

Informe CNO 694

Fecha: marzo 2 de 2023

Temas administrativos

1. Como resultado del procedimiento para solicitar ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2023, las siguientes primeras seis (6) empresas fueron aceptadas y ya se les envió comunicación: TERMOYOPAL, TERMONORTE, CEO, AFINIA, ENERCA e ISA-INTERCOLOMBIA. Respecto a las empresas UNERGY ENERGIA DIGITAL SAS ESP, PRIME, URRÁ, AURES BAJO y ELECTROHUILA, que también solicitaron ser invitadas, se recomienda aceptar sus solicitudes e incorporarlas a las reuniones del Consejo virtualmente.

A partir de la siguiente reunión del CNO se propone limitar el acceso virtual de las reuniones, de manera que sólo pueden acceder las personas a las que se les envía la invitación (enlace virtual) a menos que esta persona informe su reemplazo por correo dirigido al Secretario Técnico.

2. Para el año 2024, se propone hacer la siguiente modificación del Reglamento Interno con relación a los invitados al CNO:

REGLA ACTUAL (ACUERDO 1635 DE 2022)	PROPUESTA DE REGLA
12. Invitados. 12.1 A las reuniones del Consejo podrán asistir los representantes de 6 empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC y de la demanda no regulada, quienes podrán asistir con voz, pero sin voto, bajo los siguientes parámetros: • En el mes de enero de cada año, el Representante Legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión	12. Invitados. 12.1 A las reuniones del Consejo podrá asistir un (1) invitado de los siguientes miembros por elección del CNO: • Actividad de generación conectada al sistema interconectado nacional, con una capacidad instalada entre el uno por ciento (1 %) y el cinco por ciento (5%) del total nacional. • Actividad de generación con una capacidad instalada inferior al 1 % del total nacional. • Actividad de generación de forma

nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, que deseen ser invitadas a las reuniones del Consejo Nacional de Operación, deben enviar una comunicación al Secretario Técnico del CNO solicitándolo. • En la reunión del CNO del mes de febrero de cada año, el Secretario Técnico del CNO informará a los miembros del CNO cuántas y cuales empresas solicitaron ser invitadas. • El CNO decidirá a qué empresas acepta invitar a sus reuniones, lo cual será informado por el Secretario Técnico a los representantes legales de las empresas solicitantes. Parágrafo 1: En todo caso, las solicitudes de invitación se entenderán aprobadas por el año calendario en el que se haga la solicitud. Al inicio de cada año calendario, las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada que deseen ser invitadas, deberán hacer una nueva solicitud. Parágrafo 2: En cualquier momento del año, el representante legal de las empresas de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada, podrán solicitar ser invitadas al CNO, si no se ha completado el cupo de las 6 empresas invitadas. Parágrafo 3: En todo caso, las empresas de generación, generación exclusiva con	exclusiva con fuentes no convencionales de energía renovable. • Actividad de transmisión nacional. • Actividad de distribución que no realicen prioritariamente actividades de generación. • Demanda no regulada. • Demanda regulada. Las siete (7) empresas podrán asistir a las reuniones del CNO con voz y sin voto, previo cumplimiento de los siguientes parámetros: • Las empresas que desarrollen las actividades de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión nacional, distribución y de la demanda regulada deben estar registradas como agentes del mercado ante el ASIC. • En la reunión del mes de enero del CNO de cada año, los representantes legales de las empresas que son miembros por elección del CNO, deberán postular la empresa invitada por el grupo por elección. • El CNO solicitará a los representantes legales de las empresas invitadas por grupo por elección los datos del representante principal y suplente, que serán invitados a las reuniones del CNO. Parágrafo 1: En todo caso, las solicitudes de invitación se entenderán aprobadas por el año calendario en el que se haga la solicitud. Parágrafo 2: Los grupos por elección que tienen 2 integrantes tienen derecho a 1 invitado.
---	--

