

INFORME CNO 775

Fecha: diciembre 5 de 2024

Temas administrativos:

1. El 8 de noviembre del año en curso se dio apertura a la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO en el año 2025, dando cumplimiento al cronograma establecido. A continuación, los resultados de la votación por grupos:

- Grupo generación 1. Empresas de generación con una capacidad instalada entre el 1 y el 5 % del total nacional: 3 postulados.



- Grupo generación 2. Empresas de generación con capacidad instalada inferior al 1 % del total nacional: 2 postulados.



- Grupo generación 3. Empresas de generación que lo hacen de forma exclusiva con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER: 2 postulados.



Energía del Suroeste

Votos: 8



LA UNION

Votos: 7



- Grupo transmisores nacionales. Empresas transmisoras nacionales: 1 postulado.



ENLAZA

Votos: 4



Grupo demanda regulada. Comercializadores independientes que atiendan de forma exclusiva la demanda regulada: 1 postulado.



ENERTOTAL SA ESP

Votos: 2



- Grupo distribuidores. Empresas distribuidoras que no realizan prioritariamente la actividad de distribución: no hubo postulaciones.
- Grupo demanda no regulada: no hubo postulaciones.

Atendiendo lo dispuesto en el Reglamento Interno del Consejo, se da inicio al siguiente procedimiento alternativo de selección del representante de la demanda no regulada:

“Se solicitará al ASIC la lista de los usuarios no regulados de mayor a menor, en orden decreciente en función de su demanda anual de energía (medida en MWh) al 31 de octubre del año de la apertura de la elección.

Con base en la lista entregada, el CNO le solicitará al usuario no regulado con la mayor demanda anual de energía ser representante de la demanda no regulada, si no acepta la solicitud, se le ofrecerá al usuario que siga en demanda, hasta que alguna empresa clasificada en este grupo acepte ser representante de la demanda no regulada”.

Para el grupo por elección de los representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente la actividad de comercialización y de un (1) representante de la actividad de transmisión, se abrió la nueva convocatoria el 3 de diciembre con el siguiente cronograma:

Recepción de postulaciones.	5 de diciembre de 2024.
Comunicación informando los postulados e instrucciones de acceso a la plataforma de votación.	6 de diciembre de 2024.
Votación a través de la página Web.	9 de diciembre de 2024.
Publicación de resultados.	10 de diciembre de 2024.
Expedición del Acuerdo que actualiza la integración del CNO.	11 de diciembre de 2024.

Si con posterioridad a los procedimientos adicionales de selección de los representantes de los grupos de demanda no regulada, transmisión y distribución los puestos se declaran vacantes, se informará a las autoridades competentes.

2. Se presenta para aprobación del Consejo el presupuesto de funcionamiento para el año 2025. Este fue elaborado teniendo en cuenta un Incremento del salario mínimo del 8 % y un IPC del 5.5 %. En la reunión ordinaria de enero del año 2025 se presentará nuevamente para ratificación del CNO con las cifras definitivas del salario mínimo y del IPC 2024.

- Presupuesto anual: Col\$ 2522'066.887
- Aporte anual por miembro: Col\$ 210'172.240,6
- Número miembros CNO 2025: 12

3. A continuación, se presenta la lista de solicitudes para ser invitados a las reuniones del Consejo durante el año 2025:

- AES COLOMBIA: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMONORTE: Solicitud recibida el 20 de noviembre del año en curso.
- TERMOYOPAL: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- TERMOCENTRO: Solicitud recibida el 25 de noviembre del año en curso.
- ENERFIN–PORTÓN DEL SOL: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- JULIA RD: Solicitud recibida el 26 de noviembre del año en curso.
- ERCO ENERGY: Solicitud recibida el 29 de noviembre del año en curso.
- COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA: Solicitud recibida el 2 de diciembre del año en curso.
- ENFRAGEM: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOFLORES: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.
- TERMOVALLE: Solicitud recibida el 3 de diciembre del año en curso.

