



Bogotá D.C., 19 de julio de 2024

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, de manera atenta reitera algunos aspectos que representan un riesgo para la operación del Sistema en el corto, mediano y largo plazo, de acuerdo con el *"Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender la demanda"*, presentado por el Centro Nacional de Despacho-CND, en las reuniones del Consejo 753 y 757 del 6 de junio y 4 de julio, respectivamente.

1. Áreas críticas del SIN

A partir de los estudios de planeamiento operativo eléctrico del Centro Nacional de Despacho-CND-XM, se identifican situaciones que podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable a la demanda en varias zonas del país.

Continúa siendo preocupante el estado de las áreas eléctricas Oriental, Caribe, y las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena, Bolívar, Córdoba-Sucre, Bogotá y Chocó-DISPAC. Durante el año 2024 se han impartido más de 30 instrucciones de racionamiento por parte del CND en el área Caribe por agotamiento de su red del STR, y siguen vigentes más de 30 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS por la falta de expansión. A la fecha, hay 161 restricciones identificadas por el Operador del Sistema en distintas áreas y subáreas del país que no tienen obras definidas por parte de los Operadores de Red y la UPME, donde 47 de ellas están asociadas a limitaciones por nivel de cortocircuito.

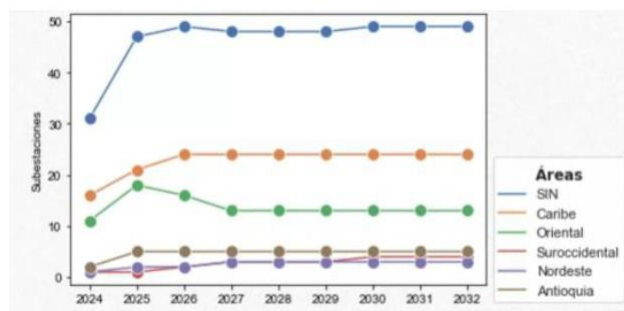
Conocemos que actualmente la UPME está estructurando un paquete de obras urgentes para resolver la situación en las diferentes áreas operativas.

Asimismo, subáreas como Norte de Santander y Caquetá empiezan a evidenciar estas mismas problemáticas, motivo por el cual también requieren de la formulación

y ejecución de un paquete de obras que tengan también la característica de urgentes.

2. Incremento del nivel de corto circuito en subestaciones del STN y STR

Se identifican más de 40 restricciones por agotamiento de la capacidad de cortocircuito en varias subestaciones del STN y STR, producto de la expansión natural del SIN y la conexión de nuevas plantas de generación síncronas (ver Gráfica 1). Si bien se ha alertado sobre dicha situación, a la fecha persisten los vacíos regulatorios que previamente fueron informados a la UPME, la CREG y el mismo MINENERGÍA desde el mes de agosto del año 2023¹.



Gráfica 1. Número de subestaciones del STN y STR con restricciones por agotamiento de la capacidad de cortocircuito. Fuente CND-XM.

Si bien la Comisión expidió la Resolución CREG 193 de 2020, que permite vía ampliación el cambio de bahías por otras con mayores especificaciones, el literal g de la citada norma las tipifica como Unidades Constructivas-UC; es decir, si se requiere una mayor capacidad de cortocircuito en una subestación, ello no sería posible vía dicha Resolución, ya que las UC a nivel de STN y STR no están clasificadas por dicho atributo; en línea con lo anterior, es conveniente revisar si existen los incentivos necesarios para que los transportadores nacionales, regionales y operadores de red hagan las inversiones necesarias para resolver esta problemática.

Complementariamente, se debe tener en cuenta que incrementar la capacidad de cortocircuito de una subestación tiene efectos operativos por indisponibilidades momentáneas de bahías, lo cual posiblemente incrementaría durante el tiempo de duración de los trabajos de las repotenciaciones, las restricciones del SIN, situación que se evidenció durante las repotenciaciones de las subestaciones a nivel de 230 kV San Carlos y Chivor.

3. Restricciones para la puesta en operación de proyectos de expansión y otras limitaciones operativas

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

¹ Comunicaciones con radicados CREG E-2023-014817 y MINENERGÍA 1-2023-040122

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. Por ejemplo, los atrasos en las obras asociadas a la subestación Colectora 500 kV postergan en consecuencia la puesta en operación de varios proyectos eólicos en el departamento de la Guajira, y el retraso de los proyectos a nivel de 500 kV Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza y Virginia-Nueva Esperanza representan un riesgo para la atención de la demanda del área Oriental.

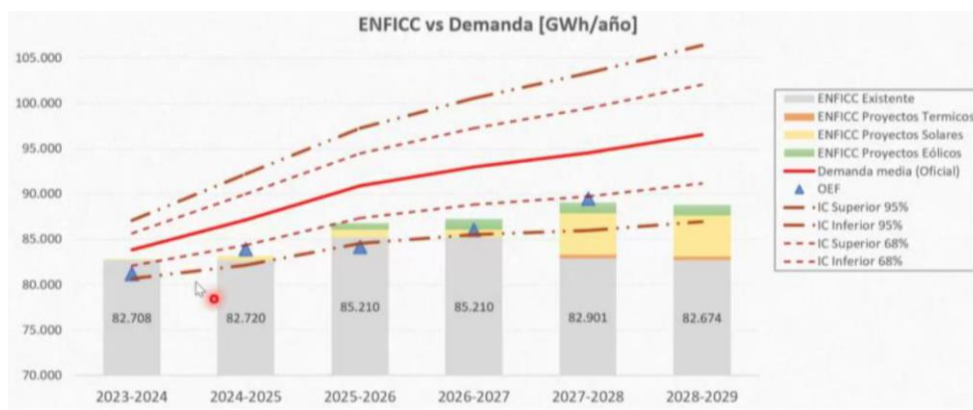
Asimismo, se observan algunas limitaciones operativas en el SIN impuestas por situaciones que son de difícil gestión por parte de los transportadores y operadores de red. En el área Caribe, por ejemplo, algunos propietarios de predios en ocasiones se oponen al ingreso del personal para ejecutar labores de mantenimientos 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 consiguen.

