**INFORME CNO 560**

Fecha: mayo 2 de 2019.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. Se avanza en las actividades del contrato de arriendo, contrato de obra civil y tramites de permisos. Se está haciendo la gestión con dos (2) bancos para el préstamo que financiaría las adecuaciones.
2. Se realizó la primera reunión del Comité de Supervisión y Ciberseguridad, y se formuló su plan operativo para el año 2019. El mismo puede ser consultado en la página web del Consejo.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. Guía de cálculo del caudal ambiental: El grupo de trabajo CNO-XM-UPME está priorizando las actividades de evaluación del impacto de la aplicación de la guía en el Río Bogotá. En la pasada reunión con el MADS y la CAR de Cundinamarca, esta última solicitó al grupo los criterios para la definición de la métrica asociada a la prestación del Servicio Ecosistémico de Aprovisionamiento de Energía Eléctrica en la cuenca del Río Bogotá. Esta información fue construida por el grupo y enviada al Ministerio de Minas y Energía (Director de Energía Eléctrica, Rafael Madrigal). Es importante mencionar que durante el encuentro el MADS presentó un ejercicio de cálculo de aprovechamientos máximos, descontando de la serie histórica de aportes suministrada por EMGESA, un caudal ambiental de 1 m3/s. El grupo de trabajo manifestó que este enfoque no se encuentra contenido en la guía, ya que la misma establece los criterios para el cálculo del caudal ambiental, y en el ejercicio del MADS dicho caudal es un dato de entrada (La CAR estuvo de acuerdo con lo expuesto por el CNO, XM y la UPME, e indicó que la guía debe contener los criterios antes referenciados-quinta versión).Finalmente, el MADS informó que la expedición de la versión final de la guía no dependerá del ejercicio de valoración del sector, es decir, no esperará hasta la culminación del estudio por parte del grupo CNO-XM-UPME. Lo anterior, a pesar de que ellos solicitaron en esta reunión el impacto en el Río Bogotá, considerando dos valores de caudal ambiental, es decir, 1 y 4.5 m3/s.
2. La Universidad Nacional entregó el informe del alcance **f** del contrato [[1]](#footnote-1). Se encuentra en revisión el informe del alcance **a** [[2]](#footnote-2) y el 03 de mayo entregan todos los productos contratados. El SURER como supervisor del contrato está revisando todos los informes. La presentación de los resultados del contrato a la CREG se programó para el 14 de mayo del 2019.
3. Resolución CREG 30 de 2019, “*por la cual se define adelantar la auditoría de los parámetros declarados para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad para el período 2022-2023”.* Se estableció un plazo de hasta 6 meses contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución, para que el CND contrate el auditor de los parámetros declarados por las plantas existentes que resultaron con asignaciones de OEF en la subasta 2022-2023 y las plantas que tengan asignaciones previas para este período y que se encuentren en operación, de acuerdo con lo definido en el Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006. Se estableció el cronograma para la declaración de los parámetros de los agentes que no lo hicieron en los plazos de la subasta y se adicionaron los siguientes parámetros a la verificación: Mínimo técnico de embalses y máximo técnico de embalses, los cuales se verificarán según lo previsto en el Acuerdo CNO 512 y el parámetro de suministro, transporte e infraestructura de importación de gas natural importado.
4. La Resolución CREG 034 de 2019, “*por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones*”, está en consulta hasta el 22 de mayo del 2019. La propuesta regulatoria busca disminuir los actuales costos asociados a las restricciones, implementando:
* Medidas para incentivar la reducción de las desviaciones de demanda respecto a los pronósticos.
* La configuración de los ciclos combinados como una variable de decisión en el despacho económico.
* Un nuevo procedimiento para el cálculo de las variables CSC y CTC, tendientes a reducir los costos de las reconciliaciones positivas.
* La posibilidad de realizar las pruebas a las plantas de generación por unidad.
* Mecanismos de auditoria para las configuraciones y algunos precios.
* La obligación para XM de publicar periódicamente y para el público en general, toda la información de mayor relevancia asociada a las restricciones.

 Desde el punto de vista del Consejo la Resolución asigna una tarea al CNO, la cual consiste en establecer vía Acuerdo los parámetros técnicos de las transiciones entre configuraciones de las plantas térmicas de ciclo combinado. El plazo para esta labor, según la propuesta regulatoria, es de un (1) mes. El Comité de Operación-CO está recopilando los comentarios a la Resolución y se convocará al Subcomité de Plantas-SP para la formulación del Acuerdo.