En el Acuerdo 1804 de 2024 se prevé lo siguiente sobre los invitados a las reuniones CNO:

“(...) A las reuniones del Consejo podrán asistir los representantes de hasta 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 noviembre de cada 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, 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 diciembre 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 (...)".

Los criterios de designación del representante de la demanda regulada en el CNO son: comercializadores independientes de las demás actividades de la prestación del servicio de energía eléctrica, que vendan energía eléctrica a los usuarios regulados. Además, y teniendo en cuenta lo previsto en el artículo primero del Decreto 2238 de 2009, se hace énfasis en que las personas designadas por el representante legal de la empresa comercializadora seleccionada para representar a la demanda regulada para participar en las reuniones del CNO y de los comités, subcomités, y comisiones temporales de trabajo y demás grupos de trabajo, deben estar vinculadas a las áreas técnicas u operativas de dicha empresa.

Previo análisis de la empresa Julia RD, que solicitó ser invitada a las reuniones del CNO, se encuentra que es una empresa comercializadora que no cumple con los requisitos que se exigen al representante de la demanda regulada, y no integra la lista que el ASIC entregó.

Por Reglamento Interno, el CNO decide a qué empresas invita a sus reuniones, en un número máximo de 6 empresas. La recomendación al Consejo es aceptar las primeras seis solicitudes recibidas, que cumplan con los criterios de dicho reglamento.

4. En la reunión 131 del Comité Legal del 2 de diciembre se presentó el análisis de la situación actual de selección de los representantes de los grupos por elección. A continuación, se listan las alternativas que se definieron en la reunión, relacionadas con el incentivo para completar los representantes de los grupos por elección:
 - Opción 1: Hacer un cobro diferencial de los aportes al presupuesto de funcionamiento del CNO entre los miembros por designación legal y los miembros por elección.
 - Opción 2: Dado que los invitados a las reuniones del CNO deben pagar por Reglamento Interno el 25% de la cuota de presupuesto anual de un miembro, y hay un cupo máximo de 6 invitados, se propone que el aporte de 3 invitados que corresponde al 75% de la cuota de un miembro del CNO se destine a

cubrir el pago del aporte de 1 representante de los distribuidores, y el 25% restante lo asume la empresa distribuidora seleccionada.

- Opción 3: Solicitar a MINENERGÍA la reglamentación del artículo 46 de la Ley 2099 de 2021 que modificó el artículo 37 de la Ley 143 de 1994 (Conformación del CNO).

Adicionalmente, se presentó al CNO la propuesta de modificación del Reglamento Interno.

5. Se publicó la Circular 146 del 3 de diciembre de 2024, en la que se establecen las condiciones para que las empresas soliciten ser invitadas a las reuniones de los Comités y Subcomités del CNO, durante el año 2025.

Temas técnicos:

6. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo:

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El panorama no ha cambiado respecto a la probabilidad de materialización del fenómeno de “La Niña” durante el trimestre centrado en el mes de noviembre del año en curso, que es superior al 70 %.
- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.57 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos. Se resalta que el valor no cambió respecto al mes anterior.
- Se solicitó a través de comunicación oficial una reunión con la CREG, para presentarle algunos casos que se están presentando respecto al procedimiento de actualización de series de irradiación global horizontal y velocidad del viento, una vez se cuenta con nueva información medida y se requiere recalcular el coeficiente correlación de Pearson.

Subcomité de Plantas-SP:

- EPM solicitó el aplazamiento de las pruebas de Heat Rate y Capacidad Efectiva Neta de TERMOSIERRA para su configuración número 14, motivado por la no disponibilidad de gas natural. La situación se presentó al Comité de Operación-CO teniendo en cuenta que la misma se podría extender a otras unidades del SIN. Vale la pena mencionar que algunas plantas de generación manifestaron que, ante la escasez de dicho energético, se estaría analizando

la posibilidad de desmontar la infraestructura que permite el uso de gas natural para la producción de energía eléctrica.

