



Bogotá D.C., 11 de agosto de 2023

Doctor
OMAR ANDRÉS CAMACHO
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA
Ciudad

Asunto: Riesgos identificados para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Respetado Señor Ministro:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, le expresa su voluntad de trabajar de manera conjunta, bajo el liderazgo de su Despacho, en las soluciones a las situaciones que implican un riesgo para la operación segura y confiable del Sistema.

Para su información, desde el año 2022 y una vez se identificó la situación crítica de la subárea Chocó, el CNO está liderando la convocatoria de un grupo de seguimiento integrado por el MINENERGÍA, la UPME, el operador del Sistema, la SSPD y los agentes del área. De igual manera, en agosto del 2022 el CNO activó nuevamente el grupo de seguimiento del área Caribe, que está integrado también por el MINENERGÍA, la UPME, el operador del Sistema, la SSPD y los agentes del área. Sobre el área Oriental, desde el año 2020 la UPME lidera el seguimiento, y más recientemente el CNO está liderando la convocatoria del mencionado grupo.

A continuación, presentamos los aspectos más relevantes, que tienen impacto para la operación del SIN en el corto, mediano y largo plazo.

1. Áreas críticas del SIN

A partir de los análisis de planeamiento operativo eléctrico del Centro Nacional de Despacho-CND-XM, los informes de seguimiento a la operación real y esperada del SIN y los riesgos de atención de la demanda que presenta de forma mensual el CND al CNO, al igual que en las reuniones de los grupos de seguimiento de las áreas críticas, se identifican situaciones riesgosas que hoy afectan y podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable de la demanda en varias zonas del país.

Específicamente, nos referimos a las áreas Caribe, Oriental, y las subáreas Guajira/Cesar/Magdalena-GCM, Bolívar, Córdoba/Sucre y Chocó-DISPAC.

A continuación, referenciamos los aspectos más relevantes discutidos en las reuniones de los grupos de seguimiento y en los diferentes subcomités y comités del CNO.

1.1 Área Caribe

- 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 más de 70 límites de transferencia-cortes activos, de los cuales el 70 % tienen connotación de emergencia y el 30 % de alerta. Vale la pena mencionar que más del 50 % de las restricciones naturales del SIN se concentran en esta parte del Sistema.
- Se declararon en estado de emergencia las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. En total, incluyendo Guajira/Cesar/Magdalena-GCM, son tres (3) las subáreas del caribe colombiano que están bajo esta connotación.
- La red del STR asociada al área Caribe está agotada: i) son 34 los Esquemas Suplementarios de Proyección del Sistema-ESP los que evitan que se programe Demanda No Atendida-DNA en condición de red completa; ii) continúan las instrucciones de racionamiento impartidas por el CND en varias subestaciones del STR (78 en total durante lo transcurrido del año 2023) por las bajas tensiones que se presentan en condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla; iii) hay un alto nivel de carga en el transformador Carmen 110/66 kV y sobrecarga en estado estacionario en la línea Chinú-Since 110 kV; iv) se presenta el Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión en las subáreas Bolívar y GCM.
- Se estableció la máxima demanda atendible en las subestaciones radiales de las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. Lo anterior quiere decir que, ante una demanda superior a dicho valor, no se cubren los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema, se generan riesgos de colapso de subestaciones puntuales ante contingencia, o se debe racionar en estado estacionario. Si bien para algunas de estas subestaciones se han definido proyectos de expansión, se prevé que los mismos no estarán en servicio en el corto plazo.
- Para la DNA asociada a la subestación Gambote 66 kV, el proyecto Carreto 500/66 kV que mitiga esta situación, no ha sido aun adjudicado por parte de la UPME. En el caso del Banco 110 kV, una de las obras que disminuye el impacto de esta restricción es la subestación La Loma 110 kV a cargo del Grupo de Energía de Bogotá (ENLAZA). Este último ha informado que dicho proyecto, a pesar de tener dificultades con algunas comunidades de la zona para su puesta en servicio, estaría en operación en el mes de noviembre del año en curso.

La situación descrita para GCM se tornaría aún más crítica ante la indisponibilidad de cualquiera de las unidades de generación de la planta Termoguajira.

