

Memoria de reunión área Caribe

Fecha: 14 de agosto de 2023.

Participantes:

- MINENERGÍA.
- XM-CND.
- TRANSELCA.
- AIR-E.
- AFINIA.
- GECELCA.
- PROELECTRICA.
- TERMONORTE.
- TEBSA.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- GEB-ENLAZA.
- CNO.
- SSPD.
- UPME.

1. Situación Caribe, GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar (CND-XM)

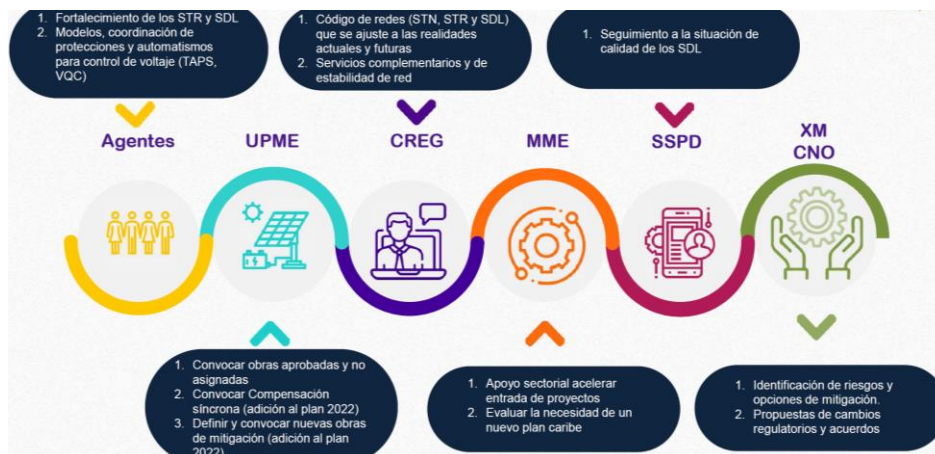
El operador del sistema presentó la situación actual y esperada de esta parte del SIN. A continuación, se listan los aspectos más importantes:

- El 46 % de las restricciones naturales del SIN se ubican en el área Caribe, es decir, 75 “cortes” activos. Con relación a las restricciones en red degradada, el 29 % de las restricciones se ubican en esta fracción del SIN, es decir, 237 “cortes”.
- El 74 % de la Demanda No Atendida-DNA de todo el SIN se concentra en el área Caribe.
- El 90 % de los costos de reconciliación positiva en el SIN están asociados a las restricciones del área Caribe.
- La red del STR en el Caribe se encuentra agotada, el 74 % de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, 40 en total, están instalados en el área Caribe.
- Por agotamiento de la red durante el año 2023 se han dado, a la fecha, 78 instrucciones de racionamiento por parte del CND a los Operadores de Red.
- Las subáreas Bolívar y GCM afrontan actualmente el Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión, FIDVR por sus siglas en inglés.

- El límite de importación del área esta acotado por las “radialidades” de las subáreas (El Paso, El Banco y La Jagua a nivel de 110 kV, Gambote, Zambrano, Calamar y San Jancito a nivel de 66 kV), que imponen bajas tensiones, e inclusive, la necesidad de racionar carga para operar el SIN bajo los criterios operativos definidos por la reglamentación actual. Esta situación se torna más crítica ante indisponibilidad de la generación local.
- Trece (13) subestaciones del STN y STR tienen un nivel de corto circuito superior al 100 % de su capacidad de corte. Siete (7) se ubican entre el 95 y 100 % de dicha capacidad de interrupción. Lo anterior representa un riesgo de daño permanente de equipos ante fallas.
- Mas de 20 subestaciones del STN y STR tienen una configuración poco flexible (anillo y barra sencilla), lo cual representa un riesgo para la confiabilidad del SIN ante falla o indisponibilidad de un elemento.
- En resumen, el CND hace el siguiente diagnostico respecto al área Caribe:
 - ✓ Retraso sistemático de las obras de expansión de la infraestructura del SDL, STR y STN.
 - ✓ Niveles de cortocircuito en varias subestaciones que superan los valores de diseño.
 - ✓ Nodos radiales que han agotado su capacidad.
 - ✓ Zonas con déficit de control dinámico de potencia reactiva, aporte de inercia y aporte de cortocircuito.
 - ✓ Alta dependencia de la infraestructura de transporte de gas y la disponibilidad del parque térmico de generación.
 - ✓ Aumento de cargas con dinámicas complejas asociadas con aires acondicionados y equipos de refrigeración.
 - ✓ Alta exposición al Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión-FIDVR.
 - ✓ Alta propagación de eventos desde el STR al STN (huecos de tensión).
 - ✓ Crecimiento de la demanda.
 - ✓ Desviaciones entre la demanda programada y la demanda real.
 - ✓ Agotamiento de opciones de relajación de criterios (ESPS-CREG 224 de 2016).