- Se abordaron las lecciones aprendidas sobre el mantenimiento de la terminal de regasificación del Caribe. Entre los aspectos más relevantes se destaca:
 - ✓ Durante el mantenimiento, las constantes reuniones de coordinación de los dos sectores, que permitieron gestionar positivamente la intervención.
 - ✓ La participación de todos los involucrados, que propiciaron el aplazamiento de mantenimientos y los ajustes normativos que se requirieron.
 - ✓ La apertura de CALAMARÍ y SPEC al aplazamiento del mantenimiento.
 - ✓ Al margen de lo anterior, todavía persisten elementos por mejorar, como, por ejemplo, la certidumbre de las cantidades de gas disponible para el sector termoeléctrico, al igual que la expedición de normas que garanticen el uso prioritario de dicho energético para la generación de seguridad de las áreas operativas Caribe y Caribe 2.
 - ✓ Finalmente, persisten los vacíos regulatorios de los Estatutos de Racionamiento y Riesgo para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.
- Respecto a las horas de operación equivalentes de las plantas de generación térmicas, se acordó seguir reportando la información, y quien no lo pueda hacer, plasmar en el archivo compartido los motivos de dicha imposibilidad.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Al 28 de noviembre del año en curso el embalse agregado del SIN se ubicaba a 0.51 puntos porcentuales de la senda de referencia de la estación de invierno. Se comentó que era muy probable que al 30 de noviembre del año en curso se alcanzara el valor final de la misma. Respecto a la condición del Sistema, este se encontraba en vigilancia, según los términos de la nueva Resolución CREG 101 063.
- Desde el 17 de noviembre del año en curso se activó la exportación hacia el Ecuador, con un nivel cercano a 10 GWh-día. Se sugirió al CND tener en cuenta el volumen actual de intercambio en las simulaciones energéticas. Al

respecto, ENEL recomendó no programar a Quimbo y Betania para soportar la exportación, dado que la recuperación de sus embalses no ha sido la esperada.

- Se solicitó al CND revisar si la senda de referencia de la estación de invierno 2024, definida por la CREG, estuvo en alguna etapa por debajo de la envolvente inferior histórica del embalse de ese momento. Asimismo, se recomendó al SPO revisar que cualquier propuesta de senda que se sugiera a la CREG, ya sea de invierno o verano, en ninguna etapa se encuentre por debajo de la citada envolvente.
- Respecto al panorama energético, se evidenció que el SIN contaba con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, escenarios de hidrología crítica como la serie 91-93, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.
- Se acordó que conjuntamente con TEBSA se revisen nuevos indicadores de confiabilidad para gestionar el riesgo de sistemas eléctricos de potencia, ello a partir de la revisión bibliográfica del estado *“de la frontera tecnológica”*, que contemple nuevas métricas en función de los porcentajes de integración de la generación basada en inversores.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- Se presentó por parte de ISA-INTERCOLOMBIA la aplicación del acuerdo CNO 1617, por el cual se aprueba la actualización del procedimiento para la elaboración de informes de análisis de eventos en el SIN. Al respecto, se sugirió por parte del transportador analizar la posibilidad de discriminar la Demanda No Atendida-DNA, entre la que se ocasiona directamente por la falla o indisponibilidad de un activo, y aquella que se genera producto de la evolución natural del evento hacia otras zonas o áreas operativas. El subcomité acordó estudiar la propuesta.
- Se presentó por parte del CND el seguimiento a las acciones pendientes y planes de acción ANSI 87B para las barras del STR y STN.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Nuevamente se identificó un mal desempeño en algunas plantas de generación basadas en inversores en diferentes eventos del Sistema. Se evidenció para algunos casos mala parametrización de los inversores,

dificultades en los puntos de conexión común y limitadores de potencia reactiva, parametrización incorrecta de la curva FRT, cesación momentánea de potencia, oscilaciones de tensión e incumplimiento de la curva PQ.