FNCER, transmisión y distribución que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC, y de la demanda no regulada y que asisten como invitadas a las reuniones del Consejo deben dar cumplimiento a lo previsto en el Decreto 2238 de 2009. A las reuniones del Consejo Nacional de Operación se invitará de forma permanente a la UPME, al MME, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al CNO Gas y al IDEAM.	Parágrafo 3: Podrá postularse como empresa invitada por los grupos por elección: - La empresa que no sea controlante, que no sea controlada, o que no tenga un controlante común con un miembro por designación legal, o de un miembro actualmente elegido del CNO. Tratándose de un grupo empresarial: - Cuando ninguna de las empresas que lo constituya sea miembro del CNO. - Cuando teniendo la posibilidad de ser elegido en más de un grupo de los miembros por elección, se postule para uno de ellos. A las reuniones del Consejo Nacional de Operación se invita de forma permanente a la UPME, al MME, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al CNO Gas y al IDEAM.
---	---

3. Se propone al Consejo desarrollar el ejercicio de planeación estratégica 2023-2028 durante la primera quincena de junio, y se solicita su aprobación para invitar a las firmas que puedan servir de facilitadores:

- GOVERNANCE CONSULTANTS.
- LIDERAZGO Y GESTIÓN.
- ECSIM.
- VRINDRA.
- BREAKTHROUGH.

4. Se recibió comunicación de respuesta a la solicitud del CNO de ampliación del plazo de la transición de la Resolución CREG 101 028 de 2023, en la que indicó por el regulador lo siguiente:

“(…)

El proyecto de resolución se elaboró originalmente con el objetivo de robustecer la seguridad de la infraestructura y los mecanismos de

intercambio utilizada por el CND, ASIC y LAC en el desarrollo de sus responsabilidades ante las nuevas amenazas globales y locales. El periodo de consulta del proyecto fue de dos días hábiles finalizando el 13 de febrero del presente año, con el fin de adoptar la medida en firme antes del 19 de febrero de 2023.

Por otro lado, como es de público conocimiento, mediante el Decreto 0227 del 16 de febrero de 2023, el Presidente de la República reasumió por el término de tres meses las funciones de carácter general delegadas a esta Comisión. En este contexto y teniendo en cuenta que el plazo de implementación de la Resolución CREG 101 028 de 2022 venció el 19 de febrero, no le fue posible a esta Comisión atender la solicitud formulada por el CNO.

(...)“

Adicionalmente, el Director Ejecutivo de la CREG mencionó respecto a la consulta realizada sobre el trámite de los requerimientos del CNO:

“(...

si continuamos atendiendo consultas, sobre todo de interpretación de la regulación. Sobre solicitudes de medidas generales los próximos 2.5 meses las enviaremos a quien corresponda.

(...)”

Por lo anterior, se propone que el CNO continúe dirigiendo sus comunicaciones a la CREG cuando se aborden aspectos regulatorios.

5. En la labor de preparación del Congreso MEM del año 2023, se solicita a los miembros del CNO proponer algunos temas que serían de interés para la conformación de la Agenda, todos ellos enfocados en aspectos institucionales, la operación futura del Sistema Interconectado Nacional-SIN y la búsqueda de sinergias con otros sectores (gas y movilidad eléctrica, por ejemplo).
6. La migración de la página WEB del CNO a la última versión de Drupal debe salir en producción en el mes de marzo. Está prevista una capacitación en la mejora de algunas funcionalidades para los presidentes y coordinadores técnicos de los comités y subcomités.

Temas técnicos

7. El jueves 2 de febrero del año en curso se envió a los responsables de ciberseguridad de los agentes generadores, transmisores nacionales, distribuidores y el operador del Sistema, la solicitud de diligenciamiento de la encuesta de *“Avances de la implementación de la Guía de Ciberseguridad-Acuerdo 1502 de 2021”*. El plazo inicial para el diligenciamiento de la misma fue el viernes 3 de marzo de 2023, el cual fue ampliado hasta el 17 de este mes.
8. El proyecto normativo CREG 701 026 plantea las siguientes tareas para el Consejo, respecto a los requisitos de generación que deben cumplir los generadores que deseen compartir infraestructura para su conexión al SIN:
 - Actualizar el Acuerdo por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares, u otro tipo de generación, y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN conforme la regulación vigente.
 - Con apoyo del CND, determinar mediante simulaciones de la operación del sistema, una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) o equivalente en el Punto de Conexión Común-PCC, que conjuntamente con las curvas P-Q individuales permita determinar los requisitos que deben cumplir todas las plantas en el PCC.
 - Con apoyo del CND, determinar mediante simulaciones de la operación del sistema, si debe actualizar la curva Q-V o su equivalente para un conjunto de plantas eólicas y solares que hagan parte en una conexión compartida.
 - Definir cómo se deben reportar las curvas P-Q de cada planta de generación y cuánto tiempo antes de la entrada en operación.
 - Para las planta de generación hidráulica, térmica, u otro tipo de generación que use una fuente de energía convencional de acuerdo con la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, determinar mediante Acuerdo las curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones a cumplir en el Punto de Conexión Individual-PCI, las cuales podrán diferenciarse por nivel de tensión.
 - El CNO podrá determinar la supervisión de variables adicionales a la potencia activa, potencia reactiva, tensión línea-línea y corriente de fase, a los proyectos de generación que son objeto del artículo 15 del proyecto normativo.

