**INFORME CNO 788**

Fecha: abril 3 de 2025

**Temas Administrativos:**

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica, GOVERNANCE, está avanzando en el desarrollo de las fases posteriores a la realización de entrevistas, encuestas y el ejercicio de simulación de crisis. En este momento se está formulando el documento de resultados y recomendaciones, que será presentado de manera presencial durante el mes de abril del año en curso.

**Temas técnicos:**

1. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

Subcomité de Recursos Energéticos-Renovables-SURER:

* Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.52 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.
* Respecto a la actualización de los Acuerdos que instrumentan las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, se acordó que el CND y los funcionarios del Consejo formulen una propuesta de ajuste, considerando el concepto emitido por la CREG en diciembre del 2024, sobre la necesidad de evaluar constantemente la calidad de las series reconstruidas de velocidad de viento e irradiación global horizontal.
* El SURER tuvo plazo hasta el 2 de abril, para entregar sus expectativas de aportes hídricos para las últimas semanas del mes de abril del año en curso, para la propuesta de Senda de Referencia para la estación de invierno.
* Con relación a los tiempos de viaje entre las centrales en cadena, EPM identificó un tránsito entre Salvajina e Ituango de 5 días aproximadamente; ISAGEN y CELSIA comentaron que no tienen centrales con tiempos superiores a 48 horas. Por su parte, ENEL manifestó que, si bien autoridades ambientales han establecido tiempos de viaje que oscilan entre 5 y 7 días desde el SISGA hasta ALICACHÍN, comentaron que los mismos podrían variar en función de las condiciones hidrológicas, y la determinación de un valor específico puede ameritar de un estudio detallado.

Finalmente, se acordó llevar esta información al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO y en función de su análisis, esperar si se requiere otro tipo de ejercicio.

* Se acordó para la próxima reunión de los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Planeamiento Operativo, socializar la presentación del estudio de Resiliencia sobre los efectos de la variabilidad y cambio climático en los aportes hidrológicos, y por tanto en la operación del SIN.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

* El nivel agregado del embalse se encontraba al 12 de marzo del año en curso 16.7 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de verano, debido a los aportes hídricos que se presentaron durante enero, febrero y parte de marzo del año 2025, superiores a la media climatológica, y a la producción agregada de la generación térmica.

Aplicación

El contenido generado por IA puede ser incorrecto.

* El CND presentó su análisis sobre la actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME, indicando para el periodo 2024-2038 tasas de crecimiento entre el 1.44 y 2.77 %, las cuales se reducirían marginalmente considerando la integración de vehículos eléctricos y la generación distribuida.

Asimismo, es claro que, respecto a la proyección anterior, los pronósticos vigentes redujeron la demanda para todos los meses cerca del 2.1 %.

* Se hizo la revisión de posibles expositores y temas para ser tratados en la jornada académica del subcomité. Dentro los ejes temáticos se destacan: interdependencia de sectores, generación de series sintéticas acopladas espacial y temporalmente, resiliencia en sistemas eléctricos de potencia, nuevas metodologías de planeamiento operativo y nuevas técnicas de optimización en sistemas energéticos.

En la próxima reunión del SPO se hará un avance de los contactos realizados y la confirmación de ponencias.

* Con relación a los tiempos de viaje de las cadenas, el CND indicó que, con la información suministrada, iniciarán sus primeros ejercicios y en función de los resultados se retroalimenta al SURER.

Subcomité de Controles-SC:

* Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores Planeta Rica, La Unión y Guayepo; en algunos casos se presentó un cambio en el modo de control de tensión sin instrucción operativa del CND (en el peor de los casos la desactivación del modo), la no participación en el control primario de frecuencia y el incumplimiento de las curvas de cargabilidad, contrario a lo que está establecido en la reglamentación y comprometiendo la seguridad del SIN.