Adicionalmente, las invasiones sobre las servidumbres de las líneas de transmisión y subtransmisión pueden implicar la modificación de sus parámetros, como la capacidad de transporte de corriente, que, si bien se hace con el propósito de salvaguardar vidas humanas, generan restricciones operativas en el SIN. Se referencia la modificación de los parámetros de los circuitos Candelaria-Ternerá 220 kV 1 y 2 por parte de TRANSELCA, que ocasionó la declaración en estado de emergencia de la subárea Bolívar por el incumplimiento de los criterios de seguridad ante eventos de contingencia sencilla, atrapamientos de generación en TERMOCANDELARIA y Demanda No Atendida-DNA en la subárea Bolívar.

4. Energía Firme para el SIN

En el análisis del balance ENFICC-Demanda (Gráfica 2), calculado por el CND es evidente que la oferta de energía en firme está, para todas las vigencias, por debajo del escenario de demanda medio de la UPME. De manera complementaria, las simulaciones energéticas del CND permiten establecer que, considerando la materialización de hidrologías críticas en los próximos veranos, se observan tasas de desembalsamiento superiores al 43 %, muy parecidas a la del verano 2023-2024 (46 %). Adicionalmente, se identifica una participación superior a 90 GWh-día para la generación térmica durante las estaciones de invierno para gestionar el embalse del Sistema.

Por lo anterior, nuevamente el CNO llama la atención sobre el balance y los resultados del panorama energético, y sugiere estudiar mecanismos alternativos a la subasta del Cargo por Confiabilidad, que permitan en el corto plazo contar con mayor energía en firme respecto al escenario de proyección de demanda de energía eléctrica de la UPME; adicionalmente, garantizar la disponibilidad de todos los energéticos para el parque de generación convencional (gas natural, carbón mineral y combustibles líquidos).



Gráfica 2. ENFICC vs Demanda [GWh-año]. Fuente CND-XM.

5. Guía de Cálculo de Caudal Ambiental e implicaciones para el sector eléctrico

En el año 2017 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS sometió a consulta pública la “*Guía Metodológica para la estimación del Caudal Ambiental*”. Teniendo en cuenta el análisis de dicho documento y sus diferentes versiones por parte del grupo de trabajo CND-UPME-CNO, se evidenció que un escenario de aplicación a todos los ríos del SIN sería inviable desde el punto de vista de la confiabilidad y seguridad del Sistema. En este sentido, y considerando lo manifestado por el MADS en la pasada reunión del CACSSE 191, donde se informó que próximamente reiniciarán los ejercicios para formular una nueva versión de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental, de manera respetuosa recomendamos que el grupo de trabajo CND-UPME-CNO evalúe nuevamente el impacto de la metodología que defina el MADS en el sector energético.

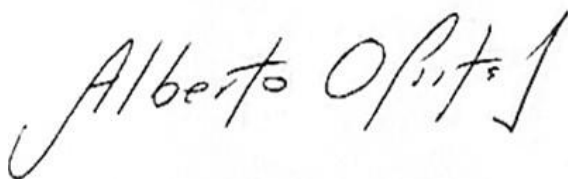
6. Recomendaciones

- Apoyo a los paquetes de obras urgentes que está conformando la UPME para las áreas y subáreas críticas, y cuyo objetivo sea la rápida toma de decisiones acerca de las medidas de mitigación y obras que se necesitan, así como la búsqueda de los mecanismos regulatorios más expeditos para la puesta en servicio de todos los proyectos.
- Respecto a los riesgos derivados por el agotamiento de la capacidad de cortocircuito, se requiere la revisión urgente por parte de MINENERGÍA y la CREG de los incentivos regulatorios para que los transportadores nacionales, regionales y operadores de red, desarrollen las adecuaciones necesarias.
- Definir mecanismos alternativos a la subasta del Cargo por Confiabilidad, que permitan en el corto plazo contar con mayor energía en firme respecto al escenario de proyección de demanda de energía eléctrica de la UPME.
- Garantizar la disponibilidad de todos los energéticos para el parque térmico, es decir, gas natural, carbón mineral y combustibles líquidos.
- Convocar al CACSSE para abordar los riesgos identificados en esta comunicación.

Finalmente, expresamos nuestra voluntad de trabajar de manera conjunta, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, en las soluciones a las situaciones que implican un riesgo para la operación segura y confiable del Sistema. En este sentido, sugerimos generar los espacios para gestionar nuestras recomendaciones lo más pronto posible.

Quedamos atentos para resolver cualquier duda o inquietud derivada de esta comunicación.

Respetuosamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Copia:

Dr. Javier Campillo Jiménez. Viceministro de Energía. MINENERGÍA.
Dr. Carlos Adrián Correa. Director General UPME.
Dr. Baisser Antonio Jiménez. Director Ejecutivo CREG.
Dr. Dagoberto Quiroga. Superintendente de Servicios Públicos. SSPD.
Dr. Marcelo Álvarez. Presidente CNO.
Dr. Juan Carlos Morales. Gerente CND.