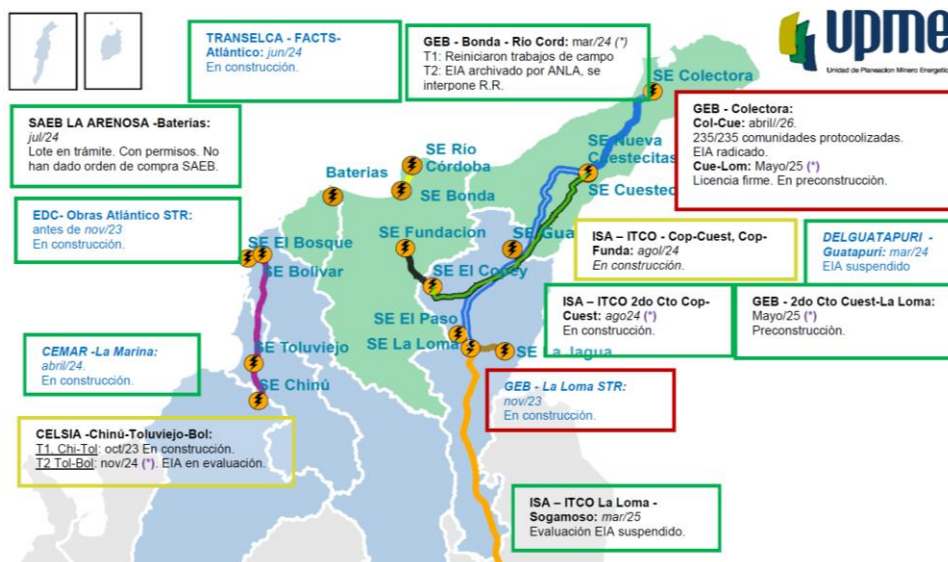
- ✓ Incremento en volumen y complejidad de los mantenimientos, debido en algunos casos por las configuraciones actuales de varias subestaciones del STN y STR.

Finalmente, el CND plantea las siguientes recomendaciones, las cuales se observan en la siguiente gráfica, y sugiere a MINENERGÍA *“la definición y ejecución de un plan de acción para mitigar los riesgos del área Caribe, y garantizar la operación segura y confiable del SIN en el corto, mediano y largo plazo”*.



2. Proyectos del área Caribe y cronograma de proyectos pendientes por adjudicar

La UPME socializó el estado de avance de los proyectos de expansión en el STN y STR de la región Caribe, el cual se muestra en la siguiente gráfica:



Asimismo, la Unidad informó que próximamente dará apertura a 15 convocatorias, dos (2) de las cuales se ubican en la subárea Bolívar, Carreto y

Pasacaballos específicamente. Adicionalmente, indicó que está bajo análisis la compensación sincrónica a nivel de STR sugerida por el CND, y que una vez establezcan su viabilidad económica, determinarán el mecanismo de ejecución de estos proyectos (no implica convocatoria necesariamente). Finalmente, comentó que se dará prioridad a todos los proyectos que se definan en las áreas Caribe, Oriental y Chocó.

3. Medidas de mitigación para Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM (AFINIA)

El Operador de Red-OR socializó las medidas de mitigación que está gestionando para evitar las instrucciones de racionamiento que actualmente se dan desde el CND por agotamiento de la red del STR. En la siguiente gráfica se observa el número de usuarios afectados por dicho agotamiento.



