INFORME CNO 645

Fecha: octubre 7 de 2021.

# **Aspectos Administrativos:**

1. Del 30 de septiembre al 01 de octubre de 2021 se llevó a cabo la Jornada de Supervisión y Ciberseguridad del Consejo. Los ejes temáticos del evento fueron los siguientes:
   1. Convergencia TI/TO.
   2. Interoperabilidad y estandarización de tecnologías de sistemas eléctricos.
   3. Supervisión de la demanda, DER, observabilidad y prosumidores.
   4. Subestaciones digitales.
   5. Políticas de seguridad digital11.
   6. Avances ciberseguridad-.
2. El 7 de septiembre del 2021 se realizó la Jornada Académica del Subcomité de Plantas.
   1. Positive and Negative Impacts Associated with Real Time Markets. Doctor Frank A. Wolak, Professor Stanford University.
   2. Modelos computacionales para la simulación de la producción de plantas renovables de generación. Profesor Andrés González Mancera, Departamento de Ingeniería Mecánica Universidad de los Andes.
   3. Significado y alcance de los sistemas Power to X en el contexto de la Transición Energética. Profesor Andrés Amell, Facultad de Ingeniería-Coordinador del grupo Gasure Universidad de Antioquia.

Las memorias de las Jornadas del CNO se están publicando en el espacio de Videos de la página del CNO.

1. En el Comité Legal se avanza en la identificación de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros del Consejo, en cumplimiento de la Ley 2099 del 2021.
2. Se entrega el presupuesto preliminar de funcionamiento CNO 2022 considerando la participación de 17 miembros según la Ley 2099.

**Aspectos Técnicos:**

1. El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En la pasada reunión DISPAC, CELSIA, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA mostraron sus avances e indicaron las fechas estimadas para cumplir con sus planes.
2. En el marco de las actividades encomendadas al grupo de trabajo conformado por el CND y los Subcomités de Controles y Análisis y Planeación Eléctrica, se culminaron los análisis acerca del impacto sistémico de implementar una curva VQ para el control de tensión por parte de los generadores basados en inversores. Los análisis del CND evidencian que, si bien hay una reducción de las reservas de potencia reactiva para el control de voltaje, bajo los supuestos considerados no se evidencian situaciones que puedan comprometer al SIN. Se preparará comunicación por parte del grupo de trabajo para informar a la CREG los resultados obtenidos.
3. La Universidad de los Andes presentó recientemente sus avances al grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo, sobre las actividades definidas en el convenio específico. Al respecto vale la pena resaltar la reciente colaboración de CELSIA, quien suministró información asociada a una de sus plantas fotovoltaicas. Una vez la Universidad complemente las pruebas de escritorio, se presentará al CNO un resumen de los productos desarrollados, que son esenciales para el cumplimiento de las tareas asignadas al Consejo en el marco de la Resolución CREG 201 de 2017.
4. En el marco del grupo de trabajo creado para cumplir con las tareas asignadas por la CREG en sus Artículos 19 y 34 de la Resolución 075 de 2021, el CND propuso una redacción para el Acuerdo del Consejo que instrumenta dichos artículos. El documento en este momento está siendo revisado y se espera próximamente convocar al grupo para tener la propuesta final del mismo.
5. En los Subcomités de Planeamiento Operativo, Análisis y Planeación Eléctrica, y en el Comité de Operación, se recomendó al CND implementar en sus estudios los siguientes indicadores básicos de cuantificación de la flexibilidad, obtenidos a partir de una simulación detallada de la operación del SIN:
   1. Demanda Neta.
   2. Magnitud de rampas horarias e intra horarias, junto con sus desviaciones.
   3. Valor Esperado de Rampa Insuficiente.
   4. Número de eventos de “ciclaje” (arranques y paradas).
   5. Envolvente de flexibilidad.
   6. Capacidad de almacenamiento y transporte.
   7. Vertimientos de generación renovable-curtailment.

El grupo de trabajo de flexibilidad priorizará los indicadores a calcular, dando prelación a aquellos con los que ya se cuenta con información.