- ISA-INTERCOLOMBIA actualizó los modos de control del SVC de la subestación Chinú. Los análisis preliminares del CND han identificado la necesidad de un aporte y absorción constante de potencia reactiva bajo esta nueva realidad operativa. Lo anterior podría ameritar la programación de generación adicional en el área caribe, y reevaluar el “peso” que tiene este dispositivo para el control de tensiones.
- Varios de los proyectos que se han definido por parte de la UPME y los Operadores de Red de la zona no estarán en servicio en el corto plazo, es decir, el SIN deberá “convivir” con las situaciones descritas, a menos que se identifiquen y ejecuten rápidamente medidas de choque.

Desde el punto de vista de las medidas de mitigación para evitar la programación de DNA en Gambote 66 kV, el Operador de Red AFINIA instalará un banco de compensación capacitiva en la subestación María La Baja 34.5 kV, lo anterior para resolver los problemas de bajas tensiones que actualmente se presentan en la subárea Bolívar. Es importante mencionar que esta medida sería efectiva hasta el año 2025, motivo por el cual debe complementarse con acciones operativas a partir de dicho momento.

En el caso de la DNA de la subestación El Banco 110 kV, AFINIA definió una alternativa de mitigación, la cual consiste en movimientos de carga y la instalación de un transformador provisional 34.5/138 kV-6.5 MVA, del cual el operador no dispone. Fue por esta razón que el Consejo expidió la circular CNO 118, dirigida a los transmisores nacionales, regionales y operadores de red, con el objeto de manifestar la necesidad de AFINIA del préstamo del referenciado transformador, ello para garantizar la operación de la red asociada a El Banco 110 kV hasta la puesta en servicio de la obra La Loma 110 kV. A la fecha nadie ha manifestado la posibilidad de préstamo del equipo.

1.2 Área Chocó-DISPAC

- Ante contingencia sencilla o indisponibilidad de algún circuito del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso 110 kV, se presentan tensiones inferiores a 0.9 p.u., ello se debe a la condición topológica en la que queda el sistema, la capacidad y características de los conductores, las características de la demanda y los retrasos de la expansión a nivel de STR. Por lo anterior, la máxima demanda atendible de la subárea es 24 MW, valor ampliamente superado en los escenarios de demanda media y máxima.
- Durante los meses de marzo y abril del año en curso se han presentado fallas sobre la línea Itzmina-Certegui 110 kV, que han dejado sin servicio a un alto porcentaje de la demanda del departamento.
- Respecto a las medidas de mitigación, DISPAC se comprometió a presentar el 31 de agosto 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. Adicionalmente, prometió recuperar 122 MVar de compensación

capacitiva a nivel de distribución-SDL; 7.2 MVar estarían en operación al finalizar el mes de septiembre del año 2023 y los 5 MVar adicionales antes de finalizar el presente año.

Para el mediano plazo el Operador de Red-OR mencionó que se reunirá con la UPME, para establecer una alternativa de control de potencia reactiva efectiva, debido a los beneficios marginales de la compensación capacitiva propuesta en la subestación Certegui 110 kV, por su forma de operación (normalmente abierta).

1.3 Área Oriental

- Según los análisis del CND, para una demanda de potencia superior a 3500 MW y sin considerar los proyectos de expansión Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV, Virginia-Nueva Esperanza 500 kV y Sogamoso-Norte Nueva Esperanza 500 kV, se necesitarían 23.5 unidades equivalentes en el área, contemplando una transferencia de potencia por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV de 900 MW. Ante las indisponibilidades de Chivor y Guavio, la probabilidad de contar con dichas unidades es menor al 1 %.
- Según la revisión de las proyecciones de demanda de potencia realizadas en la última reunión de seguimiento del área Oriental, llevada a cabo el 3 de agosto del año en curso, los 3500 MW de potencia, que son el valor de activación de los riesgos para el área, se podrían presentar en el año 2025.
- Respecto a los mantenimientos de la infraestructura de generación el panorama no ha cambiado. Para los períodos comprendidos entre diciembre 2024-abril 2025, diciembre 2025-abril 2026, diciembre 2026- abril 2027, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, por los trabajos que se adelantarán en las tuberías de presión de la central. Lo anterior implica que durante dichos intervalos de tiempo (5 meses), por casi 5 años se tendrán 4 unidades equivalentes menos en el área Oriental.

