

Bogotá D.C., 11 de febrero de 2025

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, ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, y de acuerdo con el panorama eléctrico y energético del Sistema presentado por el CND en las pasadas reuniones del Consejo 781 y 778 del 6 de febrero y 9 de enero del año en curso, respectivamente, reitera algunos aspectos que representan un riesgo para la operación del Sistema en el corto, mediano y largo plazo.

1. Áreas críticas del SIN

A partir de los estudios de planeamiento operativo eléctrico del Centro Nacional de Despacho-CND-XM, se identifican situaciones riesgosas que podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable a la demanda en varias zonas del país; específicamente, continúa siendo preocupante el estado de las áreas eléctricas Oriental, Caribe, y las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Bolívar, Córdoba-Sucre, Bogotá y Chocó-DISPAC; si bien la UPME estructuró un paquete de obras urgentes para resolver la situación descrita, durante el año 2024 se siguieron impartieron instrucciones de racionamiento por parte del CND en el área Caribe por agotamiento de su red del STR, y además, siguen vigentes 35 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS por la falta de expansión.

A la fecha, hay 148 restricciones identificadas por el operador del Sistema en distintas áreas y subáreas del país, de los cuales 20 son de emergencia, 24 son de alerta, 31 están asociados a restricciones de cortocircuito y 73 se presentan bajo condiciones normales de operación. Asimismo, 107 subestaciones son abastecidas de forma radial.

Adicionalmente, los índices de fortaleza eléctrica de red implican un límite para la integración de la Generación Basada en Inversores-IBR en cada una de las áreas eléctricas del SIN; también se identifican limitaciones de generación en las subáreas operativas GCM, Meta, Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), Atlántico, Norte de Santander, Tolima-Huila-Caquetá (THC) y Antioquia, es decir, en todas las áreas eléctricas del Sistema, lo anterior por la conexión de múltiples plantas solares fotovoltaicas. Por último, se identifican 25 restricciones que actualmente, bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, podrían activarse y limitar la generación térmica y solar fotovoltaica.

2. Decreto 1403 de 2024

El artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 prevé lo siguiente:

“(…)

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.11. Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red. No se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o Redes en las Zonas No Interconectadas, ni tendrá distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red.

(…)”.

Se debe tener en cuenta que, por jerarquía normativa, el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 puede estar derogando de manera tácita el cumplimiento de los requisitos de las normas previstas en el RETIE para los autogeneradores sin entrega de excedentes, que a partir del 22 de noviembre de 2024 se conecten al Sistema, representando ello un grave riesgo para la vida y la salud humana, la vida animal y vegetal, y la preservación del medio ambiente.

De manera específica, el RETIE prevé en el numeral 3.18.2 del título 18 los requisitos generales para los Autogeneradores a Pequeña Escala-AGPE y la generación distribuida así:

“(…)

Todo generador con fuentes no convencionales de energía, autogeneradores de pequeña escala – AGPE y Generación Distribuida – GD conectado al Sistema de Distribución Local – SDL, Sistema de Transmisión Regional – STR o al Sistema de Transmisión Nacional – STN, para generar y entregar energía

eléctrica a la red, debe cumplir todas y cada una de las condiciones incluidas en el presente Reglamento que le apliquen, la regulación establecida por la CREG, las señaladas por las autoridades ambientales, y las señaladas por las entidades territoriales y los entes de planeación local y regional donde se localice el proyecto de generación.

(...)”.

Complementariamente, señalamos a continuación los riesgos operativos identificados por el CNO, motivados por la expedición del artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto, a saber: **i)** pérdida de la trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al Sistema y sus usuarios; **ii)** riesgo sistémico para el SIN por la ausencia total de cumplimiento de requisitos; **iii)** incremento de la incertidumbre asociada a los pronósticos de la demanda; **iv)** Demanda No Atendida-DNA adicional por la activación del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia-EDAC; **v)** análisis operativos y de la expansión alejados de la realidad por la falta de información de los autogeneradores que no inyectan excedentes al SIN; **vi)** “copiamiento” más rápido de la capacidad de interrupción de las subestaciones del STN y STR por incremento de las corrientes de cortocircuito; **vii)** encarecimiento en la prestación de los servicios estabilizadores del SIN, control de tensión y control de frecuencia; **viii)** posibles limitaciones de generación de plantas instaladas en el SIN, dada la prioridad que podrían tener los autogeneradores o productores marginales; **ix)** riesgos para la operación segura y confiable del SIN debido al desconocimiento de la ubicación y falta de supervisión de los autogeneradores sin entrega de excedentes al Sistema; **x)** posibles impactos económicos asociados a la remuneración de activos de conexión, ya que algunos de ellos podrían ser reconocidos como activos de uso; e **xi)** incremento del número de eventos por aspectos asociados a la coordinación de protecciones.

Asimismo, el Decreto podría estar derogando tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 080 de 1999, 060 de 2019, 148, 075 y 174 de 2021, y 101 011 de 2022, y los Acuerdos CNO que reglamentan los aspectos técnicos de dicha normatividad.