Es importante mencionar que esta situación también se presentó en el año 2019, motivo por el cual el OR implementó algunas acciones, que, si bien mitigaron dicha problemática, se agotaron por el crecimiento de la demanda y el atraso de los proyectos de expansión. En la siguiente tabla se muestra el resumen de las medidas:

Condición Operativa Identificada	Medida de Mitigación	FPO	Obra de Expansión Definida	FPO	Comentarios
Bajas tensiones Corredor El Banco y El Paso 110kV.	- Instalación TRF Provisional SE El Paso 34/13.8kV	oct-23	La Loma STN/STR 500/110kV.	nov-23	- Afinia instalará el transformador de manera provisional a más tardar el día 31 de agosto de 2023. - Afinia y CNO solicitaron mediante circular 118 el alquiler o disponibilidad de un transformador con estas características.
Bajas tensiones SE Gambote 66kV y sobrecarga LN TER - GBT 66kV.	1. Traslados de carga de Gambote a Terciarios Ternera. 2. Instalación de un Banco de compensación provisional en María La Baja 34.5 kV 3. SE Provisional Nueva Arjona Fase 1: Instalación de un TRF provisional en la línea LN-717. Fase 2: Construcción de aprox. 8 km de red a 66 kV y traslado del BC a San Estanislao 34.5 kV	Pendiente ANI. dic-23 Pendiente	Carretero 500/66 kV	Maz-27	1. Afinia se encuentra tramitando permisos con la ANI para la construcción de aprox. 12 km de red a 13.8kV para realizar traslados de carga. 2. Afinia se encuentra en proceso de adquisición de equipos para la instalación del BC. 3. Afinia se encuentra en análisis técnicos para remitir solicitud a UPME para aprobación de obras a nivel de STR con el proyecto en las fases mencionadas.
Bajas tensiones Mompos 110kV y sobrecarga Línea CHI-SCE 110kV.	- Ampliación de la capacidad del transporte nominal de la LN CHI-SCE hasta su límite térmico.	nov-23	Instalación de BC de 16 Mvar en la SE Mompos 110kV - Nueva Magangué 500/110 kV	oct-23 2027	En Ejecución. Afinia se encuentra en la elaboración del estudio técnico - económico para remitir solicitud a UPME para aprobación de obras a nivel de STR.
- Sobrecarga Del transformador de El Carmen. - Bajas tensiones corredor El Carmen 110kV, Zambrano, San Jacinto y Calamar 66kV.	- Instalación 2do TRF El Carmen 110/66/13.8 kV conectado de manera provisional a nivel de 110/66kV. - SE Provisional Nueva Arjona Fase 2: Construcción de aprox. 8 km de red a 66 kV y traslado del BC a San Estanislao 34.5 kV	sept-23 Pendiente	Carretero 500/66 kV	Maz-27	-Afinia se encuentra realizando adecuaciones para la conexión provisional del TR por alta y media. - Afinia se encuentra en análisis técnicos para remitir solicitud a UPME para aprobación de obras a nivel de STR con el proyecto en las fases mencionadas.

Respecto a la tabla anterior vale la pena resaltar:

- Si bien bajo circular 118 el Consejo indago con los transportadores nacionales, regionales y operadores de red la posibilidad de contar con un transformador 34.5/13.8 kV para implementar la medida de mitigación que evitaría la materialización de Demanda No Atendida-DNA en las subestaciones el Banco y El Paso a nivel de 110 kV; AFINIA manifestó que ya no lo necesita.
- Respecto a los traslados de carga desde Gambote a Ternera a través de la construcción de 12 km de red a nivel de 13.8 kV, AFINIA mencionó que la Agencia Nacional de Infraestructura-ANI no autorizó el tendido de esta línea de distribución bajo la connotación de emergencia, lo cual retrasa la implementación de esta medida de mitigación. Al respecto, la UPME comentó que la ANI expidió una Resolución que “*prácticamente obliga*” a soterrar toda la infraestructura de distribución en zonas urbanas.

