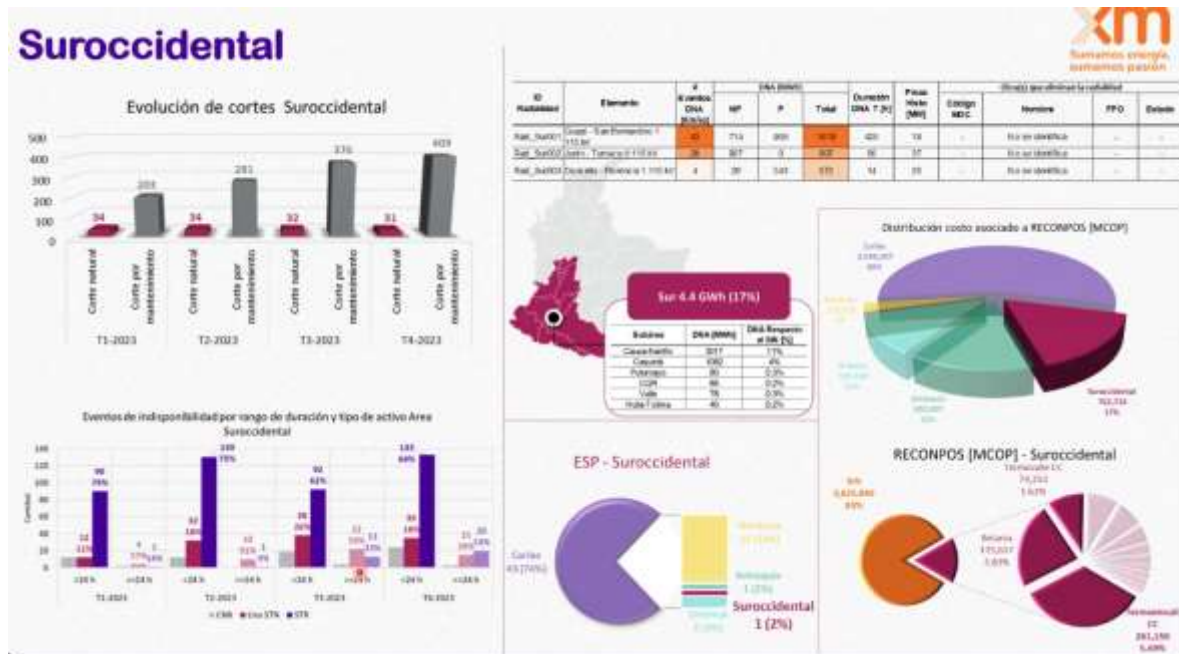


Figura 21. Resumen área Suroccidental, fuente XM.

Se resaltan las radialidades de las líneas Guapi-San Bernardo a 115 kV y Junín - Tumaco a 115 kV con los mayores impactos por DNA. Los eventos por indisponibilidad de mayor representación para todos los trimestres de 2023 corresponden a activos del STR. Los ESP corresponden a un 2% en el SIN. Principales plantas, TERMOCALI, BETANIA y Termovalle.

Se resalta que el 68% de las restricciones sin obra asociada en el largo plazo están relacionadas con circuitos que tienen diferencia entre la capacidad por límite térmico y la capacidad de emergencia, o tienen una longitud inferior o igual a 50 km. También se presentan las subestaciones agotadas en cortocircuito principalmente, Juanchito 115 y 230 kV, Termoyumbo y otras.

CAPT No. 205

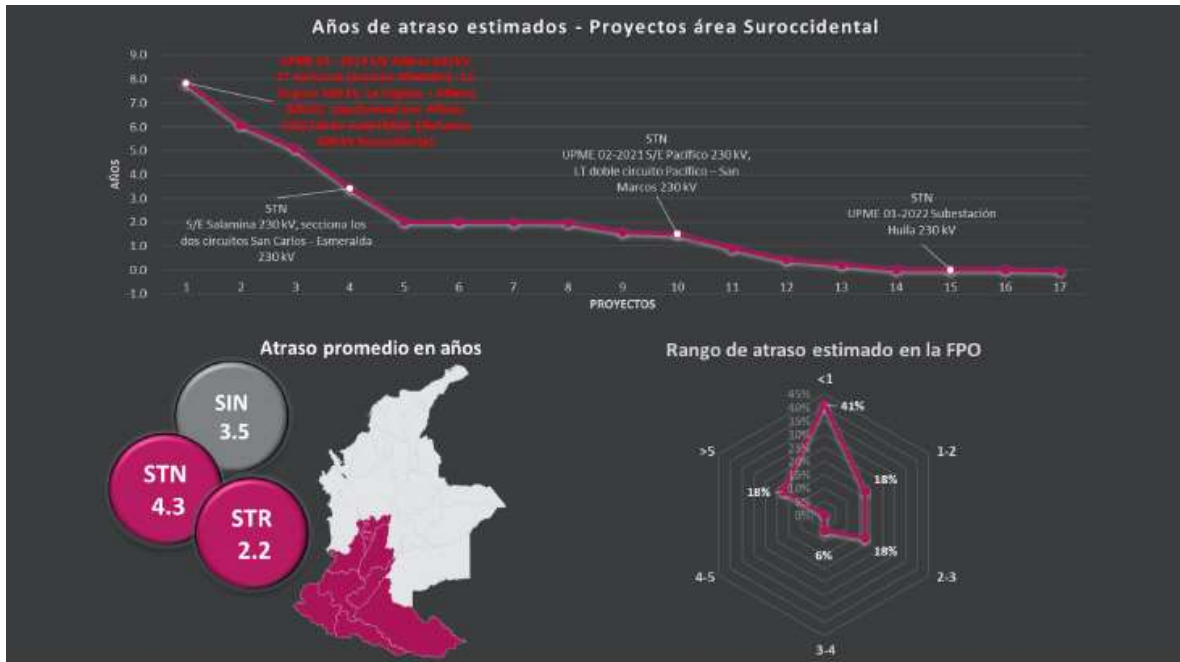


Figura 22. Retrasos de proyectos en el área Suroccidental, fuente XM.

Para el área SUROCCIDENTAL se observa los años de atraso estimados siendo la obra Alférez 500 kV la de mayor retraso y con promedios en años de 2.2 años en STR y de 4.3 años en el STN.

Por último, el operador XM presenta los detalles con los ANEXOS, se presenta la metodología utilizada para la evaluación técnica y económica de las obras (Se puede ver a detalle en la presentación)

Pregunta con respecto al reporte del nivel de corto en la Subestación San José del Guaviare, se indica en el repositorio 40 kA y en los análisis 0,8 kA, XM revisará y dará la respuesta.

¿Las barras que se reportan son en qué año? Rta. son en el horizonte de largo plazo reportado en el IPOELP.

CAPT No. 205

Finalmente se da la aclaración sobre la repotenciación de líneas sin obras asociadas, con respecto a las variables de la capacidad de emergencia y el límite térmico, teniendo en cuenta una longitud igual o inferior a 50 Km.

5. Presentación obras de expansión

En la subdirección se cuentan con planes para contar a final de año con un plan de expansión presentando 47 obras de expansión. Se definió en un esfuerzo conjunto con XM y CNO, unos paquetes de obras urgentes para complementar el plan anual para aliviar puntos críticos en el sistema.

El primer paquete definido son obras ya evaluadas y presentadas ante XM, y que se presentarán ante el MME el 28 de junio para tener mecanismos ágiles que den una adopción rápida de las obras.

El segundo paquete, en septiembre, tendría entre 10 y 15 obras cuyo enfoque será el de solucionar temas de Demanda No Atendida (DNA).