Subcomité de Plantas-SP:

* El Subcomité solicitó al SPO analizar el supuesto de disponibilidad plena de gas natural en sus ejercicios de planificación operativa; adicionalmente, gestionar una reunión conjunta entre el Comité de Operación-CO, SP y SPEC para conocer las fechas del mantenimiento de la terminal de regasificación del caribe.
* Con relación al ajuste del procedimiento para calcular la Capacidad Efectiva Neta-CEN y el consumo específico de las plantas de generación a partir de la biomasa, que complementará los anexos técnicos del Acuerdo 1850, solamente la empresa USAENE presentó oferta técnica y económica, por un valor de COL$ 65’450.000.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

* El CND realizó una presentación sobre el funcionamiento de los compensadores síncronos, destacando su contribución a la estabilidad de tensión vía suministro de potencia reactiva, a la estabilidad de frecuencia por su aporte inercial, y al fortalecimiento del Sistema en nodos débiles por el incremento de las corrientes de cortocircuito; adicionalmente, se indicó que este tipo de tecnología representan una solución efectiva a los fenómenos de recuperación lenta e inducida de tensión ante falla.

En este punto el Consejo recomendó analizar otro tipo de alternativas, como la nueva generación de elementos de compensación dinámica y estáticos, con inversores formadores de red, e inclusive, la reconversión de plantas térmicas con costos variables altos, todo lo anterior por el número elevado de dispositivos que se recomienda instalar por parte de la UPME; finalmente, se sugirió analizar los ajustes normativos relacionados a esta tecnología.

Por último, el CND recomendó conformar un grupo de trabajo transversal para analizar los requerimientos operativos que se necesitan para la entrada en operación de estos elementos; por parte del SAPE los integrantes serían ENLAZA, ENEL, TERMOCENTRO, CND, UPME y CNO.

* Se acordó formular una comunicación a la CREG, sobre la posibilidad de permitir conexiones provisionales tipo “T” para habilitar mantenimientos de activos en el STN, sin comprometer la continuidad del servicio a cargas importantes, como capitales de departamento. La propuesta inicial de comunicación estará a cargo de ENLAZA.
* Respecto al proyecto ENELFLEX, como medida de mitigación para la sabana de Bogotá, se indicó por ENEL que varios usuarios se han involucrado en el mecanismo y se espera que más consumidores se incorporen. En este punto se preguntó si se requiere alguna medida regulatoria para su puesta en servicio, a lo cual ENEL aclaró que se necesita la instalación de unidades constructivas especiales, que a la fecha no han sido aprobadas por la Comisión.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

* Teniendo en cuenta que desde el mes de febrero del año en curso SIEMENS compartió un informe con los resultados de las pruebas realizadas con los Firmware V07.63 y V09.80 para los relés CP200 y CP300, respectivamente, al igual que socializó las recomendaciones a todos los operadores de red, transportadores y generadores, se formulará una circular desde el Consejo para compartir dicha información con todos los agentes del sector.

Comité de Supervisión-CS:

* Se presentó por parte de los operadores de red y desarrolladores de proyectos las problemáticas asociadas a los requisitos de supervisión de la generación basada en inversores en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021. Se indicó que, en algunas ocasiones, se están exigiendo requerimientos no contemplados en la reglamentación y acuerdos vigentes, y en otros casos, es evidente el incumplimiento de requisitos normativos por parte de algunas plantas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acordó que CELSIA formule antes del 4 de abril del año en curso, una propuesta de documento de requisitos y plazos mínimos de supervisión, que serían exigibles para la entrada en operación de las plantas enmarcadas en la citada Resolución. Dicho documento será presentado para observaciones del Comité de Distribución-CD y demás Operadores de Red, para posteriormente socializarlo con el público en general.

Asimismo, se sugirió nuevamente enviar una comunicación dirigida a la CREG, alertando sobre los riesgos de los periodos de transición para la operación segura y confiable del SIN, y la importancia de estudiar la habilitación de la información meteorológica de este tipo de plantas a los operadores de red.

Finalmente, se recomendó construir una estrategia para capacitar a los promotores de proyectos en temas operativos y regulatorios.

Comité de Distribución-CD:

* Se acordó por parte de los miembros del Comité, por solicitud de la SSPD, actualizar y reenviar la circular CNO 85, respecto al procedimiento para el reporte de la Demanda No Atendida-DNA en el Sistema de Información Operativa–SIO del CND, cuando se presentan eventos en el STN y los STR’s. El Operador del Sistema formuló el “cuerpo” de dicha Circular y la compartió con el Comité de Distribución. Teniendo en cuenta que se recibieron algunas observaciones por parte de los miembros del Comité, el CND ajustó la propuesta y la compartió nuevamente para su aprobación el pasado 1 de abril del año en curso.
* En la primera reunión del grupo “Demandas Operativas” se presentó por parte del CND el seguimiento que se hace a la gestión de la demanda, abordando los elementos más relevantes del Acuerdo 1303, destacando los procesos de pronósticos horarios por Mercado de Comercialización-MC, factores de distribución y potencia, desviaciones diarias de pronóstico, y reporte de potencia máxima y Demanda No Atendida-DNA.