Finalmente, respecto a los proyectos de expansión, el OR los resumió tal como se muestra en las siguientes tablas:

PROYECTO	FPO	CONCEPTO UPME STR	CONCEPTO UPME STN
La Loma 500/110 kV 2 x 150 MVA y Obras asociadas	Nov - 2023	En Ejecución	Ejecutado
Normalización 2do TR SE El Copey de 100MVA	Nov - 2023	Sí	
Subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV 2 x 150 MVA	Dic - 2025	Sí	Sí
Pasacaballo 220/110 kV 2 x 150 MVA	Ene - 2027	Sí	Sí
Carreto 500/66 kV 2 x 150 MVA	Mar - 2027	Sí	Sí
Nueva Sahagún 500/110 kV	2025	Estudio presentado a la UPME 2020	Sí

PROYECTO	FPO	CONCEPTO UPME STR
Nueva Guatapurí 110 kV	2024	Si – Por Convocatoria
La Marina 66 kV	2024	Si – Por Convocatoria
Reconducción LN VIE – BOL y BOL – BYC 66kV	Dic - 2023	Sí
Compensación SE Mompox 110 kV	Oct - 2023	Sí
Campestre 66/13.8 kV 2 x 50MVA	Dic - 2024	Sí
Turbaco 110/13.8 kV 30 MVA	Dic - 2024	Sí
Nueva Lorica 110/34.5 kV 2 x 30 MVA	2027	Pendiente Concepto UPME
Interconexión la Loma – EL Banco – Mompox 110 kV y compensación capacitiva	2028	Pendiente Concepto UPME

4. Medidas de mitigación para Atlántico y Magdalena (AIR-E)

AIR-E presentó la medida de mitigación que recientemente implementó para reducir el nivel de carga de la línea Tebsa-Unión 110 kV, esta consiste en la instalación de un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS. Vale la pena mencionar que esta restricción de “cargabilidad” se presentó por la entrada parcial de las obras asociadas a la convocatoria Atlántico (UPME STRO2-2019).

Con relación a los proyectos de expansión, la siguiente tabla resume las obras de corto, mediano y largo plazo:

Proyecto	Fecha de Entrada en Operación-FPO
Atlántico STR 02-2019.	Diciembre de 2023.
Subestación El Río 220/110 kV y redes asociadas.	Diciembre de 2024.
Subestación Palermo 110 kV y redes asociadas.	Diciembre de 2025.
Subestación Galapa 110 kV y redes asociadas.	Diciembre 2024 según concepto UPME, pero OR ha solicitado cambio para 2025.
Subestación Bureche 110 kV y redes asociadas.	Diciembre 2024 según concepto UPME, pero OR ha solicitado cambio para 2026.
Subestación Guacamayal 110 kV y redes asociadas.	Diciembre 2024 según concepto UPME, pero OR ha solicitado cambio para 2026.
Subestación San Juan 110 kV y redes asociadas.	Diciembre de 2025.
Subestación Uribia 110 kV y redes asociadas.	Es un proyecto planteado a la UPME para entrar en servicio en el mes de diciembre del año 2025.

En este punto la UPME pregunta sobre las obras del SDL y STR asociadas a los proyectos de expansión San Juan y El Río, en el sentido de su ejecución. AIR-E comenta que está interesado en el desarrollo de estas obras, pero que envió carta a la CREG solicitando un reconocimiento del proyecto en Unidades Constructivas-UC especiales, ya que las UC de nivel 4 actuales están muy por debajo del real costo de las obras. El OR comenta que estos proyectos tienen una connotación especial, constructivamente hablando.

5. Compromisos

El señor Ministro de Minas y Energía, después de escuchar todas las intervenciones, solicitó al grupo de trabajo:

- Suministrar todas las cartas que el CNO y CND han enviado a las diferentes entidades sectoriales desde el momento que se identificó el agotamiento de la red del área Caribe.
- Presentación por parte de la SSPD de una evaluación de la aplicación del Plan Caribe original, haciendo énfasis sobre lo que se ha implementado y lo que falta.
- Formular un cuadro de control para el área Caribe. Esta tarea fue asignada al CNO y busca generar los elementos suficientes para construir un nuevo Plan Caribe.