El primer paquete de obras urgentes está compuesto por:

- SVC Cértegui
- SVC Ínsula
- Magangué STN
- Magangué STR
- Compensadores Síncronos en STR
- SE Nueva Quibdó 115 kV
- SE Nueva Quibdó 220 kV
- Ampliación SE Tonchalá 230 kV

Desde convocatorias se aclara que las obras de compensadores síncronos, a pesar de tener una aplicación STR, se presentará como convocatoria del STN. Adicionalmente, será apoyada por la publicación de resoluciones, como sucedió con la obra de Baterías de Atlántico.

CAPT No. 205

5.1. Compensadores síncronos en STR en la subárea de GCM

La situación actual muestra que el subárea GCM estaba presentando el Fenómeno de Recuperación de Tensión Lenta Inducida - FIDVR. XM presentó varias soluciones para este fenómeno, como SVC, STATCOM y Compensadores síncronos, comparando sus características como control de potencia reactiva, control dinámico de potencia reactiva, operación en baja tensión, aporte de CC, capacidad de sobrecarga temporal y aporte a la inercia, donde los compensadores tenía mejor comportamiento en estos temas.

En este contexto la UPME inicia su análisis de mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la pérdida de fortaleza de red e inercia presentada en el área de GCM por la transición energética y descarbonización. Se establecieron varios escenarios de simulación con un horizonte de estudio 2028 al 2033, con distintas capacidades de compensación. También se establecieron condiciones especiales de operación dentro de la evaluación: salidas de la generación de las Guajiras, salida de la SE Bureche y sus activos relacionados. Se obtuvieron resultados para cada capacidad de compensación de la recuperación de la tensión en puntos de monitoreo específicos, donde se observa que entre mayor capacidad de compensadores se instale, mejora el comportamiento de tensión en la red. En el análisis de cortocircuito, se observa que aumenta el valor de cortocircuito en las subestaciones, pero todo dentro de la capacidad de interrupción de cada subestación, y no empeora significativamente problemáticas ya existentes.

Respecto a los costos de la obra, se tiene en cuenta activos de conexión, pues esta tecnología requiere espacio que en las subestaciones establecidas no se cuenta. En la relación del beneficio/costo, se detallan índices superiores al 8,083 para las alternativas de capacidad de los compensadores, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 3. Evaluación económica vs Evaluación técnica

	Relación B/C	Evaluación técnica
Alternativa 1 - 30 MVAR	14.085	0.918
Alternativa 2 - 40 MVAR	11.282	0.938
Alternativa 3 - 50 MVAR	9.234	0.952
Alternativa 4 - 60 MVAR	8.083	0.953

Respecto a la inercia, y ante la salida de la generación térmica de Las Guajiras (las cuales aportan un total de 1085 MVA-s) las alternativas aportan inercia en proporción a su

CAPT No. 205

capacidad de compensación, como se detalla a continuación, en lo cual las alternativas 3 y 4 suplen la salida de la generación mencionada.

Tabla 4. Selección de la alternativa de acuerdo con el beneficio.

	Capacidad Nominal [MVAR]	Constante de inercia H [s]	Cantidad de compensadores	Total por alternativa [MVA-s]
Alternativa 1	30	5	5	750
Alternativa 2	40	5	5	1000
Alternativa 3	50	5	5	1250
Alternativa 4	60	5	5	1500

Como conclusión, el análisis de beneficios arroja que la alternativa más atractiva es la alternativa de 50 MVAR pues cumple con los criterios técnicos y económicos, y adicionalmente aporta al sistema la inercia mínima requeridas para reemplazar la salida de la generación térmica.

Finalmente, la UPME recomienda ante el CAPT, la ejecución del proyecto “Compensadores Síncronos STR - Área GCM”, que consiste en la ubicación de compensadores síncronos en las subestaciones El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche, todas en 110 kV, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN.

5.2. S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui

El secretario del CAPT realiza una descripción del sistema actual del STR que opera la empresa DISPAC S.A. E.S.P., indicando que la condición más grave se presenta ante una indisponibilidad de un elemento, lo cual genera bajas tensiones en el sistema y su posterior Demanda No Atendida (DNA).

Como complemento a lo anterior, la Unidad presenta los valores de las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión Regional (STR) operado por DISPAC S.A. E.S.P. en los escenarios de demanda máxima, media y mínima para los años 2024 y 2030.

CAPT No. 205

Igualmente, el órgano planeador del sistema eléctrico cita algunos antecedentes que alertan sobre la problemática y presenta la máxima demanda atendible en red completa y ante indisponibilidad de algún elemento.

Debido a lo anterior, la UPME propone la obra de expansión que se compone de las siguientes obras complementarias con su respectiva Fecha de Puesta en Operación (FPO):

- Instalación de 30 MVar de compensación dinámica en la subestación Cértegui 115 kV. FPO propuesta para el 2025
- Nueva subestación 115 kV en la ciudad de Quibdó (Nueva Quibdó 115 kV), mediante el seccionamiento de la línea El Siete - Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2031
- Barraje de 220 kV en la subestación Nueva Quibdó. FPO propuesta para el 2031
- Nuevo circuito Certegui - Nueva Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2031
- Nuevo circuito Hispania - Nueva Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2031
- Traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la nueva subestación. FPO propuesta para el 2031

La siguiente ilustración presenta las obras descritas anteriormente, en donde lo rojo y azul es lo existente y lo verde lo propuesto.

CAPT No. 205

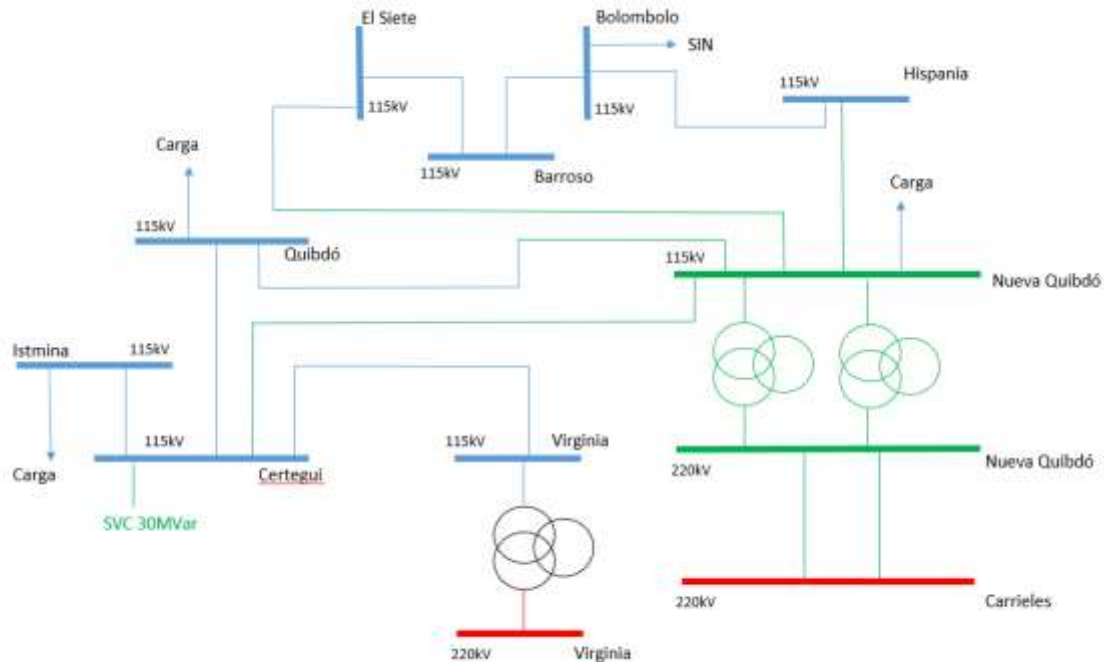


Figura 23. Diagrama unifilar subestación Nueva Quibdó 220/115 kV y obras asociadas.

