

Memoria de reunión área Caribe

Fecha: 12 de mayo de 2023.

Participantes:

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

1. Presentación XM-CND

- 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.
- El área tiene 79 límites de transferencia-cortes activos, de los cuales 55 tienen connotación de emergencia y 24 de alerta. Vale la pena mencionar que el 50 % de las restricciones naturales del SIN se concentran en esta parte del Sistema.
- La subárea GCM se encuentra declarada en estado de emergencia desde el mes de abril del año 2022, esto por los riesgos asociados al Fenómeno de Recupera Lenta e Inducida de tensión. Se debe resaltar que el CND ha identificado dicho fenómeno en la subárea Bolívar.
- En las subáreas GCM y Bolívar se viene racionando por el agotamiento de la red y las bajas tensiones que se presentan en condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Durante los años 2021 y 2022 se dieron 7 instrucciones de racionamiento en la subestación Gambote 66 kV (subárea Bolívar) por parte del CND. El proyecto Carreto 500/66 kV, que mitiga esta situación, no ha sido adjudicado por parte de la UPME. En el caso de la subestación El Banco (subárea GCM), el CND ha dado 17 instrucciones de racionamiento durante el periodo 2022-2023. Uno de los proyectos que aplaca esta restricción es la subestación La Loma 110 kV a cargo del Grupo de Energía de Bogotá (ENLAZA). En la reunión 702 del CNO el transportador

PROYECTO		2023											
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	STN	Cuarto transformador SE Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA											
2	STN	Segundo transformador SE Primavera 500/230 kV - 450 MVA											
3	STN	Huila 230 kV											
4	STN	Alcaravan - San Antonio 230 kV											
5	STN	Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV											
6	STR	Alcaravan STR											
7	STR	La Paz STR											
8	STN	Estambul 230 Kv											
9	STN	Pasacaballos 220 kV											
10	STN	Carreto 500 kV											
11	STN	Cabrera 230 kV											
12	STN	San Lorenzo 230 kV											
13	STN	Salamina 230 kV											
14	STN	Bahía 500 kV 2do TR Nueva Esperanza											
15	STR	Compensación Huapango 110 kV											

3. Presentación AFINIA

- En el mes de noviembre del año en curso el Operador de Red AFINIA instalará un banco de compensación capacitiva en la subestación María La Baja 34.5, lo anterior para resolver los problemas de bajas tensiones que actualmente se presentan en la subárea Bolívar. Asimismo, se comprometió a estudiar y definir una medida de mitigación para evitar racionar carga en la subestación El Banco 110 kV, lo cual se prevé será recurrente hasta la entrada en servicio del proyecto La Loma 110 kV, que como se mencionó previamente, su promotor es el Grupo de Energía de Bogotá (ENLAZA).

4. Presentación AIRE

- Actualmente se gestiona por parte de AIR-E, TRANSELCA, el CND y el CNO la implementación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, para evitar las instrucciones de racionamiento que se están dando desde el CND para evitar que ante una eventual contingencia de los transformadores de Santa Marta 220/110 kV, se supere el máximo nivel de carga de los otros dos (2) elementos que se encuentran conectados en paralelo. Los proyectos que mitigan esta situación son la subestación Buruche 110 kV y redes asociadas, junto con el enlace Manzanares-Libertador 110 kV, que según la información de la UPME estaría en servicio hasta el año 2024.

Memoria de reunión área Oriental

Fecha: 7 de junio de 2023.

Participantes:

- ENEL.
- EMSA.
- ELNAZA-GEB.
- EBSA.
- ISA-ITCO.
- MINENERGÍA.
- CNO.
- UPME.
- CND-XM
- DEL SUR.
- ALUPAR.
- AES.
- ECOPETROL.
- SSPD.