- Articulación de todas las entidades del sector al momento de expedir comunicaciones al público en general, sobre todo por la situación actual donde se prevé un fenómeno de “El Niño” fuerte y prolongado.
- Ubicación de los lugares donde se presenta actualmente DNA, ello para hacer, si es posible, un programa de respuesta de la demanda con masificación de plantas solares fotovoltaicas a nivel distribuido (UPME).
- Diseñar el Plan Caribe, versión 2, involucrando todas las entidades, sectoriales y no sectoriales (CNO).
- Simulaciones eléctricas de escenarios, con o sin las medidas de mitigación (CND).

Memoria de reunión área Oriental

Fecha: 3 de agosto del 2023

Participantes:

- MINENERGÍA.
- CNO.
- CND-XM.
- AES.
- EMSA.
- EBSA.
- SSPD.
- UPME.
- ENLAZA-GEB.
- ALUPAR.
- TCE.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- EPM.

El foco de la reunión fue hacer seguimiento a la fecha de entrada en operación de los proyectos de expansión, la revisión de las proyecciones de demanda de potencia para el área Oriental y la formulación de las medidas de mitigación que se necesitan en esta parte del Sistema

1. Seguimiento entrada de proyectos

ENLAZA-GEB

- Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV: El transportador menciona que se presentaron modificaciones sobre el trazado de la línea de transmisión, también manifiesta que se han gestionado en Cundinamarca y Santander manifestaciones sociales, que afectan el desarrollo del proyecto. Sobre las obras a nivel de 230 kV, ENLAZA comenta que el Estudio de Impacto Ambiental-EIA ya fue radicado. **La Fecha de Puesta en Operación sigue siendo la misma, noviembre del año 2025.**
- Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV: El transportador indica que se tienen tres (3) frentes de tramites ambientales, los EIA en Boyacá, Cundinamarca y zona de la subestación Norte. Respecto al Estudio de Impacto Ambiental de Cundinamarca, ENLAZA dice que ya radicaron los requisitos para activar las visitas. Con relación a la zona de la subestación Norte, esperan el Auto de inicio. Finalmente se alerta sobre los riesgos que podrían comprometer la fecha de entrada en operación de esta expansión si no se da respuesta rápidamente a la solicitud de sustracción. **La Fecha de Puesta en Operación sigue siendo la misma, octubre del año 2025.**

ENEL

- Norte 115 kV y redes asociadas: El Operador de Red-OR indica que las rutas correspondientes a las líneas del STR ya fueron seleccionadas, ofertaron a ENLAZA por un lote para la subestación y que la ingeniería de detalle tiene un avance del 32 %. Asimismo, alertan sobre los riesgos que podrían comprometer la fecha de puesta en servicio de esta expansión por la demora en los tiempos de respuesta de la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. **La Fecha de Puesta en Servicio sigue siendo la misma, junio del año 2026.**
- Segunda bahía de transformación 500/115 kV en Nueva Esperanza: El OR indica que sigue pendiente el cambio de la fecha de puesta en operación por parte de la UPME, así como la apertura oficial de su convocatoria, que, según la Unidad, tendrá sus pretérminos publicados el día de hoy. ENEL reitera que necesitan 36 meses para poner en servicio las obras que les corresponde y comentan que la bahía debe ser adjudicada, por tarde, en enero del año de 2024. **La Fecha de Puesta en Servicio, según la Unidad, es diciembre del año 2025.**
- Repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV en la sabana norte de Bogotá: **El incremento de capacidad de transporte de Tenjo-Noroeste estaría en servicio en noviembre de 2023, la de Tenjo-El Sol en marzo de 2024. Dicho incremento para Bacatá-Chía y Bacatá-El Sol estarían en operación a partir de diciembre de 2024.**
- Nueva Esperanza-Indumíl 115 kV: **Se mantiene la fecha de puesta en servicio para diciembre del año 2023.** El OR resalta que ya comenzó el proceso constructivo.
- Guaca-Colegio II 115 kV: Si bien ENEL informa que este proyecto **estaría en servicio para diciembre del año 2025**, persisten las objeciones de algunas personas dueñas de predios, que se resisten a la ejecución de la obra.
- Subestación Occidente 115 kV: Si bien ENEL comentó que esta expansión **estaría en servicio para diciembre de 2024**, el Estudio de Impacto Ambiental-EIA completó dos (2) años en la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca sin respuesta.
- Techo-Veraguas 115 kV: No se observan inconvenientes para la puesta en servicio de esta expansión, que **estaría en servicio para diciembre del año 2024.**