- Se presentó por parte del CND la revaluación de la holgura del SIN por la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Guayepo (370 MW), situación que no impacta a los parámetros previamente establecidos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Teniendo en cuenta los análisis de eventos recientes, donde se identificó el fenómeno de recuperación lenta e inducida de tensión ante falla, se envió comunicación a la CREG para buscar un espacio donde se sensibilice al regulador sobre la importancia de la validación de los modelos de carga en el análisis de este tipo de fenómenos.
- Respecto a las restricciones de cortocircuito en las subestaciones del STN y STR, la Unidad presentó los avances de obras para mitigar esta problemática en la subárea Atlántico. Al respecto, se destaca el ejercicio de la UPME y los resultados encontrados, donde interviniendo seis (6) subestaciones se reduce el nivel de corto para 16 barras. Al margen de lo anterior, se sugirió a la Unidad tener en cuenta los efectos colaterales del fraccionamiento de subestaciones en condiciones de red completa y degradada, la valoración dentro de los costos de las indisponibilidades por generación de nuevas restricciones, la viabilidad física de las obras propuestas en el caso de los reactores de acople, y el mecanismo regulatorio de remuneración de las inversiones.

Finalmente, se solicitó nuevamente la información faltante a los agentes PRIME TERMOFLORES, EBSA y EMCALI, y generar nuevos espacios para analizar conjuntamente las soluciones definitivas.

- Se presentó por parte de cada uno de los transportadores y operadores de red las acciones de corto plazo que se podrían implementar para eliminar y/o reducir las restricciones del STN y STR, que implican la limitación de la generación térmica y solar fotovoltaica en el SIN. Al respecto, se encontró que algunas de ellas no tendrían solución, y otras, podrían subsanarse a través del cambio de elementos limitantes, como transformadores de corriente, o la incorporación de límites dinámicos de sobrecarga.

Grupo de trabajo pronóstico plantas solares fotovoltaicas:

- El Sistema de Alertas Tempranas del área metropolitana del Valle de Aburrá presentó su metodología de pronóstico de nubosidad, la cual utiliza información pública satelital del GOES-EAST, y metodológicamente considera algoritmos de inteligencia artificial. Al respecto, los integrantes del grupo manifestaron su interés de trabajar con este modelo y analizar cómo podría mejorar sus pronósticos de producción de plantas solares fotovoltaicas.
- ZELETRA e ISAGEN presentaron sus metodologías de pronóstico de la producción de plantas solares fotovoltaicas. Asimismo, se definió plantear una carta de comentarios al documento CREG 901-142 de 2024, sobre las alternativas para gestionar las desviaciones de los programas de generación de las plantas variables, Circular 088 de 2024. El plazo de recepción de observaciones es el 9 de diciembre del año en curso.

Comité de Distribución-CD:

- AIR-E comentó que aún persisten los inconvenientes para el reporte de los pronósticos de demanda en los aplicativos del CND, lo anterior debido a los “coletazos” del ataque cibernético sufrido por el Operador de Red, y trámites administrativos internos por el cambio del agente interventor. Adicionalmente, se resalta que AIR-E, a la fecha, está incumpliendo el Acuerdo 1303 relacionado al seguimiento a las desviaciones de los pronósticos oficiales respecto a la demanda real.

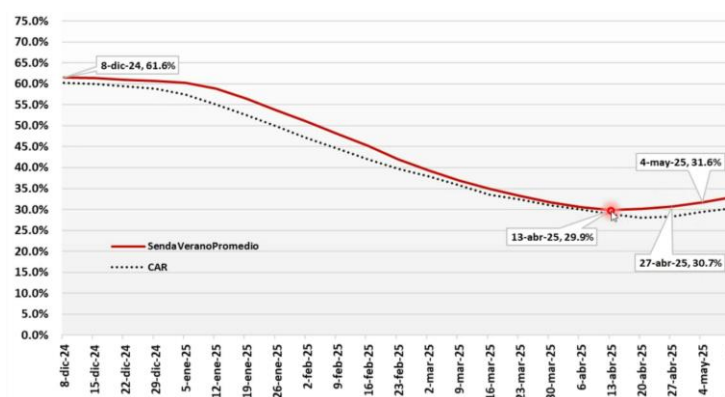
Se acordó por parte del CND y la SSPD el envío de un correo electrónico, indicando todos los procedimientos y Acuerdos que AIR-E está incumpliendo.