Adicionalmente, se sugirió al CND considerar en sus estudios de Resiliencia y Flexibilidad el aporte de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, para lo cual es necesario consolidar la información de estos en el Comité de Distribución, priorizar y construir la formulación matemática de los indicadores (grupo de trabajo flexibilidad), y realizar las simulaciones para generar la información necesaria para su cálculo (CND).

1. Próximamente se convocará a los Comités de Transmisión y Distribución para construir las minutas de los contratos estandarizados, que darían cumplimiento a la tarea asignada al CNO y CAC por el artículo 33 de la Resolución CREG 075 de 2021.
2. En el Comité de Operación se informó que el Subcomité de Controles evaluó la experiencia del profesional Gonzalo Alexis Espinoza de la empresa Estudios Eléctricos, el cual cumplió con los requisitos solicitados para entrar al Anexo de referencia del Acuerdo 1383 de 2020 “*Por el cual se actualiza la integración de la lista de auditores de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR*”.
3. El 16 de septiembre de 2021 se llevó a cabo la reunión de operación del área Caribe. Se acordó seguir haciendo seguimiento a la situación del área con la siguiente periodicidad:

* Seguimiento de proyectos (Comité de Distribución).
  + Chinú – Boston (mensual) AFINIA.
  + Cambio aisladores El Banco y El Paso (mensual) AFINIA.
  + Proyecto La Loma 110 kV (mensual) y ampliación capacidad red 110 kV entre La Loma y Copey (trimestral) AFINIA.
  + Proyecto Colectora (mensual) GEB.
* Planes de expansión de los Operadores de Red (trimestral) AIR-E /AFINIA.
* DNA sistema (mensual) CND.
* Paralelismo que se está formando entre el STN y el STR al entrar en servicio transformadores directamente 500/110 kV y 500/66 KV, sin pasar por la red de 220 kV (SAPE).
* ESPS y planes de desmonte (SAPE).
* Subestaciones anillo e impacto sobre la confiablidad (SAPE).
* Niveles de corto de subestaciones (SAPE).

1. Se envió a MINENERGÍA la comunicación relacionada con el seguimiento del radar de proyectos, y una comunicación a la CREG reiterando la solicitud del CNO de septiembre del 2019, sobre regular las situaciones operativas en las que se presenta demanda no atendida por agotamiento de red. También se reenvío la propuesta de abril de 2020 sobre las responsabilidades por la afectación de la demanda debido a la aplicación de la excepción prevista en la Resolución CREG 153. Las comunicaciones se pueden consultar en la página WEB del CNO.
2. En el Comité de Operación DRUMMOND presentó el estado de su conexión definitiva al STN. De dicha presentación se destaca:

* El estudio de impacto ambiental – EIA se encuentra en ejecución por parte de GEB. Se planea radicar en diciembre 2021, dependiendo de la respuesta a la solicitud de procedencia de consultas previas.
* El documento de solicitud de procedencia de consulta previa fue radicado por GEB en septiembre 2021. Se estima recibir respuesta en noviembre para poder determinar los tiempos de radicación del EIA.
* La ingeniería básica y de detalle está en proceso con un avance del 80%.
* Las negociaciones prediales están en proceso con un avance del 50%.
* El retraso en el avance presupuestado, debido a los efectos de las restricciones causadas por el COVID-19, ha rezagado el cronograma del proyecto de conexión a Rio Córdoba y la fecha acordada con el CNO para la puesta en servicio del proyecto de conexión.

1. ITCO informó al Comité de Operación que se está presentando fuga de SF6 en la subestación Montería 220 kV, situación que ha sido difícil de atender dado que se requiere la desconexión de la bahía de línea de Montería hacia Urabá por un periodo de 8 días. A pesar de la gestión con los agentes del área y el CND, no se ha podido llegar a un acuerdo, por lo cual técnicamente una alternativa podría ser una conexión temporal tipo “T” en Montería (inviable regulatoriamente). Dado que estas conexiones en situaciones particulares pueden servir para minimizar el impacto de algunos mantenimientos, por ejemplo, y es una alternativa que no está contemplada en la regulación, el Comité de Operación acordó informar al CNO para definir si envía una comunicación a la CREG.