- Subestación Bochica 115 kV: ENEL alerta que la comunidad cercana al proyecto se opone a la ejecución de este, motivo por el cual la fecha de puesta en servicio **se desplazaría de diciembre de 2023 a junio de 2025**.
- Demandas asociadas a los proyectos de movilidad eléctrica para Bogotá: ENEL indica que REGIOTRAM **ha ratificado las necesidades de energía y potencia para diciembre del año 2025**. Al respecto, la Unidad manifiesta que tiene otra información, motivo por el cual sugiere validar la conexión de estas demandas en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021.

ALUPAR

- Virginia-Nueva Esperanza 500 kV: El inversionista del proyecto mencionó que el licenciamiento aún está inconcluso, específicamente en 8 km de la red de transmisión. Lo anterior por la no respuesta del MADS desde el año 2022 sobre la solicitud de sustracción de la Reserva Forestal Productora Cuenca Alta del Río Bogotá. Si bien ALUPAR indicó que **sigue manteniendo la fecha de puesta en servicio para diciembre de 2024** a pesar de lo mencionado previamente, dada la inactividad del Ministerio de Ambiente indicó que próximamente se suspenderán todas las actividades de ejecución de este proyecto.

Vale la pena mencionar que esta obra sería la única que podría estar en servicio antes del pico de potencia del año 2025, y tiene beneficios respecto a la reducción de requerimientos de generación de seguridad para el control de tensiones, a pesar del atraso identificado para el segundo transformador 500/115 kV en la subestación Nueva Esperanza.

EBSA

- Recuperación de la capacidad de transporte de la línea Guateque-Sesquile 115 kV: El Operador de Red indicó que propuso en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo una alternativa de repotenciación de este enlace, el cual consiste en la instalación de un conductor especial (baja impedancia y alta temperatura), el cual podría incorporarse en menos de dos años, considerando que el dueño de los activos es ISA.

ISA-INTERCOLOMBIA indicó que deben validar el caso de negocio (técnica y financieramente), lo cual demoraría alrededor de cuatro (4) meses. La SSPD indicó que enviará una carta al transportador para que ellos contesten lo más pronto posible dada la crítica situación del área.

Finalmente, AES Colombia solicita que se analicen las condiciones de evacuación de la planta de generación Tunjita durante los trabajos de repotenciación del enlace Guateque-Sesquile 115 kV.

EMSA

- Conexión entre las subestaciones Suria y Santa Helena (800 m de red): El Operador de Red indica que el proceso sigue sin ningún inconveniente y **la fecha de puesta en servicio es noviembre del año 2023.**

Después de hacer el “barrido” de todos los proyectos de expansión, la UPME sugiere al CNO que formule un cuadro de control con todas las obras, fechas de entrada en servicio, riesgos identificados, responsables y observaciones.

2. Revisión de las proyecciones de demanda de potencia

En la siguiente tabla se presenta la revisión del pico de potencia (MW) para los años 2024, 2025 y 2026.

Año	ENEL	EMSA	RUBIALES (sin 88 MW condicionados a los proyectos de expansión)	SAN FERNANDO (MW aprobados)	SAN FERNANDO pico de potencia histórico	Total, con San Fernando MW aprobados	Total, con potencia San Fernando pico de potencia histórico
2024	2608	261	192	209	180	3270	3241
2025	2832	270	192	209	180	3503	3474
2026	2897	278	192	209	180	3576	3547

De la tabla anterior se puede concluir:

- El valor de potencia que activa todos los riesgos para el área Oriental, 3500 MW, se podría alcanzar en el año 2025.
- ENEL indicó que los valores reportados consideran limitaciones a las conexiones de demanda, ello por la situación actual del área Oriental. Asimismo, aclara al CND que las cargas ODATA, COTA y PELDAR no están contemplados en los valores informados, ya que su incorporación al sistema está condicionada a la entrada de los proyectos de expansión del STN.
- Ante el panorama descrito, el grupo de seguimiento está de acuerdo en la necesidad de definir rápidamente medidas de mitigación para el periodo 2024-2025.