Comité de Transmisión-CT:

- Respecto a la operación de los cambiadores de tomas de los transformadores de potencia, el CND indicó que actualmente se dan instrucciones a través de tensiones objetivos; por lo anterior, se decidió conformar un grupo de trabajo, cuyo objetivo es revisar regulatoriamente si dichas instrucciones deben realizarse por posición, o como actualmente el Operador del Sistema lo realiza; el grupo está conformado por ENLAZA, ISA-INTERCOLOMBIA, CELSIA, TRANSELCA, EPM, SSPD, CND y CNO.
- Se solicitará a la CREG autorización para que el consultor ISES Soluciones Especializadas, presente al Comité el primer informe asociado a la consultoría para *“identificar las nuevas tecnologías que se estén utilizando*

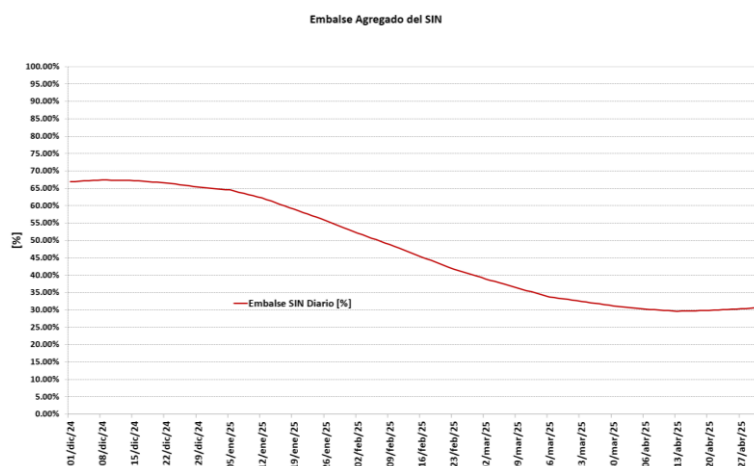
para hacer más eficiente el sistema de transmisión, incluyendo activos que aumenten la capacidad de los existentes, así como analizar la variación de precios de las unidades constructivas a considerar en la metodología de transmisión y proponer la forma de actualizarlos”, lo anterior en el marco de la Circular CREG 103 de 2024.

- Se definió por parte del Subcomité de Planeamiento Operativo y el Comité de Operación, la propuesta de Senda de Referencia para la estación de verano 2024-2025, según los términos establecidos por el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.



Al respecto, vale la pena mencionar que TEBSA manifestó no estar de acuerdo con la propuesta, debido al nivel mínimo de embalse que se alcanza, inferior al 30 %, y la condición inicial del embalse agregado del SIN.

En línea con lo anterior, la CREG publicó la Senda de Verano 2024-2025 definitiva, la cual se presenta a continuación:



8. Teniendo en cuenta la publicación del Decreto MINENERGÍA 1403 del 2024, donde entendemos no se pueden definir requisitos de conexión y operación a la actividad de autogeneración sin entrega excedentes al SIN (artículo 2.2.3.2.4.11), indistintamente de su tamaño, cada uno de los Comités y Subcomités del Consejo están analizando los riesgos operativos. Del análisis preliminar destacan:

- No hay claridad sobre el significado de la expresión “(...) no se requerirá autorización de ningún tipo (...)” en el artículo 2.2.3.2.4.11.
- Pérdida de la trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y sus usuarios.
- Riesgo sistémico para el SIN por la ausencia total de cumplimiento de requisitos, como, por ejemplo, el levantamiento de la prohibición de las conexiones “tipo T”.
- Incremento de la incertidumbre asociada a los pronósticos de la demanda, situación que podría originar congestiones de red y problemas de inestabilidad de frecuencia.
- Demanda No Atendida adicional por la activación del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia-EDAC.
- Análisis operativos y de la expansión alejados de la realidad por la falta de información de los autogeneradores que no inyectan excedentes al SIN.
- “Copamiento” más rápido de la capacidad de interrupción de las subestaciones del STN y STR, por incremento de las corrientes de cortocircuito que aportarían los autogeneradores convencionales y sincronizados con el SIN.
- Encarecimiento en la prestación de los servicios estabilizadores del SIN, control de tensión y control de frecuencia, por la incertidumbre asociada a los consumos netos de los autogeneradores, y la no obligatoriedad de participar en dichos servicios, que implicarían una mayor programación de reservas.
- Posibles limitaciones de generación de plantas instaladas en el SIN, dada la prioridad que podrían tener los autogeneradores o productores marginales.
- 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. Asimismo,

imposibilidad de llevar a cabo análisis posoperativos adecuados, debido a la ausencia de datos en tiempo real de esta clase de recursos.

- Posibles impactos económicos asociados a la remuneración de activos de conexión, ya que algunos de ellos podrían ser reconocidos como activos de uso, debido al flujo en tránsito que se podría generar por la masificación de este tipo de conexiones y su tratamiento “diferencial”.
- Riesgos asociados a la coordinación de protecciones, debido al aporte de corrientes de cortocircuito de autogeneradores sin entrega de excedentes conectados y sincronizados al Sistema. Es importante indicar que se podrían incrementar el número de eventos por aspectos asociados a la coordinación de protecciones.
- Riesgos asociados a la operación de los sistemas de protección de los sistemas de generación, del punto de conexión y de la zona de influencia, ante la no claridad de cumplimiento del Acuerdo 1862, por el cual se actualizan los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.
- Riesgos asociados al desempeño de los sistemas de protección por ausencia de requisitos mínimos de conexión, tales como pruebas, protocolos, supervisión, redundancia, entre otros.

Adicionalmente, para el caso de los autogeneradores remotos con entrega de excedentes, se identifican riesgos relacionados al agotamiento de la capacidad de transporte, necesidades adicionales de expansión por parte de la UPME y los Operadores de Red, al igual que un posible impacto para la confiabilidad del SIN por la incertidumbre asociada a las reglas de participación de los autogeneradores en el cargo por confiabilidad.

Asimismo, el Decreto deroga tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021, 075 de 2021, 174 de 2021 y 101 011 de 2022, junto con los Acuerdos que soportaron dicha normatividad, e inclusive, el mismo Reglamento de Instalaciones Eléctricas-RETIE.

Finalmente, se debe resaltar que el artículo 2.2.3.2.4.1, simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales, establece que al emitir la regulación para la entrega de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), o para el consumo de energía desde el SIN por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de

Planeación Minero Energética (UPME). Es decir, los artículos 2.2.3.2.4.1 y 2.2.3.2.4.11 se contradicen abiertamente.