- Definir las pruebas que aplican para las unidades y/o plantas de generación en una conexión compartida y si estas se realizan en el punto de conexión individual o en el punto de conexión compartido.

Todos los Acuerdos asociados deberían ser formulados, aprobados y publicados en un plazo inferior a cuatro (4) meses.

9. El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EMSA, ELECTROHUILA y ENERCA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617. El CND y el Comité de Distribución resaltaron la buena gestión y esfuerzo que ha venido realizando DISPAC, al pasar de 54 acciones pendientes a 14 acciones.

Por otro lado, preocupa la situación que se está presentando en la subárea ENERCA-Casanare. El CND informó sobre la constante salida del corredor doble circuito Yopal-Toquilla-San Antonio 115 kV, el cual ha generado la activación frecuente del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG, asociado a la generación de la zona. Si bien bajo algunos escenarios la demanda de la subárea no ha sido impactada, en otros si se ha observado afectación. El CND hizo un llamado al Operador de Red para que actualice los esquemas de coordinación de protecciones, ya que los riesgos para la materialización de Demanda No Atendida se incrementan si dichos ajustes no se ejecutan en el corto plazo.

10. El pasado 13 de febrero del año en curso se reunió el Grupo de Seguimiento del Área Caribe, para analizar la situación operativa actual y esperada de esta fracción del SIN. Participaron en la reunión los siguientes agentes: AIR-E, ISA-INTERCOLOMBIA, CND-XM, GECELCA, TERMONORTE, ENLAZA-GEB, SSPD, MINENERGIA, UPME, AFINIA, TRANSELCA y CANADIAN SOLAR. Las principales conclusiones de la reunión se resumen a continuación:

- La Demanda No Atendida-DNA de Caribe es el “Pareto” del país. Esta zona del sistema es la que más reconcilia y tiene más del 70 % de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS del SIN. Se evidencia en algunas subáreas agotamiento de la red, ya que en estado estacionario hay bajas tensiones o sobrecargas.
- Se identifican 51 restricciones en el área Caribe que no tienen definida obra para mitigarlas o reducirlas.
- El CND recomienda priorizar la eliminación de varias radialidades en el área Caribe, ello para maximizar los beneficios de importación y exportación que generan las nuevas líneas del STN que han entrado en servicio recientemente.

Por otro lado, también se identifican altas tensiones en el área por la puesta en servicio de dicha infraestructura.

- Los indicadores de fortaleza eléctrica de la red podrían limitar la conexión segura y confiable de nuevas plantas de generación basada en inversores.
- Se identifican casi 300 límites de transferencia o “cortes” en Caribe bajo red degradada. Es importante mencionar que el SIN se planea con criterios de red completa. Según el CND, en Colombia el 95 % del tiempo el sistema está bajo intervención de múltiples elementos.
- El transportador TRANSELCA manifiesta su preocupación por el crecimiento no controlado de las subestaciones con configuraciones en anillo. En la subestación Fundación, por ejemplo, se proyectan más de 11 campos, cuando la literatura recomienda para este tipo configuraciones no más de seis (6). Asimismo, menciona que la subárea Caribe depende de la subestación Sabanalarga, la cual tiene 12 diámetros, distribuidos entre 13 líneas y 7 transformadores. Llama a la reflexión sobre el ranqueo vigente de las subestaciones críticas del SIN, ya que Sabanalarga está en (5) quinto lugar y los pasados eventos sobre dicha subestación indicarían que la misma debería ubicarse en una posición más alta.
- El desarrollador del proyecto SAEB menciona que ya se adquirieron las baterías, pero que aún no se le ha indicado al contratista que empiece a fabricar estos dispositivos. Esto se debe a que la casa matriz de CANADIAN SOLAR está esperando la respuesta de la UPME respecto a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación-FPO. Recordemos que la FPO de esta expansión es el 30 de junio de 2023.