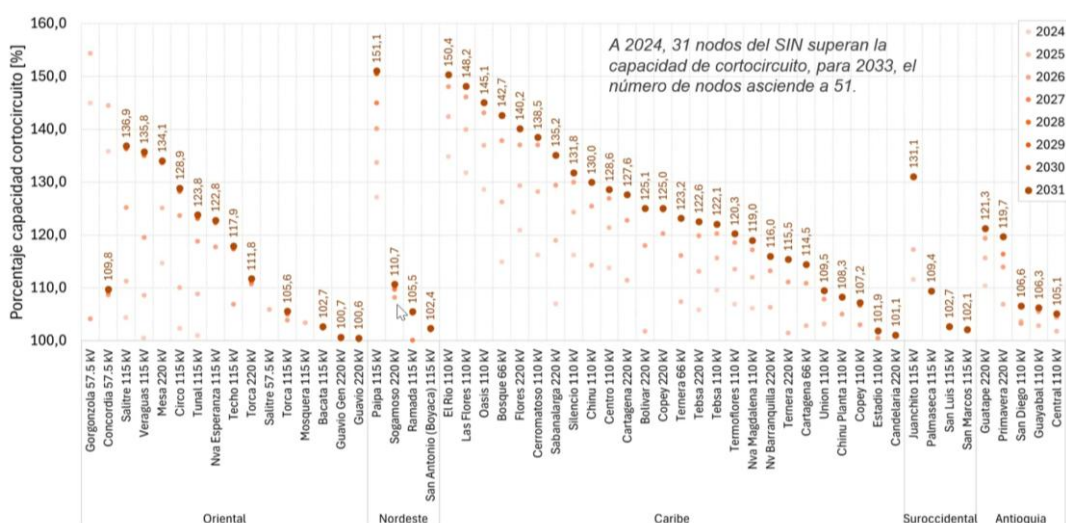
Finalmente, presentamos el resultado de las solicitudes de información dirigidas a los operadores de red, transmisores y generadores en su calidad de promotores y desarrolladores de proyectos de generación (Tabla 1), acerca de la cantidad de solicitudes de conexión de autogeneración sin entrega de excedentes que se encuentran en trámite, y los proyectos que se conectarían al SIN usando el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024:

Autogeneradores sin entrega de excedentes que se conectarían al SIN	278
Autogeneradores sin entrega de excedentes que se conectarían al SIN haciendo uso del artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1403 de 2024.	28

Tabla 1. Número de proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes según las circulares 148 y 149 del CNO.

3. Incremento del nivel de cortocircuito en subestaciones del STN y STR

Se identifican 31 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 sincrónicas de generación (ver Gráfica 1). Si bien el Consejo 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 2023.



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

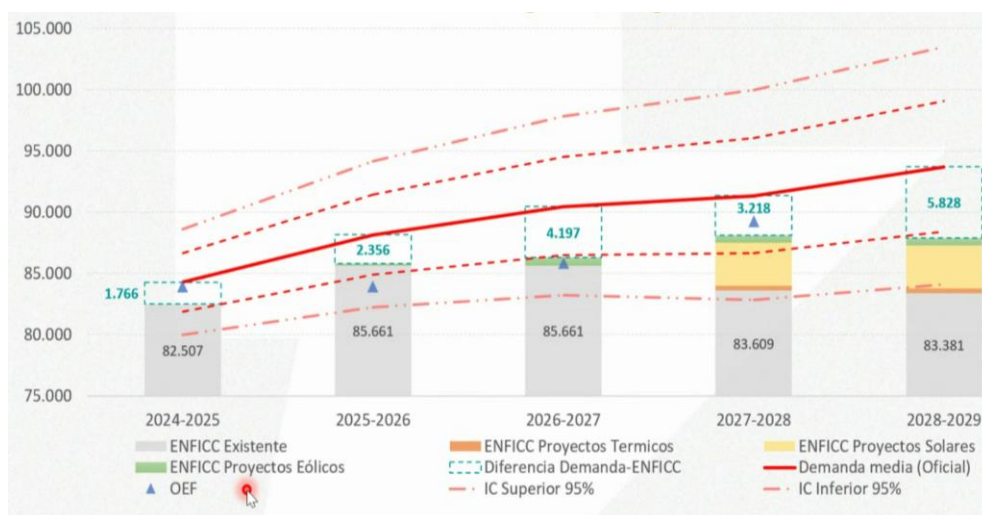
Si bien la Comisión expidió la Resolución CREG 193 de 2020, que permite vía ampliación el cambio de bahías por otras con mayores especificaciones, el literal g de la citada norma las enmarca en la tipificación de Unidades Constructivas-UC; es decir, si se requiere una mayor capacidad de cortocircuito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

En línea con lo anterior, se debe tener en cuenta que incrementar la capacidad de cortocircuito de una subestación tiene efectos operativos por indisponibilidades de bahías, lo cual posiblemente incrementaría las restricciones del SIN, situación que se evidenció durante las repotenciaciones de las subestaciones a nivel de 230 kV San Carlos y Chivor.