Igualmente, la Unidad presenta los resultados de tensión en las barras de interés con el proyecto propuesto, de donde se destaca que para el 2030 y en todos los escenarios (red completa y ante contingencia) las tensiones en las barras de la zona están muy cerca del valor 1 p.u.

Por último, la Unidad indica que la máxima demanda atendible en red completa con el proyecto es de 116 MW y ante contingencias es de 97.6MW. En lo referente con la relación Beneficio/Costo la institución indica que el indicador toma el valor de 19.9.

EPM consulta acerca de si se contempló la conexión al STN desde el occidente de Antioquia y no desde “Carrieles 220kV”, la Unidad respondió que no, debido a que la orientación de la solución partió de lo sugerido en el plan de expansión presentado por el operador de red de los activos que sirven al departamento del Chocó.

5.3. S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

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. 205

Se mencionan los antecedentes de la obra que involucran estudios realizados en el año 2018 por el OR como solución a las restricciones en el área y posteriormente en el año 2020 se aprueba una compensación de 16 MVar en Mompox, sin embargo, el aumento de la demanda y agotamiento de la red desencadenaron nuevas restricciones y como consecuencia, XM declaró como condición de emergencia la subestación Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.

En el año 2023 Afinia presenta una alternativa de proyecto para solucionar la problemática denominada Nueva subestación Magangué 500/110 kV, y que consiste en:

Fase 1:

- Construcción de la nueva S/E Magangué 500/110 kV alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV.
- Repotenciación de la línea Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV.
- Construcción nueva línea Mompox – El Banco (57 km) 110 kV.

Fase 2:

- Construcción segunda línea Magangué – Mompox (45 km) 110 kV.
- Construcción segunda línea Mompox - El Banco (57 km) 110 kV

En las siguientes imágenes se puede observar la ubicación geográfica y unifilar de la obra propuesta:

CAPT No. 205



Figura 24. Ubicación geográfica subestación Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas.

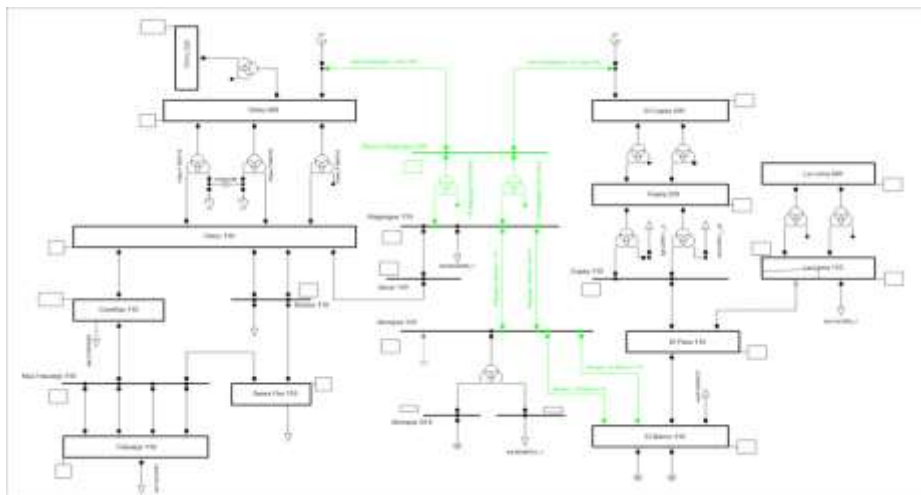


Figura 25. Diagrama unifilar subestación Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas.

Ahora bien, las consideraciones del estudio realizado por la UPME fueron las siguientes:

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. 205

- Horizonte análisis de 2027 - 2033
- Se consideraron 2 despachos: un despacho con máxima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso (G1) y un despacho con mínima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso (G2).
- Se consideraron 3 demandas: Demanda máxima, media y mínima.
- No se consideraron activos y conexiones del SDL.
- Se consideraron los proyectos de generación y obras de expansión aprobadas acorde a sus FPO.

Resultados del estudio con y sin la obra S/E Nueva Magangué 500/110 kV:

- Resultados en tensión: La entrada de la obra mejora el perfil de tensión de las diferentes subestaciones tanto en operación normal como ante contingencias. Ante la contingencia del transformador Chinú 3 500/110 kV sin la obra el sistema no converge por la gran caída de tensión, caso que con la obra no sucede, pues se mantiene la tensión en los niveles reglamentarios.

En los siguientes gráficos se pueden apreciar los niveles de tensión de las diferentes subestaciones con y sin la entrada de la obra.



Figura 26. Resultados de tensión subestación Nueva Magangué (i)

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. 205



Figura 27. Resultados de tensión subestación Nueva Magangué (ii)

- Resultados en cargabilidad: La entrada de la obra mejora considerablemente el porcentaje de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema, esto tanto en operación normal como ante contingencias. La cargabilidad del transformador Copey 5 500/110 kV permanece igual tanto con la entrada de la obra como sin ella.

En los siguientes gráficos se puede apreciar el porcentaje de carga y sobrecarga de los diferentes elementos del sistema con y sin la entrada de la obra.

CAPT No. 205

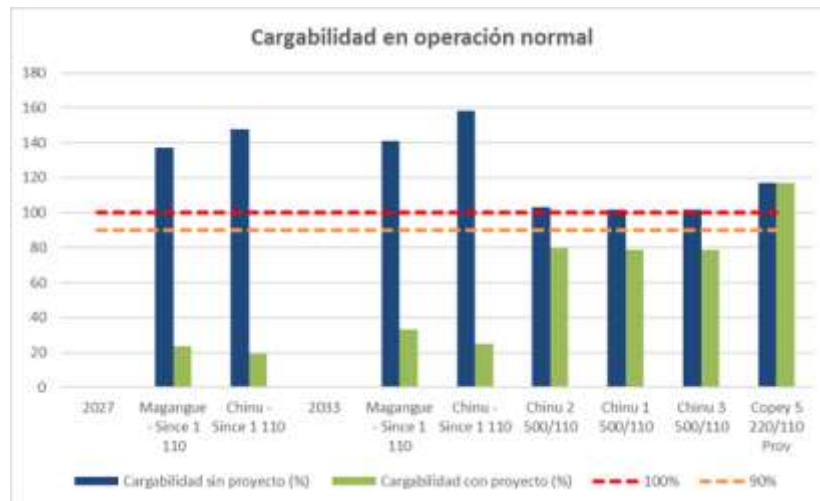


Figura 28. Resultados de cargabilidad red normal de operación.