El plazo solicitado de prórroga del proyecto es hasta julio 13 de 2024. El Consejo preguntó al desarrollador porque no se ha dado instrucción al contratista para la fabricación de las baterías, ya que un escenario posible es que la UPME no autorice la modificación de la FPO; es decir, la expansión debería estar en servicio a partir de julio del año en curso. Al respecto, CANADIAN SOLAR indicó que si la UPME no autoriza el cambio de fecha de puesta en servicio de esta expansión (julio 2024), existe un riesgo de que el proyecto no se ejecute.

La memoria detallada de la reunión está disponible en la página del CNO como anexo a esta sesión del Consejo. Para la próxima sesión de marzo se espera contar con el MADS y su propuesta de delimitación de la Sierra Nevada de Santa Marta; asimismo, con los Operadores de Red-OR y agentes desarrolladores de proyectos, para que presenten las medidas de mitigación y el seguimiento a las obras de expansión en el STN y STR.

11. El 2 de febrero del 2023 se reunió el grupo de seguimiento al área Oriental, el cual lidera la UPME. Al respecto, vale la pena mencionar que, según la información reportada de los pronósticos de demanda de los Operadores de Red y Usuarios Especiales, y las intervenciones ya conocidas a nivel de generación (Chivor), los 3500 MW de potencia, que son el valor de activación de los riesgos para el área, se adelantan en el tiempo del 2025 al 2024.

Por lo anterior, se solicita a la UPME oficializar el Plan de Acción construido en diciembre del año 2022, convocar nuevamente al grupo una vez se revisen los perfiles de demanda de cada una de las subáreas, de tal forma que se establezca si los valores máximos de potencia son coincidentes en el tiempo.

12. Se convocará al grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC, el cual lidera el CNO, para el viernes 10 de marzo del año en curso. Lo anterior considerando lo manifestado en la pasada reunión del CNO, donde se informó que la máxima demanda atendible en la subárea es de 24 MW, y en la operación en tiempo real se han registrado consumos superiores a 30 MW; asimismo, el CND ha declarado dicha subárea en estado de alerta.
13. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el listado de restricciones eléctricas y operativas de mediano y largo plazo (periodo 2023-2028), que a la fecha no tienen obra de expansión definida por parte de los Operadores de Red y la UPME, para mitigarlas, eliminarlas o reducirlas. Teniendo en cuenta que el número de “cortes” es superior a cien (100), el SAPE y el CND recomendaron la realización de su segunda jornada de restricciones, tal como se llevó a cabo en el año 2022.

En este sentido, se realizará el evento el 16 de marzo del año en curso y se solicita respetuosamente a la UPME su participación en dicha jornada.

14. La CREG convocó una nueva subasta de expansión para la asignación de obligaciones de energía firme, OEF, para el período de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028. A diferencia de subastas anteriores, para poder participar en esta ocasión, el agente, desarrollador o inversionista debe presentar un certificado de la UPME donde conste que la planta o unidad de generación cuenta con concepto de conexión al SIN. Asimismo, para aquellas plantas o unidades de generación con obligaciones que entren en operación comercial antes del 1 de diciembre de 2027, la Comisión estableció como incentivo el que puedan empezar a recibir la remuneración del cargo por confiabilidad asignada desde su entrada en operación, sin modificar la fecha de finalización de las obligaciones de energía adquiridas en la subasta.