Al respecto, se hizo un listado de las dudas para resolver en el marco del grupo, se concertó abordar para la próxima reunión del 8 de abril del año en curso las experiencias de los agentes en sus procesos internos de pronóstico, y se acordó construir una Circular del Consejo donde se explique cada una de las etapas de los procesos asociados a los seguimientos de la gestión de la demanda.

* Se presentaron los transformadores de conexión al STN y activos del STR que tienen un nivel de carga superior al 95 % de su capacidad nominal, a saber: Transformadores Valledupar 60 MVA 220/34.5 kV, Chinú 150 MVA 500/110 kV, Páez 90 MVA 220/115 kV, y las líneas Caracolí-Cordialidad 110 kV, Ternera-Zaragocilla 66 kV y Chinú-Since 110 kV. Se debe resaltar que la mayoría de estas situaciones se presentaron por desviaciones de los pronósticos de la demanda respecto al consumo real, y eventos sencillos de contingencia, denotando lo anterior agotamiento de red.
* Se presentó por parte del CND la aplicación del anexo 6 del Acuerdo 1937, sobre los requisitos de implementación de los ajustes de protecciones, resaltando la importancia de cumplir los procedimientos, plazos, consignaciones, reportes, y conciencia situacional.

Comité de Transmisión-CT:

* Se referenció por parte del CND el reciente evento de la subestación TEBSA 220 kV, que si bien implicó la salida de uno de sus dos (2) barrajes, no ocasionó desconexiones adicionales y Demanda No Atendida-DNA.
* El CND indicó que solicitará a la CREG su concepto sobre la forma en que se dan las instrucciones de los movimientos de “taps” de los transformadores de conexión al STN. Al respecto, ISA-ITCO y TRANSELCA hicieron un llamado a XM sobre los posibles riesgos operacionales asociados a instrucciones por tensiones objetivos, particularmente en transformadores tridevanados,

Finalmente se acuerda formular una comunicación desde el Consejo, solicitando su concepto. La propuesta inicial fue redactada por ENLAZA y TRANSELCA.

Comité de Ciberseguridad-CC:

* Se socializaron por el CND ataques cibernéticos en empresas del sector energético en Ecuador, Brasil y Chile. ELECGALAPAGOS reportó afectación sobre su sistema de telecomunicaciones y filtración de información sensible, que por suerte no interrumpió la continuidad del servicio. Por su parte, PETROBRAS sufrió un ataque bajo la modalidad “phishing” que impactó sus repositorios Gitlab. Finalmente, si bien el colapso total del sistema eléctrico de Chile no fue ocasionado por un ciberataque, se informó por parte del COORDINADOR campañas tipo “phishing”, que buscaban propagar el pánico producto del “apagón” y de esta manera facilitar la descargar de archivos maliciosos.
* Continúa la preparación de una simulación de incidentes tipo ransomware, que implique la desconexión de activos de transmisión y la interrupción del suministro en todo el Sistema Interconectado Nacional-SIN.
* Se envió a los representantes de ciberseguridad y a los integrantes del Comité de Ciberseguridad la encuesta de cumplimiento de la Guía de Ciberseguridad del segundo semestre del 2024. El plazo para dar respuesta es el **28 de abril de 2025.**

Comité de Operación-CO:

* Se acuerda citar al grupo de seguimiento al área Oriental para establecer las medidas de mitigación que se necesitan durante “La Cumbre de la Comunidad de los Estados Latinoamericanos y Caribeños”, CELAC, que se realizará el mes de noviembre del año en curso.
* EPM presentó los trabajos que se llevarán a cabo sobre el vertedero de Ituango, los cuales no afectan la disponibilidad de las unidades de generación o la programación de nuevas restricciones. El cronograma de las actividades es el siguiente, desplazando todas ellas un mes:

Gráfico

El contenido generado por IA puede ser incorrecto.