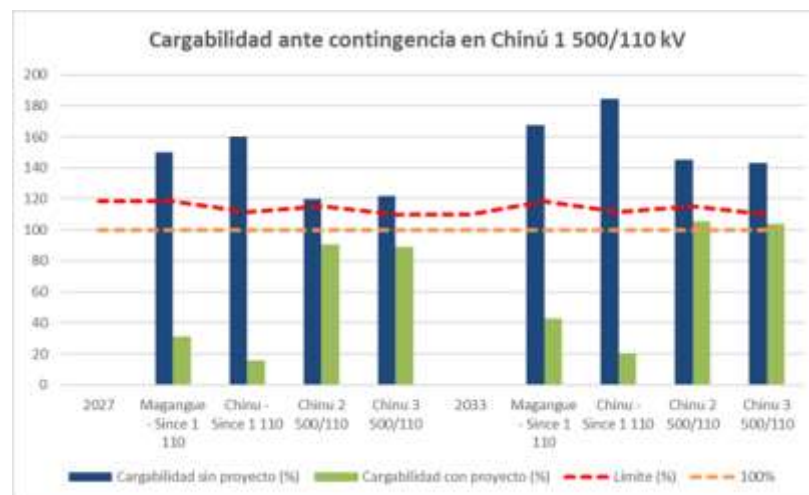


Figura 29. Resultados de cargabilidad ante contingencia N-1.

- Resultados en cortocircuito: La entrada de la obra no incrementa significativamente el nivel de cortocircuito en las diferentes subestaciones del área de influencia a excepción de la subestación Magangué 110 kV, la cual si aumenta en gran medida y que pese a ello no sobrepasa su capacidad de interrupción.

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. 205

En el siguiente gráfico se puede apreciar el nivel de cortocircuito de las diferentes subestaciones con y sin la entrada de la obra.

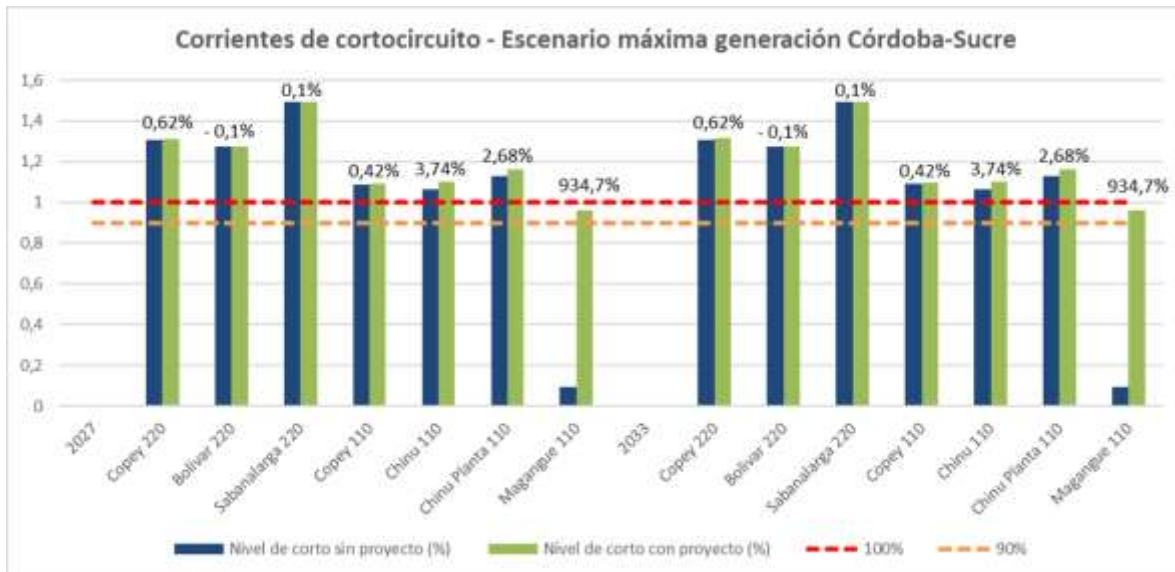


Figura 30. Resultados de cortocircuito Subestación Nueva Magangué.

Análisis económico:

A continuación, se presentan las unidades constructivas de la obra:

Tabla 5. Costos asociados a la subestación Nueva Magangué.

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
costo en STR	\$ 54.522.766.368,91	\$ 13.996.669,51
Costo en STN	\$ 116.187.791.734,51	\$ 29.826.845,37
Costo total	\$ 170.710.558.103,41	\$ 43.823.514,88

Por último, se presenta una tabla con la relación beneficio / costo de la obra, la cual se efectuó por medio de la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), bien causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

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. 205

Tabla 6. Análisis económicos subestación Nueva Magangué.

Total, Beneficios	\$USD 221.169.339,00
Total, Costos	\$USD 43.823.514,88
Relación B/C	5,0

5.4. S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV

Se realizó la presentación de las obras, donde, inicialmente se dio una descripción de las mismas, siguiendo con el unifilar presentado en la Figura 1 y que corresponde a la ampliación de la SE Tonchalá 115 kV (que ya está aprobada con FPO para el 2026) con dos bahías de transformación, dos bancos de 3 autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno 230/115 kV, conexión al STN mediante la apertura de la línea Tasajero - Cúcuta 230 kV y la instalación de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV.

Posteriormente fueron descritos los objetivos de mitigación de las obras, enfocados en mitigar las condiciones inseguras y fuera de los rangos operativos ante eventos de contingencias simples en los activos del área de Norte de Santander.

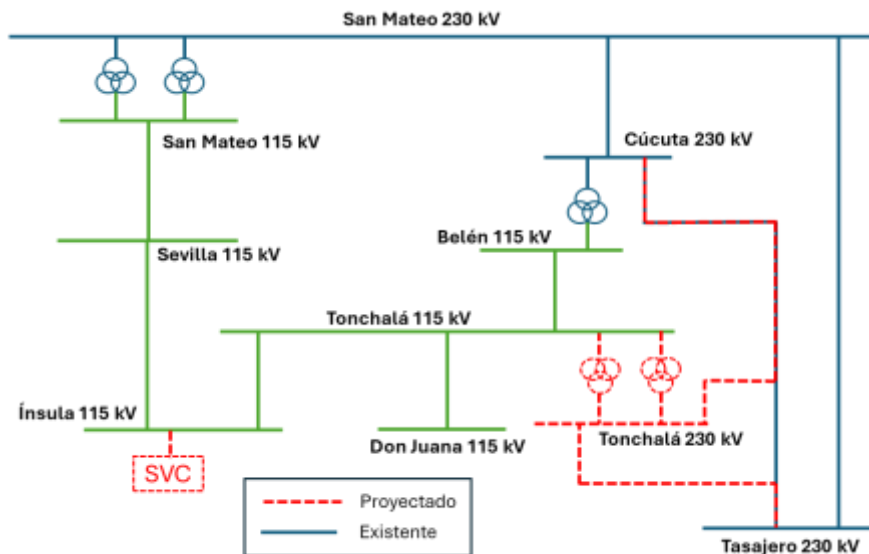


Figura 31. Diagrama unifilar de Tonchalá 230/115 kV y el SVC en Ínsula 115 kV.

CAPT No. 205

Tras la presentación de los aspectos generales de las obras, fueron resumidos los resultados técnicos obtenidos del análisis desarrollado al interior de la Unidad, evidenciando la pertinencia técnica de las obras evaluadas. Los principales hallazgos se resumen en:

- Eliminación total de las sobrecargas de los elementos en eventos de contingencias en el área de impacto estudiada (alrededores de Cúcuta) y en el horizonte de evaluación definido (2027 - 2048). La instalación del SVC propuesto permite mejorar el desempeño de la obra Tonchalá 230 kV al reducir sobrecargas que se presentaban en condición normal de operación sobre la línea "Tasajero - Tonchalá".
- Reducción de las subestaciones con violaciones de los perfiles de tensión dentro del área de impacto. El proyecto no logra mitigar las subtensiones que se presentan en las subestaciones pertenecientes al corredor "Aguachica - Ayacucho - Buturama".
- Se observa agotamiento de la capacidad de interrupción de la "SE Ocaña 220 kV" desde el caso base de análisis (sin proyectos evaluados), que no es afectada considerablemente por la entrada de los proyectos en evaluación. Sin embargo, estos resultados deben ser considerados como una alerta temprana a considerar.

