



Consejo Nacional
de Operación

Presentación CNO
Seguimiento áreas críticas del SIN

29 de junio

2023



TABLA DE CONTENIDO

PARTE 1

Seguimiento área Oriental

PARTE 2

Seguimiento áreas Chocó y Caribe



PARTE 1
Oriental



Oriental



- 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 se podría modificar. También menciona que convocará para el viernes 9 de junio del año en curso al CAPT, para gestionar esta obra.
- La Unidad 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 (que lo haga el OR y no el transportador).
- La UPME indicó que EMSA no ha enviado la actualización de la demanda de potencia del departamento del Meta.
- Fecha esperada entrada en operación Chivor-Chivor2-Norte-Bacatá 230 kV: octubre de 2025.
- Fecha esperada de entrada en operación Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV: noviembre de 2025.
- Fecha esperada de entrada en operación Norte 115 kV y redes asociadas: abril de 2026.
- Fecha esperada de entrada en operación Virginia-Nueva Esperanza 500 kV: diciembre de 2024.
- Transformador Nueva Esperanza 500/115 kV: Esta pendiente la fecha de entrada en operación. De ello se desprende el proceso de garantías.
- ENEL y UPME dicen que algunos proyectos de demanda están condicionados, motivo por el cual el crecimiento de demanda se desplazaría en el tiempo. Respecto a las demandas asociadas a los proyectos de movilidad eléctrica, la Unidad indica que no estarán antes del 2025. ENEL mencionó que REGIOTRAM no le ha informado al respecto.
- ENEL aclara que dependiendo de la topología de operación de Guateque Sesquilé 115 kV, los proyectos de repotenciación de los circuitos del norte de la sabana de Bogotá tienen menor efectividad, es decir, sería necesaria la programación de generación de seguridad de Termozipa.
- Si no se cumplen los compromisos asociados a Guavio, se compromete la fecha de puesta en servicio del segundo transformador 230/115 kV, es decir, el proyecto estaría para diciembre de 2025. Por lo anterior ENEL solicitó una reunión con la UPME, para evaluar otras opciones, antes de que la Unidad conceptúe sobre dicho transformador.

Oriental



- Guateque-Sesquile 115 kV: 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 de corto plazo para retroalimentar el grupo de seguimiento.
- Proyecciones de demanda de potencia:
 - ✓ ENEL: 2024->2608 MW; 2025->2800 MW; 2026->2900 MW; 2028->2981 MW.
 - ✓ EMSA: 2024->261 MW; 2025->268 MW; 2026->277 MW.
 - ✓ ECOPETROL: 192 MW aprobados en Rubiales, 88 MW condicionados a la entrada en servicio de las obras de expansión.
- La UPME aprobó una conexión de respaldo en Suria de 209 MW a partir de 2025. La Unidad aclara son los mismos de San Fernando. Al respecto, el CND mencionó que el traslado automático de carga desde San Fernando no está claro.
- El CND presentó el requerimiento de unidades equivalentes del área Oriental con y sin los proyectos de expansión. Adicionalmente, mencionó que con la declaración de los nuevos parámetros del enlace Guateque-Sesquile 115 kV, esta línea operaría normalmente abierta.
- El CNO mencionó que las intervenciones sobre las plantas Chivor y Guavio, en el periodo 2024-2027, siguen vigentes.

Compromisos:

- Pendiente programación de las reuniones específicas ENEL-UPME.
- Discutir en el SAPE y definir un plan de acción de corto plazo para recuperar los anteriores parámetros del enlace Guateque-Sesquile 115 kV.
- ENEL presentará el estudio de las pérdidas de reactivos en el grupo de seguimiento.
- EMSA enviará información actualizada de proyección de demanda.
- EL CND y CNO solicitaron que se aborden las medidas de mitigación de corto plazo del área lo más pronto posible. La Unidad mencionó que lo tendrá en cuenta en la próxima reunión.



PARTE 2
Chocó-Caribe

Chocó-Caribe



Chocó-DISPAC:

- El 23 de junio del año en curso se reunió el grupo de seguimiento que lidera el Consejo, para que DISPAC presentara las medidas de mitigación de muy corto plazo.
- La UPME se comprometió a estudiar si las estructuras asociadas al corredor a nivel de 110 kV Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso, permiten el tendido de un segundo circuito. Asimismo, analizará en detalle si la compensación a nivel de 110 kV, que próximamente serán objeto de convocatoria, debe operar normalmente abierta o cerrada.
- Compromisos: **i)** DISPAC y la UPME se reunirán próximamente para establecer una medida de mitigación efectiva de mediano plazo, lo anterior debido a los beneficios técnicos marginales de la compensación capacitiva Huapango 110 kV. Es importante mencionar que dicho encuentro debe llevarse a cabo lo más pronto posible; **ii)** 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; **iii)** 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); **iv)** 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; **v)** 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.

Caribe:

- La Unidad se comprometió a enviar a AFINIA, en menos de un (1) mes, la constitución de la garantía asociada al proyecto Carreto 500/66 kV. Es importante mencionar que el CND manifestó que la red está agotada, y sin medidas de mitigación efectivas, se deberá convivir con la programación de DNA hasta el año 2027, fecha esperada de entrada en servicio del proyecto Carreto.
- La Unidad solicitó conocer en detalle el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS asociado a los transformadores de Santa Marta. La restricción no la conocían (devanado 34.5 kV).

Chocó-Caribe



Caribe:

- La Unidad se comprometió a analizar y definir las compensaciones síncronas que el CND ha recomendado reiterativamente en los diferentes informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo. Se priorizarán aquellas que se conectarían a nivel de STR en la subárea GCM, 5 en total, que suman 150 MVar.
- El CND recomendó a la UPME considerar las necesidades del SIN al momento de establecer las nuevas condiciones del SVC Chinú en su proceso de modernización. Asimismo, comentó que está estudiando la medida de cerrar el reactor de línea no maniobrable que falta de la línea Cerromatoso-Chinú 500 kV, lo cual dependerá de la evolución topológica del sistema.
- En el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE del CNO, AFINIA presentó las medidas de mitigación de corto plazo para evitar las instrucciones de racionamiento que actualmente se imparten desde el CND por el agotamiento de red en las subáreas Bolívar (Gambote 66 kV) y GCM (El Banco 110 kV). Al respecto, el Operador de Red se comprometió para el 30 de junio del año en curso, a presentar las medidas definitivas, considerando los comentarios y recomendaciones hechas por los miembros del SAPE.



Gracias