Asimismo, el generador indicó que iniciará el retiro de la capa vegetal, lo cual implicaría que el embalse pueda almacenar más energía e incrementar su energía en Firme. Dichas condiciones y el reporte de los nuevos parámetros se podrán materializar durante los próximos ocho (8) meses.

* El CO aprobó la siguiente hoja de ruta para trabajar en los resultados del estudio de resiliencia presentados por XM al CNO el año pasado:
* Resultados variabilidad y cambio climático: se organiza un grupo integrado por los Subcomités de Planeamiento Operativo y Recursos Energéticos Renovables, SPO y SURER.
* Cruces de líneas del STN y STR: se organiza un grupo de trabajo integrado por el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y los Comités de Transmisión y Distribución, CT y CD respectivamente.
* Subestaciones de alto impacto: se trabajará con un grupo integrado por los agentes que indique el CND.

A las primeras reuniones de los grupos se invita a todos los integrantes de los comités y subcomités y para las siguientes reuniones participarán los agentes interesados. Se incluye a la UPME en todos los grupos.

Para avanzar en el análisis de las invasiones de servidumbre, el CO propuso conformar un grupo de trabajo SAPE-CT-CD.

1. Continúan las discusiones del grupo de trabajo mSSSC con relación a la estructuración de una propuesta de acuerdo que reglaría los procedimientos para solicitar pruebas de estos dispositivos DFACTS. Está pendiente la definición de los tipos de prueba, anexo técnico, y la concertación del texto que permita la validación de múltiples puntos operativos en un periodo específico durante la operación en tiempo real. El grupo sesionará nuevamente hoy 3 de abril.
2. Se publicó por parte de la CREG el proyecto normativo 701 085, “*por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030*”.

Vale la pena destacar que en esta oportunidad el Regulador no plantea como requisito, la aprobación del estudio de conexión del proyecto de generación, ni la radicación de este ante la UPME; adicionalmente, tampoco se convocaría el procedimiento para la asignación de Obligaciones de Energía en Firme-OEF a quienes representen nuevas plantas o unidades de generación GPPS, y no se estarían subastando Obligaciones para la vigencia 2028-2029.

El plazo para envío de comentarios a la CREG vence el 10 de abril del año 2025.

1. La primera reunión del Grupo de Trabajo “*Código de Medida*” se llevó a cabo el 28 de marzo del año en curso para tratar los siguientes temas:

* Revisión y ajuste del Acuerdo CNO 981-Plazos pruebas de rutina y aplicativo CNO, propuesta respecto a unificación de plantillas y requisitos de cargas de compensación.
* Revisión de las medidas presentadas por MINENERGÍA, respecto a permitir que se puedan presentar “*test report*”, pruebas del fabricante y pruebas de rutina como reemplazo de los certificados de calibración para equipos nuevos de forma permanente. Así mismo, extender dichas medidas a equipos existentes que requieran certificado de conformidad.
* Fronteras comerciales con dificultades de acceso por orden público.

Al respecto, se acordó presentar esta situación en la próxima reunión del CACSSE, particularmente las dificultades que se están presentando en varias zonas del país para la verificación de fronteras. Asimismo, habilitar nuevamente el aplicativo que permitía el registro de las pruebas de rutina, y construir una propuesta de ajuste a la Resolución CREG 038 de 2014, Código de Medida.

1. El proyecto normativo CREG 701 084 plantea que los proyectos de generación que resulten con Obligaciones de Energía Firme en las subastas del Cargo por Confiabilidad puedan solicitar su conexión a la UPME en cualquier momento. Adicionalmente, habilitaría la evaluación trimestral de las solicitudes que cuenten con licencias y/o permisos, una vez finalice el proceso de conexión que se encuentre vigente.

Vale la pena mencionar que la Comisión en el parágrafo del Artículo 5 plantea:

“*(…)*

*Las condiciones técnicas requeridas para la operación de la respectiva planta deberán ser incluidas en un acuerdo del CNO.*

*(…)*”

Se envió comunicación con comentarios la cual puede ser consultada en la página web.