Finalmente, con la conclusión de viabilidad técnica de los proyectos, son presentados los resultados de la viabilidad técnico/económica, considerando únicamente estimaciones de Demanda No Atendida (DNA). De estos análisis, se obtiene un índice de beneficio/costo (B/C) superior a 1, concluyendo la **viabilidad** técnico/económica de los proyectos evaluados y socializados.

Durante la presentación de los resultados, por parte de los asistentes al CAPT son desarrolladas intervenciones con comentarios y aportes asociados a la evaluación y considerandos de la obra:

- ISA INTERCOLOMBIA menciona que se debe considerar el hecho de que los SVC, tecnológicamente, son algo difíciles de conseguir, planteando la posibilidad de instalar un STATCOM en su lugar.
- EPM, dice que se determine la manera de encontrar la mejor ubicación para el SVC de manera que beneficie a la mayor cantidad de nodos.
- De los asistentes se comenta sobre el considerando asociado a la posición neutral de los taps de los trafos, sugiriendo que cambiarlos ayuda a hacer una mejor optimización de la potencia reactiva del área y encontrar otro tipo de señales, en general los trafos del área nordeste están en una posición de la que no se mueven, exceptuando en Piedecuesta, es sugerencia para un estudio futuro ver esto. EPM comenta que: *" de acuerdo con los lineamientos de planeación, el movimiento 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. 205

taps se deja como recurso para la operación, por eso se modelan así". A su vez, Gabriel Paez dice en el chat: "de acuerdo, sin embargo, queda la sugerencia de hacer la sensibilidad, planear con unos supuestos y operar en otra condición puede hacer que el impacto planeado y el real difieran" y EPM responde: " Sí pero nos quedamos sin recursos operativos para las variables con incertidumbre" "o no identificadas necesidades dados los supuestos"

- EPM dice que si se compara un STATCOM con un SVC, un beneficio a favor del STATCOM es que tiene una curva de operación en la cual tiene menos posibilidades de cesar su aporte reactivo en bajas tensiones, cuando se presenten fallas, el SVC debe ayudar a recuperar los requerimientos de potencia reactiva, si la falla es cercana al SVC, la tensión de conexión puede caer y en esos rangos de tensión el SVC entrega 0 MVar, el STATCOM tiene un mejor comportamiento en tensiones bajas lo que hace que no se presente esta situación .
- ENLAZA pregunta cómo se llegó a ese valor de 80 MVar y si son capacitivos o inductivos. Así mismo, también dice que el STATCOM ocupa menos espacio en la subestación con la ventaja de que el STATCOM es simétrico, entonces teniendo en cuenta lo que se quiere solucionar, puede que el SVC sea mejor para este caso.

De los comentarios presentados, la UPME evaluará cada uno de los mismos, sopesando su pertinencia para los análisis y tareas que se desarrollan al interior del grupo de transmisión.

5.5. S/E Amanecer

Se inicia la presentación con un corto análisis de lo concluido en el CAPT 204, de donde surgió la necesidad de establecer mesas de trabajo con ENEL y con CELSIA debido a las desventajas que presentaba la conexión a 220 kV de la SE Amanecer. El derrotero de estas mesas y los temas tratados se presentan a continuación.

CAPT No. 205

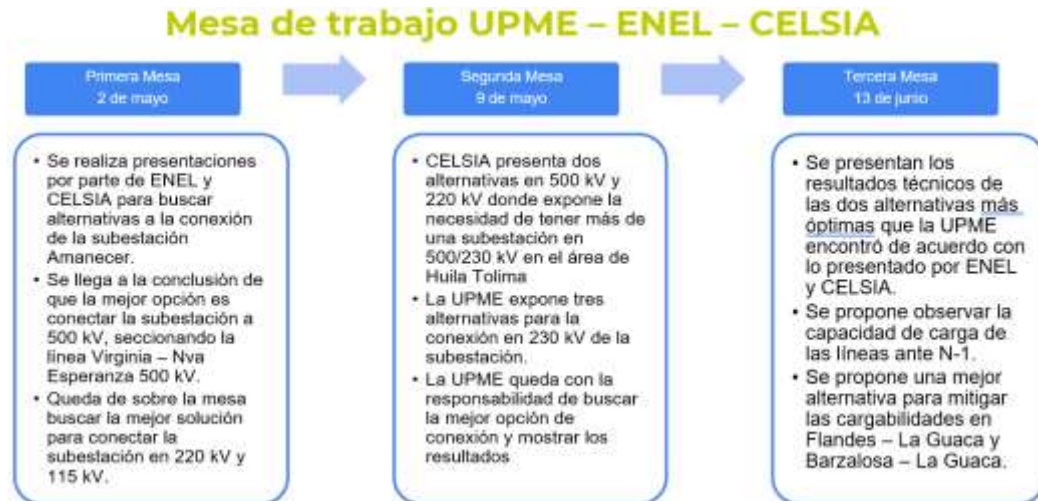


Figura 32. Mesa de trabajo ENEL-CELSIA-UPME.

De estas reuniones, se concluyó principalmente en dos alternativas, las cuales fueron analizadas y cuyos resultados se presentan en el presente CAPT:

A continuación, se presenta el diagrama unifilar y ubicación de la alternativa 1.

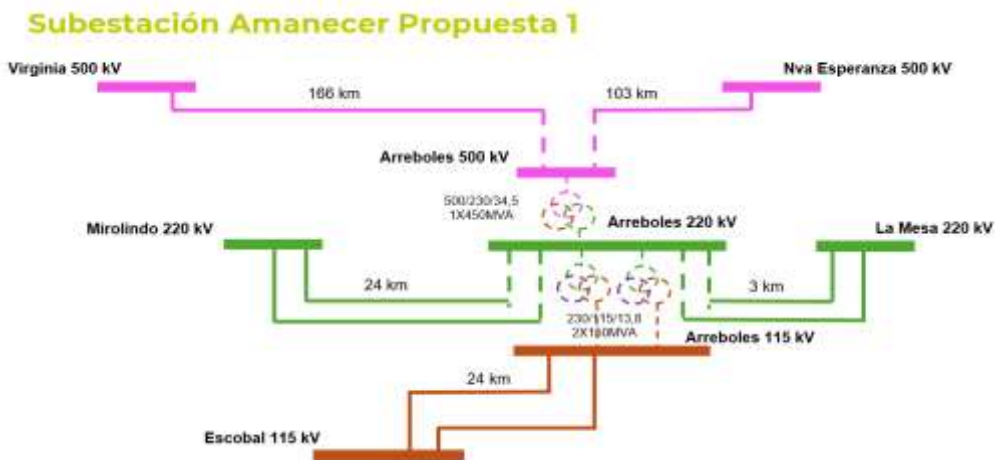


Figura 33. Alternativa 1 propuesta por CELSIA.

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. 205



Figura 34. Ubicación geográfica alternativa 1 propuesta por CELSIA.

Seguidamente se presenta lo propio para la alternativa 2.