15. En el Comité de Operación-CO, el CND presentó la actualización del análisis de impacto para el SIN de la aplicación de la Guía de Cálculo del Caudal ambiental. Respecto a la evaluación hecha previamente por el grupo CNO-CND-UPME (período 2017-2019), los resultados son similares. En ese sentido, el grupo se reunirá el viernes 3 de marzo del año en curso para estudiar si se debe o no actualizar el escenario de expansión contemplado por XM y la valoración de impacto desde el punto de vista de la Energía en Firme.
16. Se propone al Consejo activar un plan de tareas en los Comités y Subcomités del CNO, frente a la posibilidad de la materialización de un evento tipo “Niño” fuerte y prolongado. Se sugieren adelantar las siguientes actividades de manera periódica a partir de la autorización del Consejo:
 - Revisión de escenarios hidrológicos que consideren los pronósticos del IDEAM, agencias internacionales, centros de investigación reconocidos, y el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER
 - Revisión periódica por parte del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO de los supuestos de los análisis energéticos, de flexibilidad y potencia. Asimismo, llevar a cabo con mayor frecuencia los últimos análisis referenciados.
 - Revisión por parte del SPO de las restricciones de disponibilidad de potencia cuando los embalses están operando a bajos niveles.
 - Coordinación de mantenimientos de las plantas de generación del SIN por parte del Subcomité de Plantas-SP.
 - Revisión y coordinación de mantenimientos del sector de gas por parte del SP con el CNO gas.
 - Propuesta revisión de protocolos de comunicación por parte del Comité de Operación-CO.
 - Seguimiento periódico del Comité de Distribución-CD a los pronósticos de demanda por mercado de comercialización.
 - Respecto al Volumen Útil Agregado del SIN, analizar la viabilidad de construir una senda de referencia paralela, contemplando un escenario tipo “Niño” fuerte y prolongado. Si se acepta esta propuesta, esta tarea sería coordinada directamente por el CNO y el CO.
 - Analizar por parte del SP, si se requiere actualizar la logística de suministro y transporte de combustibles líquidos de las plantas de generación térmica.

- Por parte del CO, revisión crítica de la información de las fechas de entrada en operación de los proyectos de expansión de generación y transmisión.
 - Seguimiento por parte del CO al inventario de gas natural importado de la planta de regasificación del Caribe.
 - Se recomiendan a la UPME las siguientes actividades frente al evento tipo “Niño”:
 - a. Actualización de los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica de manera más frecuente, dado el impacto que tiene esta variable en los análisis energéticos, de flexibilidad y potencia en el marco del planeamiento operativo indicativo.
 - b. Actualización de los costos de los combustibles líquidos y el carbón mineral con mayor frecuencia.
 - c. Revisar la lista de autogeneradores y cogeneradores, según la Resolución CREG 174 de 2022.
17. Se publicó y envió el 24 de febrero de 2023 a los agentes generadores de las plantas no despachadas centralmente la Circular 113, cuyo objetivo es el envío de la totalidad de los parámetros definidos en el formato del Anexo 4 del Acuerdo CNO 1655 de las plantas y unidades no despachadas centralmente. La información debe ser enviada a la dirección de correo electrónico info@xm.com.co, hasta el 17 de marzo de 2023.
18. Respecto al documento de flexibilidad del CNO y sus recomendaciones a las diferentes entidades sectoriales, el Comité de Operación definió el siguiente esquema de trabajo:
- A partir de una propuesta inicial construida por el CNO, se presentará al grupo de flexibilidad.
 - Después de llegar a un consenso del documento, se presentará a los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, Plantas-SP y Planeamiento Operativo-SPO.
 - La versión resultante del documento será presentada al Comité de Operación-CO para su aprobación y envío al CNO.

19. En el Subcomité de Análisis de Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó la metodología desarrollada para establecer el impacto de los denominados eventos “HILP”, lo anterior en el marco del estudio de Resiliencia que está desarrollando. La propuesta fue construida por el Operador del Sistema, EPRI y Mathaios Panteli, un referente internacional en este tema.

Una vez el CND presente el estudio de Resiliencia en el Comité de Operación y el CNO, se convocará al grupo de Resiliencia para abordar en detalle la propuesta de simulación de “cascadas”, estudiando principalmente la causalidad de los eventos (independencia probabilística), tipo de simulaciones (AC o DC) y propagación del fenómeno considerando la evolución del evento desencadenador (natural o mal intencionado).