**INFORME CNO 615**

Fecha: octubre 1 de 2020.

**Aspectos Administrativos:**

1. Se llevó a cabo la jornada de Supervisión y ciberseguridad con la siguiente asistencia:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **DIA I - 22 SEPT** | | **DIA II - 23 SEPT** | | **DIA III - 24 SEPT** | |
| ASISTENTES | PANELISTAS | ASISTENTES | PANELISTAS | ASISTENTES | PANELISTAS |
| 129 | 8 | 105 | 9 | 92 | 14 |
| TOTAL | 137 | TOTAL | 114 | TOTAL | 106 |

Se recibieron muy buenos conceptos en la encuesta, y se dio un paso importante en la socialización de los temas desarrollados por el Comité de Supervisión y Seguridad durante el año en curso.

1. ELECTRICARIBE no hará parte del CNO a partir del día hoy, ya que será remplazado como operador por dos empresas, a saber: AIRE y AFINIA. ENEL- CODENSA al ser el mayor mercado de distribución será el nuevo miembro que representa la actividad de distribución, según las reglas de conformación del Consejo establecidas en la Ley.
2. Se llevó a cabo el Octavo Foro de Ética del Sector con asistencia de cerca de 450 funcionarios de manera virtual. Las memorias de este evento se encuentran disponibles en la página web del CNO.
3. Se realizó la jornada “*Control y Modelos del Sistema Interconectado Nacional-SIN: Socialización de Protocolos y Procedimientos CNO*”. El Subcomité de Controles presentó los Acuerdos asociados a la modelación y control de los diferentes elementos del SIN, específicamente Unidades de Generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía-SAEB, Cargas, Generación Distribuida y dispositivos FACTS. Las presentaciones y videos de la misma se encuentran en la página web del Consejo.

**Aspectos Técnicos:**

1. Los diferentes Comités y Subcomités del Consejo terminaron la formulación de las propuestas de requerimientos técnicos para la incorporación de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL. En este momento se están articulando los productos/documentos para envío a la CREG, los cuales harán parte de las observaciones del Consejo a la Resolución CREG 170 del 2020 en consulta. Vale la pena mencionar que la propuesta del CNO plantea varias funcionalidades para diferentes rangos de capacidad (0-0.25 MW; 025-1 MW; 1-5MW; > 5MW), en contraste con el proyecto normativo de la Comisión, el cual establece condiciones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución con capacidad mayor a 5 MW. La Resolución asigna una serie de tareas al Consejo para desarrollo en un plazo máximo de 40 días a partir de la fecha de expedición de la Resolucion definitiva, las cuales deben ser enviadas a la CREG para sus comentarios y aprobación, previo a que se expidan los Acuerdos. El plazo para comentarios de la Resolución 170 vence el 29 de octubre de 2020.
2. El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER con el CND están terminando la segunda fase del documento base para la formulación de un Código de Medición de Variables Hidrométricas, que abarque el análisis de las alternativas para dar solución a los problemas identificados en la primera parte del documento entregado a la CREG. La Universidad de los Andes desarrolló el primer borrador del referenciamiento aplicable para la medición de las variables hidrométricas, y está contrastando el mismo con el documento de buenas prácticas desarrollado por el SURER.
3. Teniendo en cuenta las tareas acordadas en la reunión 603 del Consejo, sobre el Plan de Acción para evitar eventos como el del 24 de junio en el área Caribe, en la reunión ordinaria del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se analizó el listado de subestaciones presentado por el CND en la pasada reunión 612 del CNO. Teniendo en cuenta las inquietudes que surgieron sobre el ordenamiento y la no inclusión de algunas barras, se acordó con el CND analizar detalladamente algunos casos específicos en el marco del SAPE. Asimismo, el Comité de Supervisión y Ciberseguridad y el Subcomité de Protecciones, definieron un cronograma de actividades, que se articulan con la propuesta del Plan de Acción que se presentó previamente.
4. El Subcomité de Plantas del Consejo analizó el documento CNO gas “*Intercambio de Información Operativa Gas-Electricidad en Condiciones Normales de Operación*”. Las principales observaciones al mismo se presentan a continuación:

* El documento no contiene una justificación de los beneficios del intercambio de información y qué tipo de información haría parte de dicho intercambio. Por lo anterior se considera que el mismo no genera cambios determinantes para superar la problemática actual. Adicionalmente, se entiende que la información que se está analizando para compartir, es considerada pública hoy, por lo cual no es claro qué tipo de ventajas traería para la coordinación gas-electricidad.
* Se estipula que el documento se circunscribe a los generadores térmicos, sin embargo, en el desarrollo del mismo no se evidencia la participación de éstos y la información que entregarían con dicho protocolo.
* Respecto al sector gas, el transportador incumbente de la Costa ha manifestado en reiteradas ocasiones que, con su infraestructura, no puede prestar el servicio de parqueo, por lo tanto, este servicio no se podría considerar como una información determinante para el protocolo, más aún cuando no es aplicable para todos los transportadores.
* Dentro del contenido de la propuesta, no se define el esquema para entregar la información, los responsables de las mismas y los medios que se utilizarían.
* Dentro de las variables del sector gas no se considera la capacidad “on line” y los tiempos de renominación con los cuales los transportadores podrían atender redespachos, para que sean considerados en los procesos de optimización del sector eléctrico, reduciendo tiempos de aviso por renominación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se coordinará con el CNO gas una reunión para presentar detalladamente las observaciones del Consejo.

1. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se analizaron cada uno de los supuestos que son tenidos en cuenta para la obtención de la curva de “Referencia” del volumen útil agregado del SIN, a partir de una simulación determinística con el modelo SDDP. Teniendo en cuenta que la actualización de las series de aporte agregados del SIN representan una mejor condición para el modelo energético, es probable que la evolución del embalse sea mas optimista, llegando a niveles superiores al 80 % antes del inicio del verano 2020-2021. En este sentido, se recomendó por parte del SPO mantener la curva de “Referencia”.
2. Teniendo en cuenta la actual situación del área Caribe, cuyo límite de importación se encuentra limitado por la indisponibilidad del circuito a 500 kV Porce III-Cerromatoso, y considerando el efecto de esta topología sobre el balance energético si se contempla el mantenimiento de la Planta de Regasificación-SPEC, finalmente se aplazó dicho mantenimiento para el mes de diciembre del año en curso.
3. En el Comité de Operación el CND presentó el efecto de algunas reconfiguraciones en varias subestaciones del STR de la subárea Valle, para reducir su nivel de cortocircuito y permitir de esta forma la evacuación de toda su generación. Si bien estas acciones permiten bajo condición normal de operación y ante contingencia sencilla la máxima generación de Termoemcali y Termovalle, se observa que para algunas indisponibilidades adicionales (mantenimientos o fallas), la flexibilidad operativa que brinda la red se podría reducir hasta el 90 %.

Teniendo en cuenta los niveles de cortocircuito actuales y futuros en varias subáreas del SIN, se definió analizar en el SAPE las zonas del Sistema donde las reconfiguraciones topológicas podrían limitar el numeró de escenarios factibles de generación ante indisponibilidades superiores de orden N-K.

1. Se convocó nuevamente al grupo de seguimiento del área Oriental, considerando la fecha de puesta en operación de los proyectos de expansión de red a nivel del STN y STR. En dicha reunión los Operadores de Red y Transportadores mostraron el estado de avance de los proyectos, y el CND junto con la UPME presentaron la situación eléctrica de la subárea al 2024 sin las expansiones asociadas al proyecto Norte 500/230/115 kV y el corredor a nivel de 500 kV Virginia-Nueva Esperanza. Teniendo en cuenta los riesgos identificados, se llevará a cabo una nueva reunión del grupo para analizar detalladamente algunas medidas de mitigación, entre las cuales se destacan:

* Implementación de Esquemas Suplementarios Especiales y optimización de los requerimientos de potencia reactiva del área.
* Potencia localizada e instalación de dispositivos SAEB.
* Repotenciación de la infraestructura a nivel de 230 kV y uso de superconductores de alta temperatura.

1. En el Comité de Transmisión el Grupo de Energía de Bogotá-GEB planteó varias alternativas para la atención de la demanda del Putumayo (Junín) con la puesta en servicio de la Subestación Renacer 230 kV. Entre las opciones analizadas, GEB recomendó la conexión tipo T de Junín al enlace Jamondino-Renacer 230 kV. Al respecto, el CND indicó que, desde el punto de vista del intercambio con Ecuador, no se incrementan ni se disminuyen los limites de importación y exportación, sin embargo, se tiene un mejor perfil de tensiones en el área Suroccidental. No obstante, el CNO recordó que la Resolución CREG 060 de 2019 prohibió las conexiones tipo T y recomendó analizar el mejoramiento o deterioro de la confiabilidad para Junín para la alternativa propuesta.
2. Se publicó la Circular 60 dirigida a los Operadores de Red, donde se recuerda dar cumplimiento a los numerales del Acuerdo 1303, sobre el reporte de la demanda de potencia de todos los periodos del día, a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.