Con referencia a Guavio, durante el periodo enero-abril del año 2026 se proyecta un mantenimiento en esta central, asociado a la construcción de una nueva bocatoma. Lo anterior impone una restricción máxima a su embalse del 17.8 %. Al respecto, si dicha limitación ocasiona que sus unidades de generación no puedan entregar potencia reactiva para el control de tensiones de manera permanente, durante este intervalo de tiempo se tendrían indisponibles 14 unidades equivalentes de generación, 10 asociadas a Guavio y 4 a Chivor.

- Vale la pena mencionar que en la reunión de seguimiento del 3 de agosto del año en curso se acordó, entre otros temas, que el foco principal del grupo fuese el análisis de las medidas de mitigación de muy corto plazo para el periodo 2024-2025, y las obras que deberían estar en servicio a partir del año 2026. En este sentido, el grupo estuvo de acuerdo en que la UPME, el CND, ENEL y ENLAZA revisen las medidas propuestas por el Operador del Sistema, como, por ejemplo; compensadores sincrónicos, Sistemas de Almacenamiento Electroquímico a través de Baterías-SAEB y dispositivos DFACTS, y a partir de sus posibilidades constructivas, establecer el plan de acción.

- El CND informó recientemente que, debido al mantenimiento con apertura de la línea Noroeste-Tenjo 1115 kV y la indisponibilidad de las unidades 4 y 5 de Termozipa para el despacho económico, las cargas de las subestaciones a nivel de 115 kV Tenjo, Chía, El Sol, Diaco, Gran Sabana, Leoaga, Zipa, Zipaquirá, Peldar, Ubaté y Simijaca, operaron en estado de emergencia el día 10 de agosto del año en curso, por el impacto de las contingencias sencillas Bacatá-Chía 1115 kV y Bacatá-El Sol 1115 kV. Esta situación evidencia los riesgos que empiezan a manifestarse en el área Oriental, específicamente en el norte de la sabana de Bogotá.

1.4 Panorama del SIN según los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico del CND

El 28 de julio del año en curso el CND presentó a los comités y subcomités del Consejo el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP e Informe Trimestral de Restricciones-ITR. A continuación, se presentan los aspectos más destacados de los mismos:

- El SIN actualmente tiene 163 restricciones, 97 de alerta y 66 de emergencia.
- El CND identificó 115 restricciones en el SIN a 2030, que no tienen obra definida por parte de los Operadores de Red y la UPME.
- Nuevamente se identifican atrapamientos de generación por la conexión de nuevas plantas, los cuales tendrían una alta probabilidad de materializarse.
- La entrada parcial de proyectos, como es el caso del anillo a 500 kV en el departamento del valle (Alfárez) y la subestación La Marina 66 kV en Bolívar, generan nuevas restricciones.
- Para subestaciones radiales asociadas a zonas excluidas, cuya conexión al SIN se encuentra agotada, es decir, presentan un riesgo de programación de DNA, la relación beneficio/costo de cualquier proyecto que se defina es muy superior a 1.
- Según la información del ITR, las restricciones por mantenimiento o indisponibilidad de activos es casi 10 veces mayor a los “cortes” naturales. Vale la pena mencionar que el Sistema se planea considerando red completa.