4. Energía Firme para el SIN

Es preocupante el balance ENFICC-Demanda de la 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 permitieron establecer que, considerando la materialización de hidrologías críticas en los próximos veranos, se observan tasas de desembalsamiento superiores al 40 %. Adicionalmente, se identifica una participación superior a 70 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, garantizar la disponibilidad de todos los energéticos para el parque de generación convencional (gas natural, carbón mineral y combustibles líquidos), y analizar el impacto de las nuevas señales del precio de escasez (Resolución CREG 101 066 de 2024), ya que bajo el nuevo marco normativo, existe la posibilidad que toda la energía faltante no se cubra.



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

5. 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 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 inviabilizaron 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, operadores de red y generadores. 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. Adicionalmente, 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 salvaguarda vidas humanas, genera restricciones adicionales en el SIN.

Por último, se debe referenciar el reciente caso de minería ilegal en cercanías a la central hidroeléctrica Porce III, que está poniendo en riesgo la operación de la planta, ello debido al control de sus descargas por el vertedero para evitar la afectación de las mismas personas que están llevado a cabo dicha actividad ilícita; inclusive, EPM ha identificado la construcción de “jarillones” o presas artesanales que podrían ocasionar la reversión de flujo, incrementando el riesgo de pérdidas humanas e inundaciones y aludes sobre la casa de máquinas.

Es importante mencionar que esta situación podría ocasionar la interrupción de la operación de Porce III, afectando inclusive a las centrales Guadalupe y Porce II.

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

Como es de conocimiento de MINENERGÍA, 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 es 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 la nueva metodología que defina el MADS.

7. Ajustes Normativos Urgentes

Es urgente la actualización del Código de Redes considerando los retos asociados a la integración de la Generación Basada en Inversores-IBR, lo cual se encuentra soportado por los análisis del CND, plasmados en sus informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo, y las diferentes versiones de los estudios de flexibilidad del Sistema.

Asimismo, insistimos en la necesidad de subsanar los riesgos ocasionados por el esquema de transiciones, motivado, entre otros, por los retos asociados a la integración de las plantas enmarcadas en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. Si bien ambas normas definieron que los operadores de red deben ajustar sus procedimientos para cumplir con los acuerdos de supervisión, coordinación y control de la operación en un tiempo máximo de treinta y seis (36) meses, contados a partir de su expedición, los agentes generadores deben cumplir con los requisitos regulatorios exigidos hasta los meses de marzo y mayo del año en curso, respectivamente.

En este sentido y tal como fue informado previamente por el Consejo, algunos operadores de red han informado eventos de Demanda No Atendida-DNA en varias subáreas operativas por la conexión de plantas IBR, que no son supervisadas y no participan en el control de tensión y frecuencia aún. Complementariamente, el Comité de Distribución del Consejo encontró más de 90 MW que también podrían ocasionar eventos de DNA, distribuidos entre las áreas Oriental, Suroccidental y Antioquia.

8. Recomendaciones

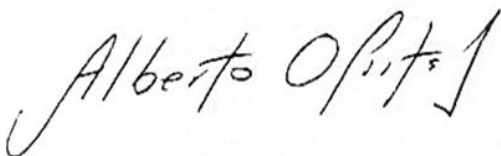
- Citar urgentemente al CACSSE para abordar las situaciones identificadas en esta comunicación, en particular el déficit de Energía en Firme establecido por el CND a partir de su balance ENFICC-Demanda, los riesgos para la central Porce III por la presencia de minería ilegal, y el estado de las áreas y subáreas críticas del SIN.
- Reiteramos la solicitud hecha a MINENERGÍA, dentro de los Planes de Choque sugeridos para las áreas y subáreas críticas, la búsqueda de mecanismos regulatorios más expeditos y la articulación con otros organismos y entidades de gobierno para la puesta en servicio de todos los proyectos.

- Respecto a los riesgos derivados por el agotamiento de la capacidad de cortocircuito, revisión urgente por parte de MINENERGÍA y la CREG de los incentivos regulatorios para que los transportadores nacionales, regionales y operadores de red hagan 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.
- Liderar la actualización normativa descrita en el numeral 7 de esta comunicación, para lo cual sugerimos retomar las mesas de trabajo CREG-UPME-CND-CNO que se configuraron durante el periodo 2017-2020.

Finalmente, expresamos nuevamente 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 CON

Copia:

Dr. Juan Carlos Bedoya. Jefe oficina OARE de MINENERGÍA.
Dr. Carlos Adrián Correa. Director General UPME.
Dr. Baisser Antonio Jiménez. Director Ejecutivo CREG.
Dr. Yanod Márquez Aldana. Superintendente de Servicios Públicos. SSPD.
Dr. German Caicedo. Presidente CNO.
Dr. Juan Carlos Morales. Gerente CND.