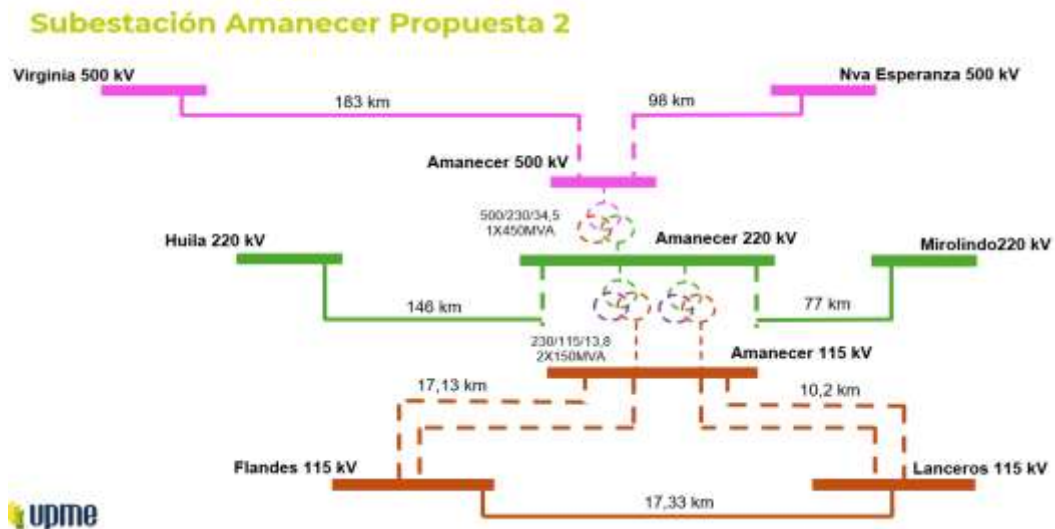


Figura 35. Alternativa 2 propuesta UPME.

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. 205

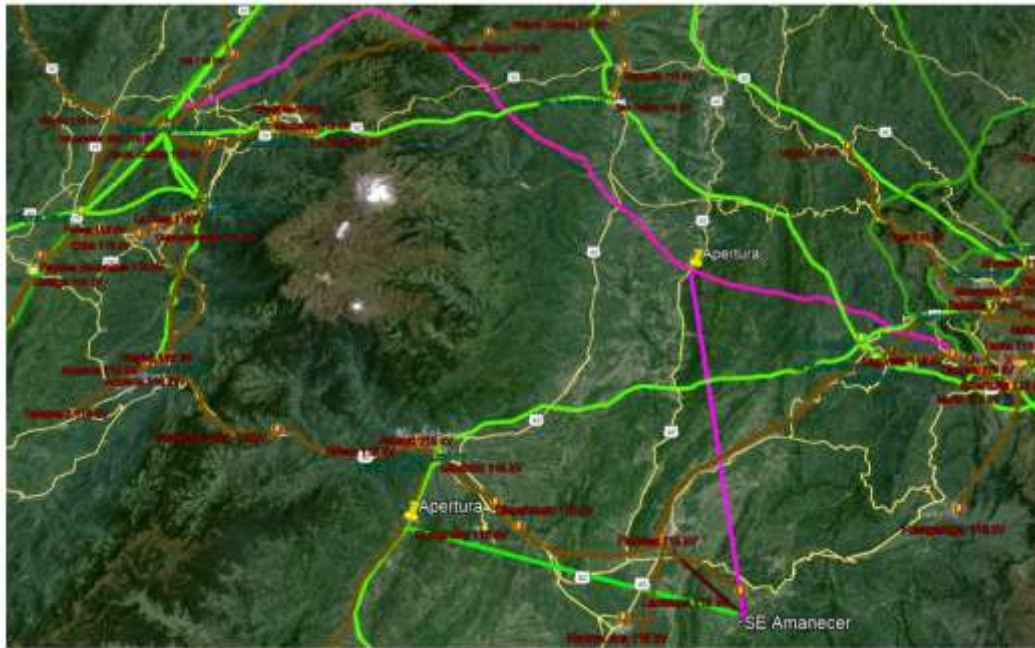


Figura 36. ubicación geográfica alternativa 2.

Con base en los diagramas presentados, el ISA INTERCOLOMBIA realiza la consulta de si se consideró la transformación directamente 500/110 kV, sin hacer el paso por 220 kV, ante lo cual UPME responde aclarando que este escenario se tuvo en cuenta en la segunda mesa UPME- CELSIA- ENEL, encontrando que a 220 kV había menos restricciones.

Presentando el análisis de resultados, para el caso base, se observa como ambas alternativas ayudan a aumentar los niveles de tensión, alejándose del nivel mínimo de 0,9, tal como se observa en la siguiente imagen.

CAPT No. 205

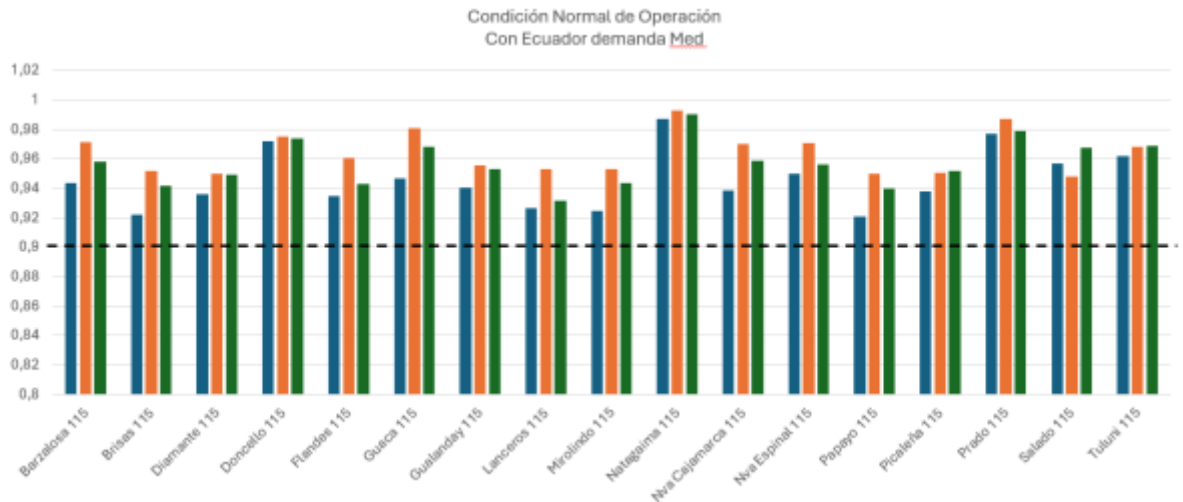


Figura 37. Resultado tensiones condición red completa.

En cuanto a la cantidad de sobretensiones y subtensiones los resultados son similares, esto es, ambas alternativas ayudan significativamente a reducirlas, tal como se aprecia a continuación.

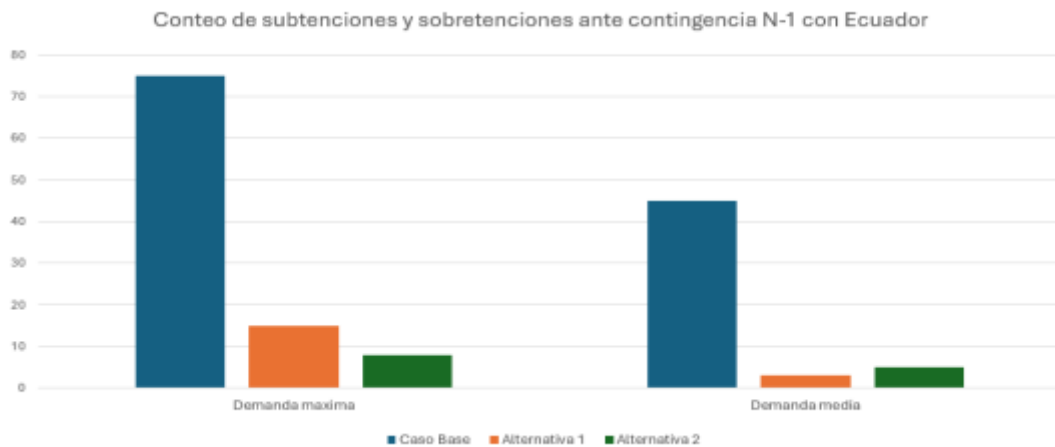


Figura 38. Conteo de subtensiones ante contingencia N-1.