1. Compromisos

La reunión comienza listando los compromisos previamente adquiridos en las reuniones de seguimiento del área. Los mismos se detallan a continuación:

No	Responsable	Estado	Compromiso
1	Enel Colombia	Cumplido	Enviar listado de trámites pendientes al MME
2	Enel Colombia	Cumplido	Analizar posibilidad adelantar radicación EIA de Norte STR
3	UPME	Pendiente	Prepublicación pliegos bahía TRF Nva Esperanza
4	Enel Colombia	Cumplido	Revisión FPO TRF Nva Esperanza
5	UPME	Pendiente	Reunión con involucrados alternativas bahía TRF
6	Enel Colombia	Cumplido	Analizar interés en ejecutar bahía
7	Enel Colombia / CND	Cumplido	Análisis eléctricos repotenciación líneas sabana norte
8	Enel Colombia	Cumplido	Revisión alternativas adicionales para sabana norte

Al respecto, la UPME indicó que los pliegos de la bahía de transformación de Nueva Esperanza salen durante la semana del 5 al 11 de junio, asimismo, advierte que la fecha de entrada en operación de esta expansión se podría modificar. También menciona que convocará para el viernes 9 de junio del año en curso al CAPT, para gestionar dicha obra.

La Unidad también mencionó que programará para la semana del 12 al 18 de junio reunión con ENEL y demás involucrados, para mirar las posibilidades regulatorias sobre la ejecución de la bahía de transformación de Nueva

Esperanza, es decir, que esta obra la pueda hacer directamente el OR y no el transportador.

2. Intervención de ENLAZA-GEB

El transportador presenta la fecha tentativa de entrada en operación de los siguientes proyectos:

- Chivor-Chivor2-Norte-Bacatá 230 kV: octubre de 2025.
- Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV: noviembre de 2025.

Con relación al proyecto a nivel de 230 kV, ENLAZA manifiesta que ya fue licenciado un tramo del corredor de línea, lo cual permite iniciar la construcción. Advierte que la ruta crítica es el licenciamiento de la subestación Norte 2230 kV.

Respecto al proyecto a nivel de 500 kV, el transportador indicó que todo el desarrollo de la obra dependerá de la ubicación final de la subestación Norte 230 kV.

3. Intervención de ENEL

Norte 115 kV y redes asociadas:

El Operador de Red-OR indica que se seleccionó el lote donde estará ubicada la subestación a nivel de 115 kV. También manifiesta que las rutas del STR escogidas corresponden al 90 % de las formuladas originalmente. La Ingeniería básica se encuentra finalizada y la de detalle está en el 25 %. De todas maneras, ENEL advierte que falta el pronunciamiento de la CAR sobre la licencia ambiental.

La fecha de entrada en operación esperada de esta expansión es abril de 2026.

En este punto ENEL y la UPME manifiestan que algunos proyectos de demanda están condicionados, motivo por el cual el crecimiento de demanda se desplazaría en el tiempo.

Transformador Nueva Esperanza 500/115 kV:

ENEL dice que está pendiente la definición de la fecha de entrada en operación de esta obra y que de esto se desprende el proceso de garantía.

Repotenciación líneas sabana norte a nivel de 115 kV:

Se mantiene la fecha de entrada en operación, es decir, diciembre del año 2024. El OR indica que se han alcanzado algunos hitos asociados al proyecto, como la finalización de estudios, compra de algunos equipos y la consecución de permisos. No obstante, manifiesta su preocupación sobre la topología del circuito Guateque-Sesquile 115 kV, advirtiendo que, si este se opera normalmente abierto, los beneficios técnicos de las obras tendrían menor efectividad, es decir, sería necesaria la programación de generación de seguridad en Termozipa.

Segundo transformador Guavio 230/115 kV:

ENEL referencia los compromisos adquiridos recientemente entre el gobierno, el OR y las entidades locales:

<u>Stakeholders</u>	<u>Compromisos Enel Colombia</u>	<u>Otros Compromisos</u>
- Gobernaciones de Cundinamarca y Boyacá - ICCU - Alcaldías Ubalá, Gachalá y Santa María, principalmente. - Corporaciones Ambientales - MinEnergía (OAAS) - MinInterior - Procuraduría - Defensoría para Cundinamarca - Empresas: Enel Colombia, GEB, Ecopetrol. - Comunidad de Ubalá, Gachalá y Santa María.	- Convenio de Estudios y Diseños Enel Colombia e ICCU para vía Medina - Inspección palomas y Mámbita a Mámbita II en Ubalá para rehabilitación y mantenimiento vial. Suscrito en Dic 2022, Acta inicio Febrero 2023. - ICCU ya seleccionó contratista en mes de abril 2023 y en proceso de contratación de interventoría. - Aportes en maquinaria voluntarios y se hará durante 12 meses cuando Alcaldías cuenten con material para intervenir los tramos.	- Inclusión de tramos viales en Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026. - Disponibilidad de combos de maquinaria para la zona. - Disponibilidad de recursos de Gob. Cundinamarca para atender puntos críticos. - Construcción de Placas huellas. - Disponibilidad de recursos para atención del tramo de Algodones. - Aporte de Gob. Boyacá para Mitigación de puntos críticos en Santa María Puente Guavio y realización de estudios y diseños. - Apoyo Entidades Nacionales y Ambientales en proceso de trámites y permisos.