1. La CREG expidió la Resolución 33 de 2019, “*por la cual se modificaron parcialmente las resoluciones CREG 157 de 2011 y 038 de 2014*”. Entre otras modificaciones, se adicionó el Anexo 11 al Código de Medida, que establece el tratamiento a las fronteras comerciales que tengan causal de cancelación. En este caso, los representantes de frontera comercial deben formular un plan de normalización, el cual debe tener una duración de máximo 6 meses, y debe ser informado al ASIC y a la SSPD. La normalización de la frontera será corroborada mediante una verificación extraordinaria que programará el ASIC a costo del representante de la frontera. El ASIC hará seguimiento de los planes de normalización. Se estableció un mecanismo para el tratamiento de las diferencias entre un verificador y un representante de frontera comercial, el cual consiste en que este último pueda a su costo solicitar la realización de una verificación extraordinaria por parte de un verificador diferente al inicial, que previa socialización del informe para observaciones del representante de frontera, emitirá el informe definitivo al ASIC.
2. Se reiteró a la CREG la solicitud de una reunión para definir los pasos a seguir para la expedición del protocolo de cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN para el establecimiento de la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas, de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 201 de 2017, teniendo en cuenta el error encontrado en la ecuación del artículo 1 de la resolución antes mencionada, que emplea la CEN y no la potencia DC para el cálculo de la ENFICC.
3. En el Comité de Operación-CO y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, XM presentó el número de subestaciones en el STN (220 o 230 kV) que presentan una configuración Barra Sencilla-BS, Barra Principal más transferencia-BP+T y Barra Principal Seccionada más Transferencia-BPS+T. En total hay 14 subestaciones con configuración BS, 18 con configuración BP+T y 2 con configuración BPS+T. Asimismo, se identificaron 18 subestaciones de este tipo que tienen más de seis (6) campos. Dada la baja confiabilidad y flexibilidad que ofrecen dichas configuraciones y el elevado número de campos que tienen, el CND recomienda iniciar la revisión de la severidad y riesgo de estas subestaciones.

 Entendiendo que el análisis propuesto supone la aplicación de la metodología desarrollada por XM y la UPME, que consiste en establecer los índices de Severidad Operativa-ISO y Riesgo de la Configuración-IRCS, el Consejo recomienda ampliar el análisis, estudiando otras configuraciones, como Doble Barra-DB y Anillo, que pueden tener un impacto sistémico considerable.

1. En el marco de las tareas asignadas al Consejo por la CREG en su Resolución 030 de 2018, sobre la conexión de la Generación Distribuida-GD y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE), se envió a la Comisión el último producto con los ajustes solicitados, el cual contiene los lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados de la AGPE y la AGGE con capacidad menor a 5 MW. En términos generales se aclararon los responsables por el suministro de la información y el tiempo estipulado para ello. Adicionalmente, se incorporó un diagrama explicativo con las diferentes etapas del proceso. El documento puede ser consultado en detalle en la página web del CNO.
2. Del 04 al 10 de mayo del año en curso se realizará un mantenimiento correctivo en la Planta de Regasificación de Cartagena-FSRU, el cual limitará el suministro del gas natural importado a las plantas térmicas TEBSA, Barranquillas 3 y 4, Flores 1, Flores IV y Termocandelaria. Adicionalmente, se llevará a cabo un mantenimiento en los pozos de gas de la Guajira, CAE 200 y CAE 300, del 10 al 12 de mayo y con una limitación de 60.6 MPCD. El balance de generación realizado por XM en el Subcomité de Plantas-SP muestra que, para una demanda máxima de 2470 MW en el área Caribe, con una disponibilidad proyectada de las plantas del área de 1663 MW, y un límite de importación de 1500 MW, se tendría un margen de 693 MW, lo anterior sin considerar contingencias en generación y desviaciones de demanda respecto a los pronósticos. Por otro lado, si se materializa una contingencia a nivel de 500 kV, la cual reduzca el límite de importación a 700 MW, para la misma demanda y la disponibilidad proyectada, se presentaría un déficit de potencia de 107 MW (sin considerar contingencias en generación y desviaciones de demanda respecto a los pronósticos).

 Por lo anterior, se recomienda por parte del CND maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV que interconectan el interior del país con el área Caribe, y la de las plantas que se encuentra ubicadas en esta zona. Adicionalmente, contar con la disponibilidad y logística de combustibles líquidos, no realizar pruebas de generación y mantenimientos de red en el área Caribe, e informar al CNO gas y MINENERGÍA sobre la situación identificada. En este momento se prepara la comunicación, solicitando también la no realización de los mantenimientos simultáneos sobre la infraestructura de gas el 10 de mayo del 2019.