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. 205

Para el análisis de capacidad de carga, se encontró que, ante las contingencias más fuertes de la zona, los proyectos tratan de reducir las restricciones, aunque no logran mitigar algunas de estas. También se pudo evidenciar como en el escenario más crítico, demanda media, la alternativa 2 ayuda bastante a reducir el número de restricciones al tanto que la alternativa 1 hace que se aumenten.

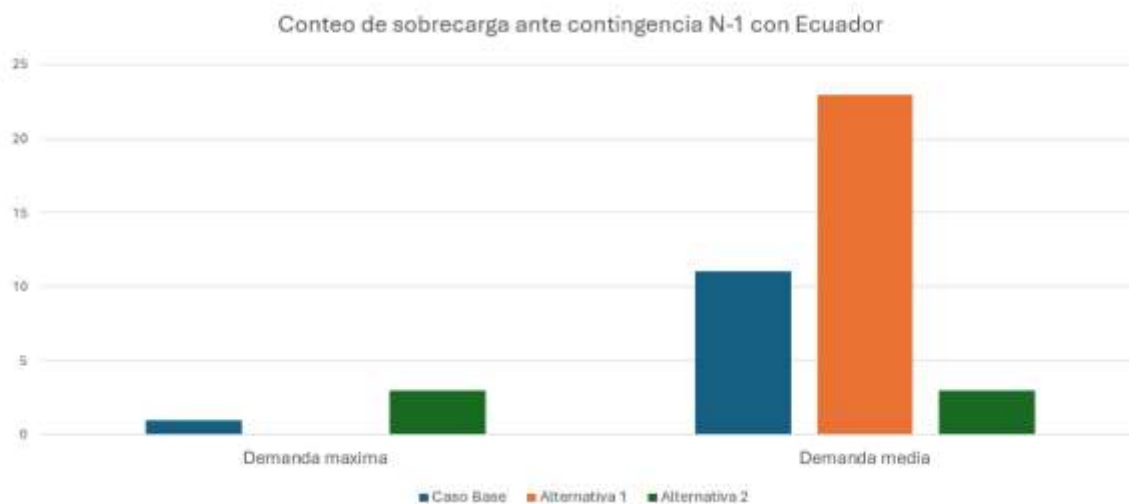


Figura 39. Conteo de violaciones en sobrecarga ante contingencia N-1.

Con base en los resultados expuestos, previamente tratados con ENEL y CELSIA en la mesa de trabajo No. 3, se concluyó que la alternativa más viable es la 2. Lo anterior también sumado al hecho de que, en cuanto al aumento de capacidad de interrupción, la alternativa 2 tiene un menor impacto, principalmente en 220 kV.

Finalizado la presentación de los resultados, se muestran algunos análisis realizados en una cuarta mesa de trabajo con CELSIA, quien exponía su preocupación por altas cargabilidades ante contingencia N-1, de donde surge la siguiente propuesta, la cual adicionalmente sugieren se tenga en cuenta con la línea Mirolindo-Gualanday:

CAPT No. 205

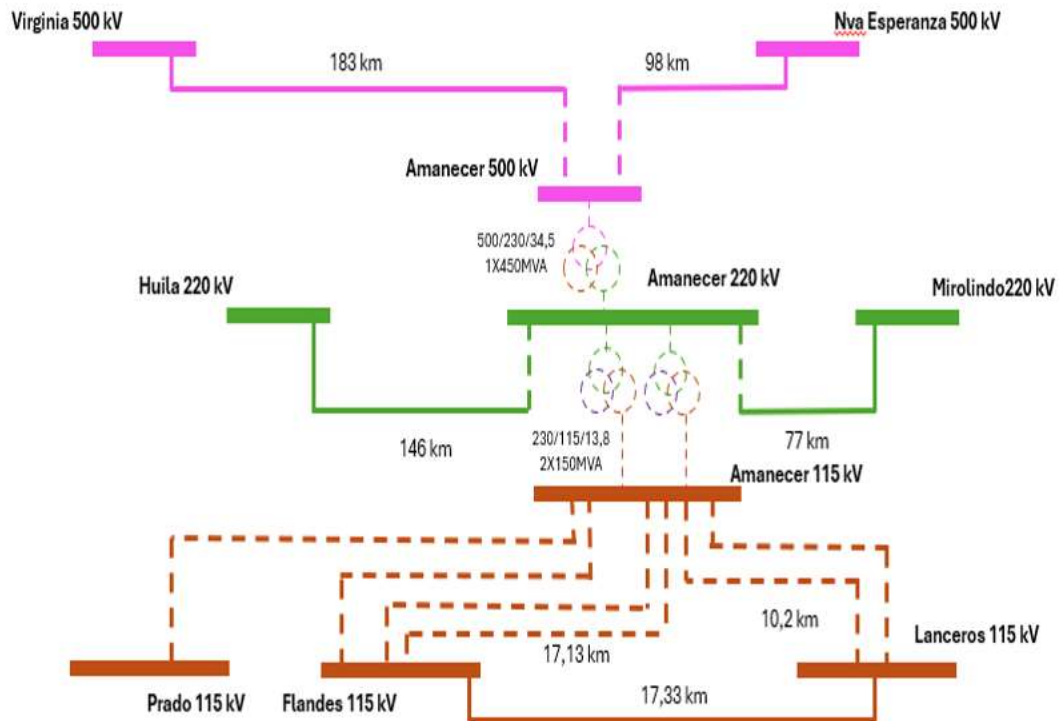


Figura 40. Alternativa 3, propuesta por CELSIA.

Hechos los análisis, se pudo observar que efectivamente en cuanto a tensiones, ambas alternativas (alternativa 2 y nueva alternativa 3) ayudan a mejorar los niveles de tensión y por su parte, en cuanto a cargabilidades, ayudan a reducir la cargabilidad, tanto en condición normal de operación como ante contingencia N-1. En cuanto a corrientes si se pudo ver que la alternativa 3 presenta mayores niveles de cortocircuito.

CAPT No. 205

Análisis de cortocircuito

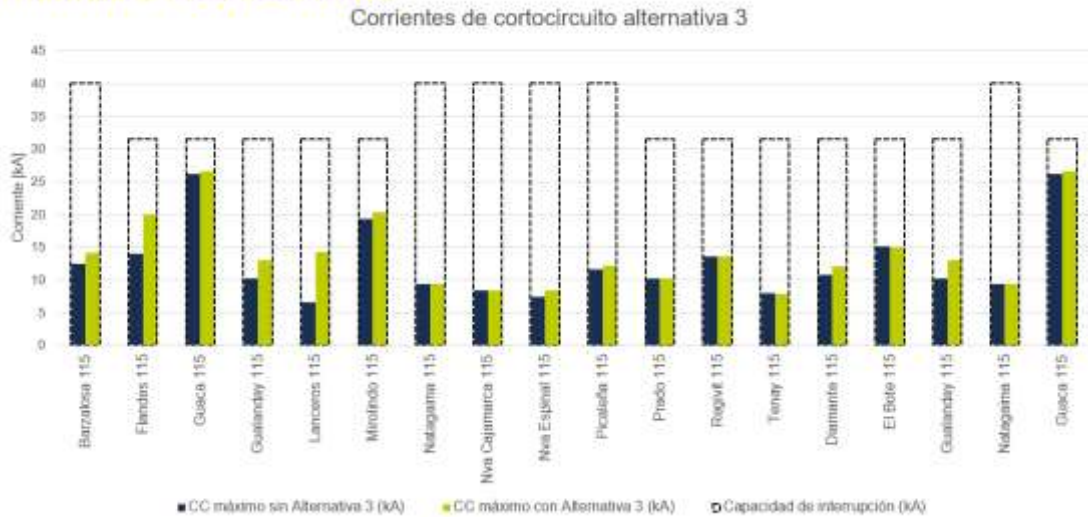


Figura 43. Resultado de cortocircuito.