3. Medidas de mitigación para el área Oriental

El CND presentó las medidas de mitigación que previamente había socializado en el grupo de seguimiento durante el año 2021, en la búsqueda de reducir los requerimientos de unidades equivalentes para el control de tensión y soporte de potencia reactiva, e incrementar el límite de importación del área Oriental. Después de analizar cada una de ellas, se acuerda en la reunión contemplar solamente aquellas que podrían ser implementadas para el periodo 2024-2025. En este sentido, las obras a considerar, inicialmente, son las siguientes:

- Instalación dispositivos DFACTS en el corredor doble circuito Purnio-Noroeste 230 kV.
- Repotenciación del corredor doble circuito San Felipe-La Mesa 230 kV.
- Sistemas de Almacenamiento Electroquímico a través de Baterías-SAEB en la subestación Termozipa 115 kV (180 MW).
- Instalación de un STATCOM en el norte de la sabana de Bogotá.
- Compensación sincrónica en la subestación Termozipa 115 kV.

Se acuerda convocar una reunión de trabajo entre CND, UPME, ENEL, ENLAZA e ISA-INTERCOLOMBIA, para analizar cada una de las opciones de mitigación, sugerir otras, y estudiar los espacios disponibles en las diferentes subestaciones candidatas. El objetivo al final es establecer un curso de acción y plantear acciones, inclusive regulatorias, para la puesta en servicio de estas medidas de choque lo más pronto posible.

Adicionalmente, se acuerda definir las obras complementarias que necesita el área Oriental para soportar el crecimiento de la subárea Bogotá a partir del año 2026, específicamente en la sabana norte y el suroccidente de la ciudad. En este sentido, la UPME se compromete a analizar técnica y económicamente las propuestas de ENEL, Sopo 230 kV y Corzo 500 kV.

4. Compromisos

UPME:

- i. Para el 8/08/23, enviar a MINENERGÍA la solicitud de cambio de la Fecha de Puesta en Operación-FPO de la bahía a 500 kV del segundo transformador 500/115 kV en la subestación Nueva Esperanza.
- ii. Lo más pronto posible, contrastar con REGIOTRAM la FPO de Occidente y Metro, lo anterior en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021.
- iii. Para el 11/08/23, consolidar en un archivo compartido todas las alternativas de mitigación para el área Oriental (STATCOM, SVC, DFACTS, SAEB, Condensadores Síncronos, repotenciaciones, Potencia localizada, etc.) en el periodo 2024-2025. Adicionalmente, consultar por los espacios disponibles en las diferentes subestaciones para implementar dichas medidas tentativas.
- iv. Para el 15/08/2023, reunirse con CND, ENEL, ITCO y ENLAZA para analizar en una sesión de trabajo los análisis técnicos de cada una de las alternativas del punto anterior.

- v. Para el 31/08/2023, culminar las evaluaciones técnico-económicas de la propuesta de ENEL Sopo 230 kV y redes asociadas, buscando que este proyecto, si es viable, sea adoptado lo más pronto posible.
- vi. Para el 30/09/2023, culminar las evaluaciones técnico-económicas de la propuesta de ENEL Corzo 500 kV y redes asociadas, buscando que este proyecto, si es viable, sea adoptado lo más pronto posible.

SDDP:

- vii. Enviar lo más pronto posible carta a ISA-INTERCOLOMBIA para agilizar la respuesta del transportador a EBSA, respecto al interés o no de la repotenciación de la línea Guateque-Sesquile 115 kV.

