**INFORME CNO 597**

Fecha: junio 4 de 2020.

**Aspectos Administrativos:**

1. El 29 de mayo de 2020 se recibió comunicación de los integrantes del CNO TEBSA, GECELCA y TERMOVALLE, dirigida al Consejo Nacional de Operación, cuyo asunto es la propuesta de acciones a seguir ante la situación energética actual. Los integrantes firmantes solicitan al Consejo espacio en el orden del día de esta reunión para presentar su propuesta.

**Aspectos Técnicos:**

1. En el Subcomité de Plantas-SP del Consejo GECELCA presentó los problemas identificados por el operador del sistema con la declaración de los estados de emergencia de la subárea GCM durante la ejecución de algunos mantenimientos, los cuales son cada vez más complejos y ocasionan un alto requerimiento de las unidades de Guajira por seguridad. Por lo anterior, y ante el incremento del ciclaje de las unidades que se ha venido presentando, se identifica un riesgo técnico para las unidades, ocasionando la disminución de su vida útil y la confiabilidad. En el subcomité se hizo un grupo de trabajo para la armonización de las conclusiones de la situación presentada por Gecelca y TEBSA y la redacción de una comunicación dirigida a la CREG con una propuestas de corto plazo.
2. De acuerdo con la Resolución CREG 41 de 2020, el 30 de junio del año en curso vence el plazo para que el Consejo expida los acuerdos relacionados con el esquema que permite a los generadores compartir activos de conexión al SIN (Resolución CREG 200 de 2020). Se convocará una reunión extraordinaria para presentar los acuerdos para su aprobación.

Los Acuerdos que se han revisado en los subcomités y comités del CNO y cuyas modificaciones se van a presentar al CO y posteriormente al CNO son los siguientes:

* Acuerdo 1258 Por el cual se actualiza el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN".

Acuerdo 1209 Por el cual se aprueba la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos para el planeamiento operativo del SIN (formatos).

Acuerdo 1236 Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse.

* Acuerdo 1238 Por el cual se actualiza la estandarización del formato de registro, envío de información y clasificación de eventos de generación por parte de los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad Histórica.
* Acuerdo 512 Ajuste de la redacción procedimiento CEN plantas hidráulicas (Anexo).
* Acuerdo 1127 Por el cual se aprueban los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas (Anexo 2 ajuste redacción CEN plantas eólicas).
* Acuerdo 1213 Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL (formatos).
* Acuerdo 1214 Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional-STR-, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación.

1. El 26 de junio se va a realizar de manera virtual el Taller de Demanda de Energía 2020, organizado por el Comité de Distribución. El objetivo de este es presentar las diferentes metodologías empleadas por los Operadores de Red-OR para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. Asimismo, se contará con la participación de varias cargas especiales y empresas dedicadas al desarrollo de herramientas analíticas para la elaboración de dichos pronósticos.
2. La UPME publicó para comentarios hasta el 19 de junio la prepublicación de la Convocatoria Pública “UPME STR 01-2020, Almacenamiento de Energía con Baterías-Atlántico”. Teniendo en cuneta el contenido de esta y sus anexos, se acordó en los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, Plantas-SP, y en los Comités de Operación y Distribución, formular las respectivas observaciones. Se debe mencionar que aún no son claras las funciones para estos dispositivos en la gestión de restricciones (si aplica para el tipo operativa o eléctrica) y si la obra ya está definitiva o se podría replantear, lo anterior teniendo en cuenta los beneficios técnicos, económicos y de oportunidad de ejecución de otro tipo de tecnologías como los DFACTS.
3. La CREG informó al CNO que está elaborando una actualización transitoria del Reglamento de Distribución (Resolución 070 de 1998) para considerar las condiciones técnicas que permitan la vinculación de las plantas fotovoltaicas y eólicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL. Menciona la Comisión que dicha resolución sería equivalente a la Resolución 60 de 2019, pero para los niveles de tensión 1, 2 y 3. En este sentido, se le solicitó al CNO sus comentarios al documento preliminar CREG “Temas de discusión reglamento de distribución para plantas solares y eólicas en el SDL”. La fecha límite para el envío de las observaciones es el 19 de junio del año en curso.
4. Se solicita a los miembros del CNO gestionar la participación de sus representantes en la reunión extraordinaria SAPE número 310, la cual se llevará a cabo el viernes 05 de junio en horas de la tarde. El objetivo de esta es conceptuar sobre la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subárea Nariño, el cual permitiría incrementar el límite de importación desde Ecuador hasta un valor cercano a 460 MW, es decir, casi 11 GWh-día en términos energéticos.
5. En el Comité de Distribución y el Subcomité de Controles el CND presentó los avances sobre la construcción de un modelo de carga validado y diferenciado para toda las áreas el SIN. Se mostraron las diferentes simulaciones para cada tipo de modelo y la composición de la demanda, establecida a partir de la información del Operadores de Red y la UPME. Respecto al trabajo futuro se destaca: i) Ajuste fino de parámetros de todas las áreas del SIN; ii) Implementación del modelo de carga en la Base de Datos-BD oficial; iii) Inclusión del modelo de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en la BD oficial; iv) Desarrollo de una plataforma para el reporte de información y v) Mantenimiento del modelo implementado.
6. En el SAPE se discutió sobre la filosofía de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, teniendo en cuenta la solicitud de algunos agentes generadores para utilizar dichos dispositivos como alternativa temprana de conexión. Se concluyó por todos los miembros de dicho subcomité que el Acuerdo 1019 considera las competencias y funciones del CNO, respeta los conceptos de conexión de los transportadores y la UPME, y no cobija el atraso de proyectos de generación, o el adelanto de estos.