Se advierte por parte del OR que, si no se cumplen estos compromisos, se compromete la fecha de entrada en operación de esta ampliación de transformación, es decir, el proyecto estaría en servicio en diciembre del año 2025, y no en el año 2024. Teniendo en cuenta o anterior, ENEL solicitó una reunión con la UPME para evaluar otras opciones de expansión, antes que la Unidad conceptúe sobre dicha transformación.

Proyectos movilidad eléctrica:

Se referencia por parte del OR las obras que soportarán las nuevas opciones de movilidad eléctrica de Bogotá, a saber, el REGIOTRAM de Occidente y el Metro de la ciudad. Dichos proyectos son las subestaciones y redes asociadas Montevideo, Tren Occidente y Porvenir, cuyas fechas de entrada en servicio son el año 2025.

En este punto la UPME reiteró nuevamente que las demandas asociadas a las obras de movilidad eléctrica estarán después del año 2025. ENEL mencionó que REGIOTRAM no les ha informado nada al respecto, motivo por el cual propone una reunión conjunta (ENEL-UPME-REGIOTRAM) para aclarar el tema.

4. Intervención de ALUPAR

Respecto al proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, el transportador indica que está pendiente por parte de la autoridad ambiental la respuesta a la solicitud de sustracción de reserva forestal, la cual fue radicada el 4 de abril del año 2022

y según la reglamentación, debió ser respondida el mes de octubre del mismo año.

Teniendo en cuenta lo anterior, ALUPAR indica que, si no se presentan retrasos por parte de las autoridades ambientales, el proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV estaría en servicio en diciembre del año 2024. Por lo anterior, ALUPAR está solicitando la modificación de la fecha de entrada en operación de la línea para dicho momento.

5. Intervención EMSA

El Operador indica que el Transformación Santa Helena 230/115 kV podría estar en servicio en el mes de noviembre del año 2023, lo anterior considerando que el proyecto ya cuenta con licencia ambiental y es muy probable que se llegue a un acuerdo con la compañía DEL SUR respecto al permiso de tránsito por su predio.

6. Intervención EBSA

El Operador de Red del departamento de Boyacá agradece la invitación a la reunión de seguimiento del área Oriental. Respecto a la apertura del circuito Guateque-Sesquile 115 kV, indica que esta se dio por las afectaciones que se vislumbraron sobre las vidas humanas, animales y la infraestructura eléctrica de distribución. También comentó que en la próxima reunión del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE del CNO (15 de junio del 2022), presentará los verdaderos parámetros de la línea, lo cual está sustentado con un estudio técnico.

Al respecto el CND solicitó que, dentro del plan de choque del área Oriental, se normalice o recupere la capacidad de transporte de este enlace. Se acuerda que el tema se trate en SAPE, y allí se establezca el curso de acción.

7. Proyecciones de demanda potencia de los Operadores de Red y los grandes usuarios

Respecto a la última reunión de seguimiento, la proyección de potencia no ha cambiado de manera significativa. A continuación, se presenta la información suministrada por los Operadores de Red y grandes usuarios:

ENEL:

- 2024: 2608 MW.
- 2025: 2800 MW.
- 2026: 2900 MW.
- 2028: 2981 MW.

El OR aclara que, para el año 2025, recientemente se solicitaron nuevas factibilidades de conexión de carga, diferentes a las ya informadas en las reuniones de seguimiento. En este punto la UPME indicó que en el marco de la

Resolución CREG 075 de 2021, se liberaron algunas capacidades de transporte asociadas a cargas.

EMSA:

- 2024:261 MW.
- 2025:268 MW.
- 2026: 277 MW.

El OR indicó que Ecopetrol solicitó la conexión de 70 MW adicionales para el año 2027, que se verían reflejados en las “colas” del STR operado por EMSA.