ENEL:

- viii. Enviar a la UPME lo más pronto posible el resumen de las cargas aprobadas como Operador de Red antes de la Resolución CREG 075 de 2021.

CNO:

- ix. Enviar urgentemente comunicaciones hacia el Gobierno Nacional sobre la situación del área oriental, y otra con destino al MADS con foco en la necesidad de que entre lo más pronto posible el proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV.
- x. Construir cuadro de seguimiento de las medidas de mitigación y proyectos de expansión, donde se identifique: descripción, FPO, limitaciones técnicas, limitaciones logísticas, responsables, pasos a seguir.

Memoria de reunión subárea DISPAC

Fecha: 14 de agosto de 2023.

Participantes:

- DISPAC.
- MINENERGÍA.
- CNO.
- UPME.
- CND-XM
- SSPD.

1. Situación DISPAC (CND-XM)

- El CND presentó la condición actual de esta subárea, haciendo referencia a la máxima demanda atendible, que es 24 MW, las elevadas tasas de falla sobre la infraestructura a nivel de STR y el incremento de la Demanda No Atendida en el departamento de Chocó. Adicionalmente, el CND aclaró que la red está agotada y no cumple con los criterios operativos establecidos en el Código de Redes, ya que ante eventos N-1 las tensiones son inferiores a 0.9 en p.u. y se presentan niveles de carga superiores al 100 %
- El CND socializó nuevamente las obras de expansión que ha recomendado a la UPME para eliminar estructuralmente las restricciones identificadas. Estas propuestas presentan relaciones beneficio/costos muy superiores a 1. Las obras son: **i)** segundo corredor Virginia-Bolombolo 115 kV; **ii)** Corredor en doble circuito Hispania-Quibdó 115 kV.

Respecto a este punto, la UPME mencionó que sus evaluaciones económicas no reflejan dichos valores, y ello se debe a que cuantifican los beneficios de las obras ponderándolos con la probabilidad de ocurrencia de una contingencia. El CND comentó que, cualquier demanda superior a 24 MW implicaría un racionamiento preventivo, motivo por el cual no pondera esta demanda de forma probabilística.

Finalmente, el CNO recomendó a la UPME y CND mirar conjuntamente la metodología de cuantificación de beneficios.

2. Plan de Expansión de DISPAC

- El Operador de Red presentó los resultados técnicos de las dos compensaciones capacitivas a nivel de 110 kV en la subestación Certegui, 2 x 15 MVar. Los datos evidencian que no se evaluaron los años 2024, 2025 y 2026, y para los años 2027 y 2032 hay escenarios donde con la compensación activa

por etapas, ante contingencia se presentan altas y bajas tensiones, violándose los criterios operativos establecidos en la reglamentación actual.

Al respecto, si bien la UPME aclaró que es consciente respecto al alcance del plan de expansión presentado en esta reunión (compensaciones), tiene claro que el OR sigue formulándolo y espera culminarlo antes de finalizar el 31 de agosto del año en curso. De todas maneras, los resultados permiten concluir que la compensación no representa una solución de mediano plazo. Es más, la Unidad aclara que con la información presentada no tienen los elementos suficientes para convocar la obra, máxime sin conocer la obra de expansión estructural de largo plazo. Por lo anterior, se sugirió revisar otras medidas, como un SVC, que puedan ser complementariamente en el mediano y largo plazo.

- Finalmente, se acordó para el 18/08/2023 convocar una reunión UPME-CND-DISPAC-Consultor, ello para orientar a este último y al OR respecto a las obras que se necesitan en el mediano y largo plazo. XM en este punto solicitó al OR presentar un avance del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS y las medidas de recuperación de la compensación capacitiva a nivel del SDL.

3. Medidas de mitigación DISPAC

- Respecto a la recuperación de los 12.2 MVAR de compensación capacitiva a nivel de distribución-SDL, no se reporta ninguna novedad, es decir; 7.2 MVAR estarán en operación al finalizar el mes de septiembre del año 2023 y los 5 MVAR adicionales antes de finalizar el presente año.
- Para el ESPS el Operador de Red mencionó que el 31 de agosto del año en curso presentará al CND el estudio final del Esquema.