9. Se presentó, por solicitud del CNO, una simulación energética del CND, donde se limitó la generación térmica a 85 GWh-día (85 % de lo que se estaba programando en el predespacho ideal de este momento por parte del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD), que reflejara la situación del mercado, donde la producción de este tipo de plantas se alejaba de la meta térmica del Estatuto. Al respecto, si bien las simulaciones arrojaron la incursión del embalse por debajo de la Curva de Aversión al Riesgo durante algunas etapas del verano 24-25, no se evidenció déficit de energía.
10. Se informó por parte del CND que, para soportar el flujo de potencia desde el interior al suroccidente del país, fue necesario abrir el circuito a nivel de 500 kV Heliconia-La Virginia, para reducir la programación de generación de seguridad en esta área operativa del SIN. El CND aclara que esta acción topológica no es permanente, no genera nuevas restricciones ni degrada la confiabilidad y la seguridad del SIN.
11. Respecto a los dispositivos mSSSC instalados en las líneas Candelaria-Ternerá 220 kV, nuevamente se identificó una mala operación de estos dispositivos ante un evento de falla, generando Demanda No Atendida-DNA en la subárea Bolívar. Por lo anterior, el CND solicitó para estos elementos volver al modo monitoreo.
12. El CND indicó que se presentó un colapso del sistema eléctrico que abastece al departamento del Guaviare por falla en el activo radial Granada-San José del Guaviare 115 kV.
13. El CND presentó el seguimiento a la situación energética. Respecto a la senda de referencia de la estación de invierno, teniendo en cuenta las nuevas reglas establecidas por el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD de la Resolución CREG 101 063, el mecanismo se desactivó para el despacho del jueves 21 de noviembre del año en curso, dado que la condición del SIN era de alerta.
14. Respecto al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, el Comité de operación analizó su aplicación durante los meses de septiembre, octubre y noviembre del año en curso. Al respecto, se planteó que el costo asociado al embalsamiento requerido y el nivel de generación térmica que efectivamente se programó en la operación real del SIN, fue ineficiente. Asimismo, se resaltó que aún no hay claridad sobre las condiciones de activación y desactivación del ESRD, y que el mismo no considera los posibles vertimientos que se pueden generar para los embalses con baja/media capacidad de regulación.

Se mencionó por parte de los miembros del Comité, que la hidrología en Colombia, al igual que los parámetros asociados a los diferentes embalses, son muy diferentes por áreas operativas, situación que el Estatuto no considera. Se comentó que el ESRD está primando sobre el mismo mecanismo del Cargo por Confiabilidad, y ello debe analizarse.

GECELCA propuso que no se debería permitir la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento hasta que el mecanismo se ajuste estructuralmente. También resaltó el impacto del ESRD para la demanda descubierta. Al respecto, ENERGÍA DEL SUROESTE comentó que no está de acuerdo en proponer a las instituciones no permitir la activación del Estatuto.

Se indicó que se debe revisar si las sendas de referencia sugeridas, y la definida por la CREG, estuvieron en alguna etapa por debajo de la envolvente histórica inferior del embalse de ese momento. En línea con lo anterior, se debe revisar la metodología de definición de la generación térmica dentro del ESRD y estudiar alternativas más dinámicas, que puedan activarse en función de las condiciones del Sistema.

El CND resaltó que bajo las condiciones hidrológicas que se experimentaron durante gran parte de la estación de invierno, la no materialización del fenómeno de “La Niña”, al igual que la incertidumbre respecto a los aportes para la estación de verano 2024-2025 y parte del año próximo, fue necesaria la programación de toda la generación térmica disponible, condición que no fue posible alcanzar en la operación real del Sistema por las inflexibilidades ya identificadas y socializadas por el CNO en sus comunicaciones. Asimismo, hizo un llamado para considerar la variabilidad y el cambio climático en los futuros ejercicios de planeamiento operativo.

Finalmente, se acordó conformar un grupo de trabajo para construir la posición definitiva del Comité de Operación.

15. Se expidió la Resolución CREG 101 061 de 2024, por la cual se amplía el término para la aplicación de la medida de desviaciones para plantas variables, hasta el 30 de abril del año 2025.
16. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 062 de 2024, por la cual se convocan subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, y se modifican otras disposiciones. Vala la pena mencionar que la Comisión estableció requisitos adicionales de participación, dentro de los cuales destaca:
 - Certificado de vigencia del concepto de conexión aprobado por la UPME, donde conste que la planta o unidad de generación cuenta con conexión al

Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que la fecha establecida de puesta en operación del proyecto en dicho concepto, como máximo, corresponde al inicio del período de vigencia de las obligaciones de energía firme que se asignarán en la subasta.