1. En el Comité de Operación-CO y Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, se analizó nuevamente la prórroga de la conexión en “T” de Transelca (carga Drummond de 50 MVA) a la línea Río Córdoba-Santa Marta 220 kV hasta el 31 de diciembre del año 2022. XM manifiesta que los análisis realizados previamente y las conclusiones no han variado. Si bien para el primer año de estudio lo anterior es válido, aún no se ha revisado el periodo 2020-2022. Por este motivo el Comité de Operación solicitó al CND analizar los años faltantes, con la máxima demanda que consumiría Drummond y para varias condiciones topológicas de red (con y sin la expansión definida).

 Respecto a los análisis regulatorios asociados a la conexión de Drummond por parte de la UPME, la Unidad menciona en una comunicación copiada al Consejo, que se exploraron opciones para facilitar la conexión definitiva a la subestación Río Córdoba, estudiando junto con MINENERGÍA la posibilidad de imponer una servidumbre (no viable por no constituirse en un proyecto para la prestación de un servicio público), explorar una servidumbre minera (sin antecedentes de aplicación) o hacer uso de la ley de infraestructura (en estudio todavía).

 También la UPME comenta sobre los análisis técnicos de cada alternativa, destacando:

* La conexión de Drummond en “T” al STR de ELECTRICARIBE no es posible, ya que solo se podrían incorporar 13 MW para el 2019 (la solicitud es por 50 MVA). Posteriormente no es factible, ya que dicha demanda coparía las posibilidades de crecimiento de la demanda regulada.
* Bajo el marco regulatorio actual no es posible reconfigurar la línea Río Córdoba-Santa Marta 220 kV, ya que esta obra se enmarcaría en activos de uso. Además, la conexión del industrial fue aprobada en Río Córdoba, razón por la cual la UPME no lo ve procedente.
* Continuar con la conexión en “T” en el STN, a juicio de la UPME, representa la mejor opción, mientras Drummond no se conecte definitivamente en Rio Córdoba. Es importante mencionar que, según los análisis eléctricos de la Unidad, el desempeño del sistema es similar, ya sea que el usuario se conecte en “T” o en la subestación definida para tal fin.

 Respecto a este último punto vale la pena mencionar lo comunicado por ECOPETROL en la pasada reunión del Comité de Distribución, donde informó la necesidad de ejecutar la línea Castilla-La Reforma 230 kV, que representaría una nueva conexión de 120 MW de demanda en el área Oriental. El gran usuario expresó que aún sin esta línea, está explorando opciones para incorporarse al SIN lo más pronto posible (la “T” de Drummond es un antecedente).

1. En la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, se presentó por parte de XM el Informe Trimestral de Restricciones. En él se plantea la ubicación óptima de 110 MW de almacenamiento electroquímico en la subárea Atlántico. La distribución es la siguiente: i) 60 MW en la subestación Centro 110 kV; ii) 45 MW en la subestación Unión 34.5 kV. Dichos Sistemas de Almacenamiento-SAEB representarían un incremento de la flexibilidad de la red de un 30 y 55 % para los periodos de demanda media y máxima, respectivamente. Por otro lado, en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se presentó por parte de EPSA una propuesta de instalación de un sistema DLR (Capacidad Térmica Dinámica de Líneas de Transmisión) para reducir la cargabilidad del corredor Yumbo-Chipichape-La Campiña 115 kV cuando se presentan escenarios de alta generación en Termoemcali’ y Termovalle.

 Estas tecnologías, SAEB y DLR, son dos opciones para estudiar de cara a la conexión de las nuevas plantas con Obligaciones de Energía en Firme, bajo escenarios de limitación de red. Por tal motivo, se recomienda a XM y la UPME avanzar en su análisis.

1. En este momento se lleva a cabo por parte de MINENERGÍA, la presentación de la misión de transformación del sector. La misma está siendo transmitida por la página de Facebook del Ministerio.
1. Revisar y proponer mejoras al protocolo de factor de conversión que está en proceso de revisión por parte del CNO, con miras a tener una mejor representación de la energía equivalente a las reservas hídricas y demás términos empleados en los balances hidro-energéticos. [↑](#footnote-ref-1)
2. Estimar los rangos de incertidumbre asociados a cada una de las variables que intervienen en el cálculo de los balances energéticos, considerando el tipo de variable y la metodología actual de cálculo de esta, según la información suministrada por el Contratante [↑](#footnote-ref-2)