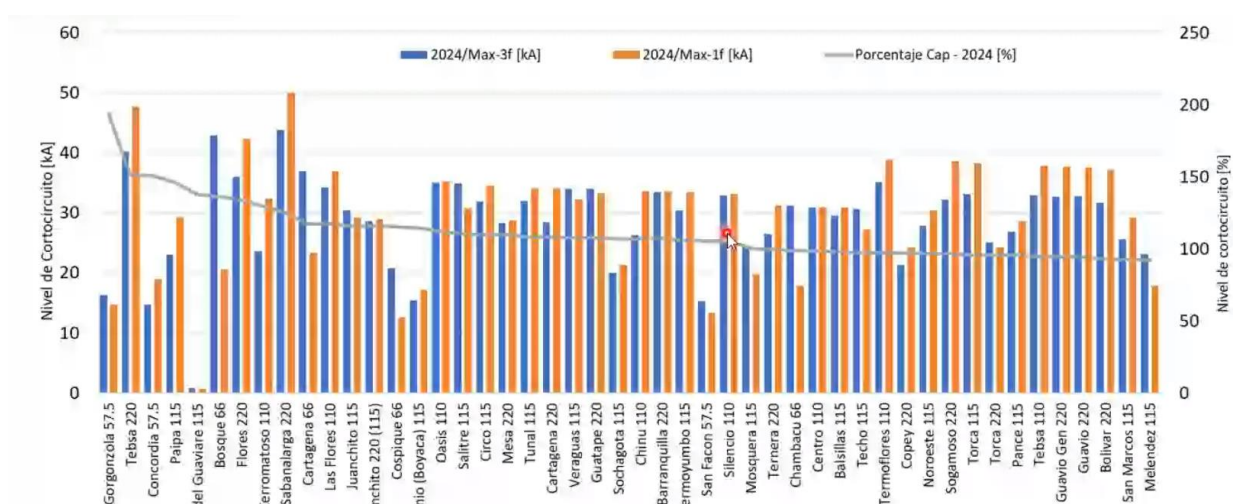
2. Configuración de subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional-STN

El CND ha identificado las subestaciones críticas del STN, donde algunas de ellas concentran un elevado número de campos. Algunos proyectos de expansión que se vienen adelantando, como es el caso de la conexión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el área Caribe, tienen incidencia en el continuo crecimiento de dichas subestaciones, lo que podría representar una pérdida de confiabilidad para el SIN. En este sentido, es necesario que las convocatorias por parte de la UPME incluyan la reconfiguración de subestaciones del STN poco flexibles, como es el caso de las configuraciones barra sencilla o anillo. Por lo anterior, nuevamente se sugiere a la

Unidad y a MINENERGÍA considerar las recomendaciones hechas por el Consejo en la carta del 11 de enero del año 2018, la cual se anexa a esta comunicación.

3. Incremento del nivel de Corto Circuito en subestaciones del STN y STR

El Consejo ha alertado a la UPME, la CREG y el mismo Ministerio sobre el incremento progresivo del nivel de corto circuito en varias subestaciones del STN y STR, producto de la expansión natural del SIN y la conexión de nuevas plantas de generación síncronas. En la gráfica 1 se evidencia que 23 subestaciones tienen un nivel superior al 100 % de su capacidad de corte, y 45 están por encima del 90 % de dicha capacidad de interrupción. Esta situación representa un riesgo para la seguridad y confiabilidad el SIN.



Gráfica 1. Nivel de Cortocircuito trifásico y monofásico de algunas subestaciones del STN y STR. Fuente CND-XM.

Por otro lado, vale la pena mencionar que incrementar la capacidad de corto circuito de una subestación tiene efectos operativos por indisponibilidades de bahías, lo cual incrementaría las restricciones del SIN. Esta situación se evidenció durante las repotenciaciones de las subestaciones a nivel de 230 kV San Carlos y Chivor.

4. Restricciones para la puesta en operación de proyectos de expansión y ejecución de mantenimientos

Algunos de los riesgos identificados en las mencionadas áreas eléctricas tienen origen en los retrasos de la expansión. Varios proyectos de generación y transmisión enfrentan restricciones y dificultades prediales, sociales, logísticas, procedimentales y ambientales, que requieren del apoyo integral de las instituciones del Gobierno Nacional, porque su retraso y no entrada en operación pueden repercutir en la seguridad y confiabilidad del SIN. Citamos a continuación tres (3) referentes de la anterior situación; atrasos en las obras asociadas a la subestación Colectora 500 kV y

los proyectos Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV.

Respecto a los mantenimientos, en el área Caribe por ejemplo se ha identificado que algunos propietarios de predios en ocasiones se oponen al ingreso del personal para ejecutar labores de rutina, como la poda o tala de vegetación. Esta situación puede conllevar a disparos de líneas de transmisión, que se vuelven más críticos durante la temporada de lluvias. Asimismo, las gestiones ante autoridades locales para la obtención de amparos policivos tienen tiempos considerables, y en algunos casos, no se logran conseguir. En vista de la renuencia de las autoridades locales para el otorgamiento de dichos amparos se vuelve necesario recurrir a la figura de tutelas, lo que complejiza aún más la operación del Sistema.