- Solo podrán participar plantas o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras que cumplan con los valores de los Costos Variables de Combustible Estimados (CVCE) conforme el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.
 - Para aquellas plantas o unidades existentes que pretenden adelantar obras de infraestructura que impliquen la conversión de la planta para operar con un combustible que reduzca emisiones de CO₂, esto debe demostrarse usando la calculadora de emisiones FECOC 2016 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y se deberá declarar y certificar por el representante legal de la planta ante el ASIC junto con la declaración de parámetros.
17. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 063 de 2024, por la cual se ajustó el artículo 6 de la Resolución CREG 026 de 2014, Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. En la norma se definen tres nuevas condiciones para desactivar el mecanismo, asociadas con la tasa de embalsamiento o desembalsamiento de los últimos siete (7) días promedio móvil, el estado del indicador PBP y el nivel del embalse respecto a la “senda-X”.
18. Se expidió la Resolución CREG 101 065 de 2024, por la cual se amplía hasta el 1 de marzo del año 2025 la vigencia del programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía, establecido en la Resolución CREG 101 054 de 2024.
19. Se expidió la Resolución CREG 101 066 de 2024, por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, y se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras normativas. Se debe resaltar que se definieron dos precios, uno para el grupo de plantas con precios variables superiores (PCVS), es decir, aquellas unidades que respaldan sus Obligaciones de Energía en Firme-OEF con combustibles líquidos, mezclas de combustibles líquidos o gas combustible; y otro para el grupo de plantas con precios variables inferiores (PCVI), es decir, aquellas unidades que respaldan sus OEF con recursos renovables o carbón en más del 50%.
20. Se publicó por parte de la CREG la Agenda Regulatoria Indicativa del año 2025 (Circular 096 de 2024).

21. ISAGEN informó el inicio del vertimiento controlado e intermitente de la central SOGAMOSO para el 15 de noviembre del año 2024, debido a que el embalse TOPOCORO llegó a niveles cercanos a su cota máxima de 320 metros sobre el nivel del mar. El generador recalco que, debido al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, la generación de energía fue sujeta a consideraciones por fuera de la operación habitual de la Central.
22. GECELCA informó al CND y CNO que, de acuerdo con la información suministrada por el equipo de despacho del CND a los ingenieros de turno de su central TERMOGUAJIRA, las unidades de esta planta fueron redespachadas a su mínimo técnico por margen de regulación, ocasionando reconciliaciones negativas en la liquidación comercial que realiza el ASIC, afectando económicamente a la compañía durante la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD.
23. ENEL informó al Consejo que el día 24 de noviembre del año en curso, un grupo de personas del municipio de El Colegio llegó a las centrales hidroeléctrica Paraíso y Guaca para manifestar su inconformidad frente al presunto incumplimiento de los acuerdos establecidos con ENEL, bloqueando el ingreso y salida a las centrales, limitando la libre movilidad de los ciudadanos que trabajan en las mismas. Se indicó por el generador que esta situación impide adelantar las acciones de mantenimiento previamente definidas.
24. El CND presentó la nueva versión del PARATEC, que se incorporará a las nuevas fuentes de información que utiliza el operador del Sistema (Modelo Común de Datos-MCD). Se resaltan las mejoras de la interfaz con el usuario, la minimización de los tiempos para la generación de reportes y la publicación de un mapa interactivo y georreferenciado con los principales elementos del SIN.

Respecto a este último punto, se sugirió revisar la pertinencia o no de tener habilitado al público en general la información detallada del Sistema.

25. EPM socializó las fechas de entrada en operación de la segunda etapa (unidades 5 a 8), del proyecto Ituango, las cuales no tienen Obligaciones de Energía en Firme:

ETAPA 2	
Unidad	Fecha entrada
5	4 de abril de 2027
6	7 de junio de 2027
7	12 de agosto de 2027
8	2 de octubre de 2027