ECOPETROL:

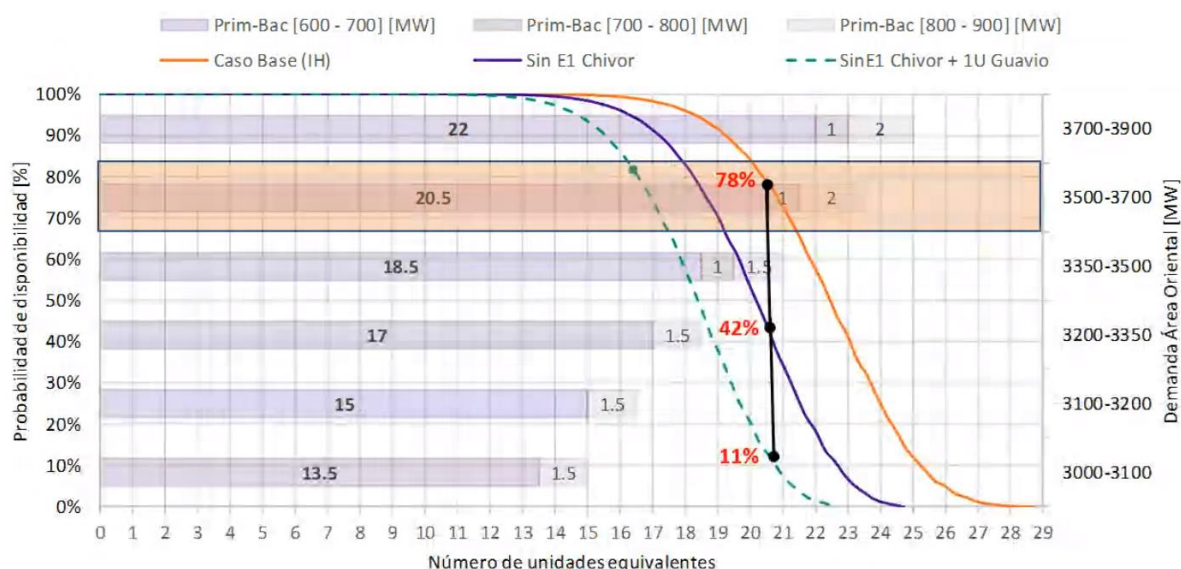
- Potencia aprobada a Rubiales años 2024, 2025 y 2026: 192 MW, y 88 MW adicionales condicionados a la expansión del STN.
- San Fernando (Reforma): A pesar de que el consumo del gran usuario no ha superado los 180 MW, el valor de carga aprobado por la UPME es de 209 MW.

Finalmente, la UPME indica que aprobó una conexión de respaldo en Suria de 209 MW a partir de 2025. La Unidad aclara que es la misma potencia de San Fernando. Al respecto, el CND mencionó que el traslado automático de carga desde San Fernando aún no está claro.

8. Intervención del CND-XM

La demanda de potencia que podría constituir un riesgo para la operación del área Oriental es 3500 MW, valor que se podría alcanzar en el año 2025.

Para dicho valor de potencia y considerando un escenario donde no entre en servicio ningún proyecto de expansión de red del STN, el riesgo de no contar con las unidades equivalentes de generación para el soporte de tensión y potencia reactiva es de 22, 48 y 89 %, lo anterior considerando la disponibilidad de todo el parque generador, sin contemplar la etapa 1 de la central Chivor, y el mismo caso anterior, pero con la indisponibilidad simultánea de una unidad en Guavio. La siguiente gráfica muestra el análisis del CND:



Respecto a la apertura del enlace Guateque-Sesquile 115 kV, el CND manifestó que durante el tiempo que operó cerrado dicho circuito, considerando los parámetros declarados anteriormente, no se evidenciaron violaciones de tensión o niveles de carga por encima de los límites permitidos por la reglamentación. Asimismo, advierte que, con los nuevos parámetros informados, no es posible el cierre continuo del enlace dado que se presentarían sobrecargas en condiciones normales de operación.

9. Intervención CNO

Respecto a los mantenimientos de Chivor y Guavio, dichas intervenciones siguen programadas, se reportó por parte de AES y ENEL que las mismas son inaplazables. En el Caso de Chivor, el CNO comentó que el generador lo informó oficialmente al señor viceministro en el marco de las reuniones del CACSSE.