5. Energía Firme para el SIN

Teniendo en cuenta la diferencia de criterios entre la CREG y el CND para la construcción del balance ENFICC/Demanda, el CNO comparte los planteamientos de este último, y por esta razón nuevamente recomienda no incluir en este ejercicio los recursos de generación que no tengan Obligaciones de Energía Firme-OEF. Lo anterior, considerando el riesgo que puede representar para el cubrimiento de la demanda, dada la inexistencia de compromisos reales de estos recursos para generar bajo condiciones críticas de hidrología, como lo establece el esquema del Cargo por Confiabilidad. Por lo anterior, el Consejo considera que el balance debería limitarse solamente a la contabilidad de la ENFICC de los recursos de generación con Obligaciones para cada vigencia.

En línea con lo anterior, y considerando las alertas que se han emitido por las diferentes agencias climáticas, nacionales e internacionales, relacionadas con la posible ocurrencia de un fenómeno de “El Niño” fuerte y prolongado en el corto plazo, se debe recalcar que todos los recursos con los que cuenta el SIN son esenciales, particularmente aquellos que aportan mayor firmeza al Sistema, como son las plantas térmicas que utilizan el carbón mineral y el gas natural, así como las plantas hidroeléctricas con capacidad de regulación a través de sus embalses.

6. Recomendaciones

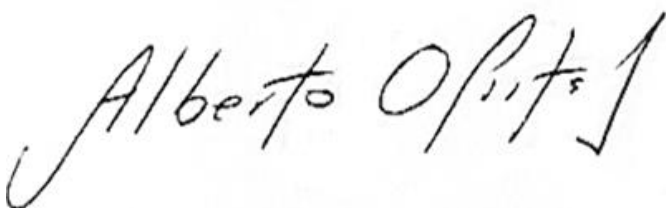
- Reiteramos la solicitud hecha en la reunión CACSSE 166 del 23 de mayo de 2023 a MINENERGÍA, de liderar un plan Caribe versión 2, con la participación de la UPME, el CNO, el CND, la CREG y la SSPD, cuyo objetivo sea la rápida toma de decisiones acerca de las medidas de mitigación y obras que se necesitan, así como la búsqueda del o los mecanismos regulatorios más expeditos para la puesta en servicio de todos los proyectos.
- En el caso del área Oriental debe establecerse, en el marco del grupo de seguimiento, las medidas de mitigación de muy corto plazo (periodo 2024-2025) y las obras de expansión que se requieren a

partir del año 2026, para minimizar los riesgos de DNA en esta parte del Sistema. Una vez lo anterior sea definido, también deben buscarse los mecanismos regulatorios más expeditos para su pronta implementación.

- Para la subárea Chocó-DISPAC, recomendamos para el mediano plazo definir junto con la UPME una medida de mitigación efectiva, que evite la materialización de DNA bajo condiciones normales de operación y contingencia sencilla, y establecer la obra de expansión estructural que necesita esta zona del SIN. Respecto al corto plazo, el CNO y el CND evaluarán rápidamente el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS una vez este sea entregado a XM por parte del Operador de Red, y llevaremos a cabo seguimiento a la recuperación e instalación de los bancos de compensación capacitiva a nivel de distribución.
- Respecto a la configuración de las subestaciones del STN, incremento del nivel de corto circuito y las restricciones para la puesta en operación los proyectos de expansión y ejecución de mantenimientos, recomendamos una reunión CNO-CND-CREG-UPME-MINENERGÍA, para presentar con mayor detalle estas preocupaciones y construir conjuntamente y bajo su liderazgo las soluciones que se necesitan.

Quedamos atentos a resolver cualquier duda o inquietud.

Respetuosamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Se adjunta lo enunciado

Copia:

Dr. José Fernando Prada. Director Ejecutivo CREG.
Dr. Carlos Adrián Correa. Director General UPME.
Dr. Jaime Zapata Gerente CND.
Dr. Marcelo Álvarez. Presidente CNO.