Por último, en la mesa de trabajo más reciente a la fecha, con ENEL y CELSIA se presentaron tres nuevas alternativas, incentivadas principalmente por la preocupación del nivel de cortocircuito en la subestación Nueva Esperanza 115 kV y la necesidad de no aumentar la impedancia de la línea Virginia-Nueva Esperanza 500 kV. Estas alternativas se presentan a continuación y están en proceso de análisis por parte de la UPME.

CAPT No. 205

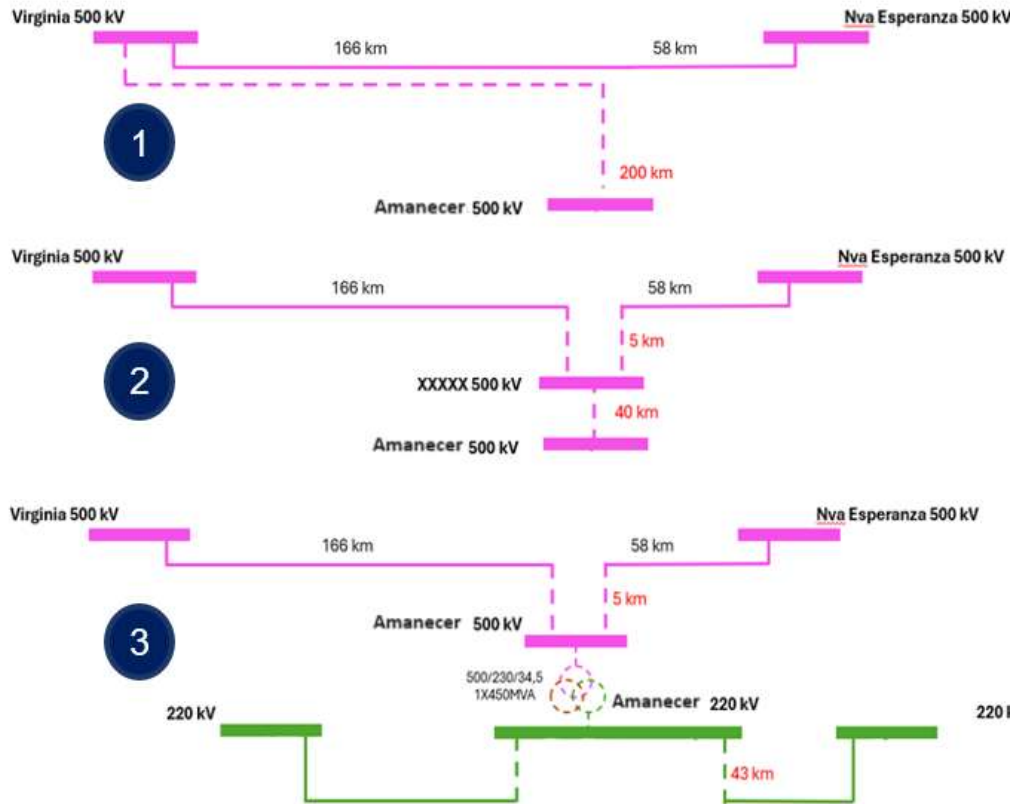


Figura 44. Propuestas para la reducción de impedancia ante el seccionamiento de la línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV, propuesta por ENEL.

Finalmente, ENLAZA resalta la gran importancia de los OR en la búsqueda de la mejor alternativa, trabajo que se ha venido haciendo con las mesas de trabajo. Igualmente, hace la recomendación de tener en cuenta posibles restricciones por sobretensión en los escenarios de demanda mínima que pueden resultar a causa de la reducción de la longitud de la línea de 500 kV.

6. Varios

- **Socialización Mesas Técnicas en el área de oriental:** La Unidad y Enel han venido revisando el estado de los proyectos que se tienen en el área Oriental y se

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. 205

han estado evaluando alternativas, tanto en la frontera con Boyacá y Oriental como en Huila-Tolima donde se tiene el proyecto de Amanecer, que también es una conexión entre Oriental y Huila-Tolima ya que se requiere mejorar la conexión entre las áreas dado los cinco medios que se tiene en intercambio por el STR.

- **Socialización Mesas Técnicas en el área de Boyacá-Casanare:** El 28 de mayo se sostuvo una reunión con EBSA para tratar el tema de la mesa técnica en donde se está trabajando el método de cortocircuito relacionado con las barras de STR y STN. Adicionalmente se ha discutido sobre el segundo circuito Santa María- Tunjita - Guateque-Sesquilé. Básicamente lo que se busca es una alternativa de ejecución ágil que pueda mitigar el tema de las restricciones que se están teniendo en la sabana norte de Bogotá, que tienen que ver con el crecimiento de la demanda que se está presentando allá. El tiempo estimado de ejecución de esa obra es aproximadamente 4 años, ya que hay bastantes lugares ambientales que están protegidos; a lo que ellos denominan como la cuchilla negra, por lo cual hay bastantes dificultades para el licenciamiento ambiental. De igual manera también se manifiestan dificultades con las comunidades respecto a estos proyectos de transmisión.

Es por esto que EBSA finalmente concluye, que descarta esta obra porque el tiempo que demoraría su ejecución coincide con lo que sería la entrada en operación de la subestación Norte, y esta se diseñó para suplir la demanda de la sabana norte de Bogotá.

Por otro lado, EBSA indica que tienen intención de terminar el contrato de representación que tienen con ISA INTERCOLOMBIA sobre la línea y el enlace Guateque-Sesquilé, para lo cual se espera terminar el plazo que se tiene estipulado en ese contrato para darle la finalización

- **Aclaración sobre la continuación del proceso de análisis del proyecto HVDC:** Con respecto al proyecto de HVDC, se hizo una primera etapa de análisis técnico sobre la ruta, las tecnologías y las subestaciones a las cuales se tienen de candidatas para la conexión del Circuito del HVDC. Sin embargo, ya que es una obra de gran magnitud y dado a la zona en la que está ubicada, se está realizando un proceso adjudicación de consultoría para verificar los impactos, los riesgos sociales, ambientales y todos estos costos ocultos que puede tener la obra. Lo anterior permitirá tener una visión más certera de los beneficios que se puede



CAPT No. 205

obtener de dicha obra. Se está a la espera de unos recursos para poder adjudicar esta consultoría.

COMPROMISOS - PARTICIPANTES

Tabla 7. Compromisos y tareas.

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Revisar la normatividad sobre la conformación del CAPT después de un plan de expansión	UPME	Próximo CAPT
Revisar el ajuste de la FPO de Pasacaballos	UPME	Próximo CAPT

FIRMAS

José Vicente Melo
Presidente

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General UPME
Secretario Técnico

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).