Sin embargo, se mencionó por parte del Consejo que, bajo condiciones de emergencia y previó a un mandato regulatorio, el CNO podría junto con el CND y la UPME autorizar un ESPS para adelantar la conexión de plantas de generación que se necesiten bajo condiciones de escasez.

1. En el Comité de Distribución se definió la prueba de un indicador para cuantificar la Demanda No Atendida-DNA que se presenta en el SIN por la actuación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS. El mismo consiste, a partir de la información reportada por los Operadores de Red, en agregar toda la DNA y diferenciarla por eventos de agotamiento de red y contingencias en el SIN.
2. En las actas de las reuniones CNO 591, 592, 593, 594 y 595 se encuentra todo el detalle de las acciones y recomendaciones del Consejo respecto al seguimiento de la situación energética del país. Entre ellas destaca la definición de un indicador de monitoreo semanal al volumen útil agregado del SIN. Dicho índice se compara con una curva de “Referencia”, que es producto de una simulación determinística de la operación del sistema, considerando, entre otros supuestos:

* Horizonte de simulación de dos (2) años.
* Curva de Aversión al Riesgo-CAR, que fue construida considerando los niveles mínimos históricos estacionales de cada embalse del SIN, con información desde el año 2004.
* Cumpliendo con la solicitud del CACSSE, la demanda de energía eléctrica durante los dos (2) años de simulación llega al escenario alto de la UPME, revisión octubre de 2019, de la siguiente manera: Escenario bajo en los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2020, escenario medio en septiembre, octubre y noviembre de 2020 y escenario alto desde diciembre de 2020 hacia adelante.
* Respecto a los aportes hídricos, la simulación determinística considera la hidrología del caso contingencia (2015-2016 acotado al esperado), definida en la reunión número 396 del 14 de mayo de 2020 del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO.
* No se consideran importaciones desde Ecuador en todo el horizonte de análisis.
* Se considera un desbalance promedio en el SIN de 7.7 GWh-día.



Se está analizando con los desarrolladores de la página del CNO y XM la posibilidad de generar una interfaz de importación de datos, para la construcción del tablero de seguimiento del indicador. Pendientes de reunión con las personas de tecnología de XM.

1. Se convocará próximamente un CNO no presencial para la aprobar la inclusión de una nueva firma en la lista de los auditores al Centro Nacional de Despacho-CND de XM.

**TEMAS CACSEE 53:**

* El IDEAM presentó la situación climática del país.
* El CND presentó la situación energética actual y el panorama energético de mediano plazo.
* El CNO presentó las actividades durante la emergencia, los acuerdos aprobados y el indicador de seguimiento al volumen útil agregado del SIN de acuerdo con la situación energética actual.