10. Compromisos

A continuación, se listan los compromisos acordados por los integrantes del grupo de seguimiento del área Oriental:

- Se llevarán a cabo reuniones entre ENEL y UPME para analizar detalladamente las proyecciones de potencia, considerando la información de las cargas de los proyectos de movilidad eléctrica.
- En el subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo EBSA presentará los nuevos parámetros del circuito Guateque-Sesquile 115 kV. A partir de los análisis de dicho subcomité se retroalimentará al grupo para establecer el curso de acción.

- ENEL presentará en la próxima reunión del grupo de seguimiento el estudio de pérdidas de potencia reactiva del área Bogotá, el cual ya fue socializado en el SAPE.
- EMSA enviará la información actualizada de su proyección de demanda de potencia.
- Se acordó, por solicitud del CND y CNO, abordar en la próxima reunión de seguimiento las medidas de mitigación del área, las cuales son urgentes y necesarias si se siguen atrasando los proyectos de expansión de red.

Memoria de reunión subárea DISPAC

Fecha: 23 de junio de 2023.

Participantes:

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

El objetivo de la reunión fue analizar las medidas de mitigación de muy corto plazo que el Operador de Red debe implementar, para reducir los riesgos de Demanda No Atendida-DNA asociados a eventos de falla N-1, los cuales restringen la máxima demanda atendible de la subárea a un valor de 24 MW (ampliamente superado en los escenarios de demanda media y máxima).

1. Intervención DISPAC

El Operador de Red presenta la situación actual de la subárea y las acciones que ha acometido para mejorar la calidad del servicio en el departamento del Chocó. Si bien se reconocen los esfuerzos para mejorar la coordinación de protecciones, cerrar los eventos pendientes e invertir en la modernización de equipos, a la fecha no se ha implementado ninguna medida de administración del riesgo.

Respecto a la compensación capacitiva en la subestación Huapango 110 kV, medida de mitigación de mediano plazo que próximamente la UPME sacará a convocatoria, se pudo evidenciar que estos dispositivos operarían normalmente abiertos, es decir, sus beneficios técnicos serían marginales; lo anterior quiere decir que, una vez se materialice el evento N-1, se presentaría DNA por tensiones inferiores a 0.9 en p.u. y no la inyección instantánea de potencia reactiva por parte de los referenciados bancos. Adicionalmente, el Operador de Red informó que en condiciones de red completa toda la compensación capacitiva no podría estar en servicio, ya que se presentarían tensiones superiores a 1.1 en p.u.

2. Compromisos

- DISPAC y la UPME se reunirán próximamente para establecer una medida de mitigación efectiva de mediano plazo, lo anterior debido a la situación descrita con la futura compensación capacitiva Huapango 110 kV. Es importante mencionar que dicho encuentro debe llevarse a cabo lo más pronto posible.
- El operador de red se comprometió a presentar el 31 de julio del año en curso, el estudio del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-

ESPS que mitigaría la DNA por un evento de falla N-1 en cualquiera de los circuitos a nivel de 110 kV del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso.

- DISPAC se comprometió a revisar e informar antes del 31 de julio del año en curso, si desde el punto de vista operativo se puede acoger a las condiciones descritas en la Resolución CREG 153 de 2019 (excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los STR's)
- El OR se comprometió a recuperar 12.2 MVar de compensación capacitiva a nivel de distribución-SDL; 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.
- Respecto a las medidas necesarias para reducir la tasa de falla del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso 110 kV, el OR menciona que tiene todos los equipos y cuadrillas para realizar las podas respectivas y gestionar los deslizamientos producto de las lluvias; sin embargo, indica que las comunidades indígenas y afrodescendientes no los dejan trabajar, ya que estas piden compensaciones económicas que están por fuera de la Ley. En este sentido, DISPAC solicitó el acompañamiento de los Ministerios de Minas y Energía, Interior y Defensa.

3. Solicitud de DISPAC

Al finalizar la reunión el Operador de Red solicitó de manera urgente una reunión con todas las entidades del estado. Dice que la situación social y económica del departamento del Chocó es grave, y que estas repercuten negativamente en todas las acciones que como operador tienen que acometer.