1. Se expidió la Resolución CREG 101 071, “*por el cual se suspende de manera transitoria el plazo de radicación de nuevas solicitudes de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1*”.
2. Se socializó por parte de la CREG el documento publicado a través de la Circular CREG 136 de 2025, sobre autogeneración remota y productor marginal remoto, lo anterior en el marco del Decreto 1403 de 2024. En el canal de YOUTUBE de la Comisión se pueden ver los tres talleres.
3. La Comisión a través de la Circular 138 de 2025 indicó que se encuentra adelantando los análisis sobre la implementación del hidrógeno, identificando las actividades regulatorias de corto, mediano y largo plazo que se necesitan para su integración como vector energético. En tal contexto, publicó para comentarios hasta el 10 de junio del año en curso el documento de trabajo “*Perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética*”.
4. Adjunto a este informe se presentan las notas de la reunión de seguimiento al área Oriental, la cual se llevó a cabo el pasado 14 de marzo del año 2025.
5. El grupo de pronósticos de plantas solares fotovoltaicas sesionó el pasado 31 de marzo del año, para establecer sus objetivos y actividades futuras, al respecto se acordó:

* Definir los niveles de desviación de los pronósticos de irradiación y producción respecto a la generación real de este tipo de tecnologías en el corto y muy corto plazo. Los análisis se podrían realizar de manera agregada por subáreas operativas teniendo cuenta plantas con capacidad mayor a 5 MW.
* La periodicidad de las reuniones será mensual.
* Analizar metodologías alternativas de pronóstico, que se desliguen hasta cierto punto de los modelos globales.

Finalmente, se recomendó a los Comités de Supervisión y Distribución abordar los aspectos tecnológicos asociados al reporte de información meteorológica, y el impacto de los pronósticos de producción solar fotovoltaica en el seguimiento operativo de corto y muy corto plazo a la demanda de energía eléctrica.

1. Teniendo en cuenta que AFINIA ya inició los Períodos de Continuidad Concertada-PCC, racionamientos de energía acordados con comunidades ubicadas en barrios subnormales y con elevado nivel de pérdidas, se solicita al Operador de Red informar la magnitud de estas desconexiones y el intervalo de tiempo que permanecerán vigentes.
2. Se llevó a cabo la reunión 207 del CACSSE, a continuación, los principales temas tratados:

* Según el IDEAM las condiciones del fenómeno de "La Niña" están presentes y se espera que persistan hasta el trimestre febrero-abril del 2025, con posible transición a ENSO-neutral para el trimestre marzo-mayo del 2025.

Para los meses de marzo y abril del año en curso se prevén precipitaciones por encima de lo normal sobre varios sectores de la región andina y la costa caribe.

* El nivel agregado del embalse se encontraba al 18 de marzo del año en curso 17.6 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de verano, debido a los aportes hídricos que se presentaron durante enero, febrero y parte de marzo del año 2025, superiores a la media climatológica, y a la producción agregada de la generación térmica.
* Respecto al panorama energético, el SIN cuenta 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, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, las exigencias de generación térmica durante parte de la estación de invierno del año 2025 serían ligeramente superiores a 80 GWh-día en escenarios de aportes hídricos deficitarios.
* El CND presentó nuevamente el balance ENFICC-Demanda considerando la actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME. Vale la pena resaltar que, para todas las vigencias, hay déficit de Energía en Firme respecto al escenario medio de la Unidad.
* El CND y CNO alertaron sobre los problemas de agotamiento de red, específicamente las declaraciones de alerta y emergencia en gran parte del territorio nacional, y el elevado nivel de corto circuito en varias subestaciones del STN y STR, que limita la conexión de proyectos de generación.

Asimismo, se socializó por parte del Consejo el seguimiento a las áreas críticas, particularmente Oriental.

* El CNOg informó que está analizando la posibilidad de incorporar nuevas moléculas de gas de campos no interconectados al Sistema Nacional de Transporte-SNT, que inicialmente no cumplirían con el Reglamento Único de Transporte-RUT; adicionalmente, informó que está analizando la mezcla óptima de gas/hidrogeno que se podría incorporar al SNT.
* ECOPETROL informó que ya iniciaron los procesos contractuales asociados a la puesta en servicio de dos terminales de regasificación, una en Ballenas y otra en el pacífico colombiano; asimismo, comentó que están analizando los problemas identificados recientemente en el campo de Gibraltar.