



Acta de reunión
Acta N° 575
7 Noviembre, 2019 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 575 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MME	Diana Cely	SI	NO
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
SSPD	Mauricio Palma	SI	NO
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
ELECTRICARIBE	Fredy Martínez	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO

Agenda de reunión

--	--	--	--

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quorum.
2	08:40 -09:10	Informe del IDEAM.
3	09:10 - 09:40	Aprobación - Actas. - Acuerdos.
4	09:40 - 10:10	Informe Secretario Técnico.
5	10:10 - 11:10	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
6	11:10 - 11:40	Informe UPME.
7	11:40 - 12:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas y acuerdos recomendados para aprobación en esta sesión del Consejo Nacional de Operación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. Actas:

Acta 567: Se recibieron comentarios de XM, TEBSA, EPM y PROELÉCTRICA. Se acogen y se aprueba el Acta.

Acta 568: Se recibieron comentarios de ENEL EMGESA, EPM y PROELÉCTRICA. Se acogen y se aprueba el Acta.

Acta 572: Se recibieron comentarios de PROELÉCTRICA, TEBSA y EPM. Se acogen y se aprueba el Acta.

Acta 573: Se recibieron comentarios de ELECTRICARIBE, ISAGEN, PROELECTRICA y EPM. Se da una semana más para observaciones.

2. Acuerdos :

Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de batimetría del embalse La Esmeralda.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de batimetría del embalse Miraflores.

- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de Capacidad Efectiva Neta y Consumo Térmico Específico de la unidad 1 de la planta de generación Termotasajero.

Se llama la atención sobre el número de pruebas y se pregunta sobre el grupo de trabajo sobre el tema del Subcomité de Plantas, donde se concluyó que es compleja la unificación, se puede trabajar en la periodicidad de algunas pruebas. Se acuerda traer para la próxima reunión los avances del Grupo de trabajo con el fin de revisar pasos a seguir.

Conclusiones

Para la siguiente reunión del C N O presentar los avances del Grupo de trabajo sobre el tema de pruebas y su unificación con el fin de revisar pasos a seguir.

2. INFORME CNO 575	NO	Presentar el informe de actividades del Consejo durante el último mes.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Se informa que el séptimo Foro de Ética del sector eléctrico se llevará a cabo el próximo 13 de noviembre del año en curso, entre las 8:00 a.m. y 12:30 p.m. en el Hotel Marriott de Bogotá.
- Se presentó el presupuesto preliminar del Consejo para el año 2020, con un supuesto de incremento del SMLM del 5 %.
- Se informó que se abrió la convocatoria para elegir a los miembros del CNO en el año 2020 que representen las actividades de generación (generadores con capacidad instalada entre el 1% y el 5% de la capacidad instalada total nacional, generadores con capacidad instalada inferior al 1%), transmisión y distribución.

A continuación, se presenta el cronograma de la elección de los miembros del CNO:

Recepción de postulaciones	20 de noviembre de 2019
Comunicación a los agentes informando las empresas postuladas por grupo e instrucciones de acceso a la página web	25 de noviembre de 2019
Votos por actividad a través de la página	2 y 3 de diciembre de 2019
Publicación de los resultados de la votación	4 de diciembre de 2019

- Se llevó a cabo la versión 25 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM. En la agenda técnica se destacó la presentación del profesor Pierluigi Mancarella sobre la importancia de la coordinación Gas-Electricidad bajo escenarios de incorporación masiva de Fuentes Variables Renovables de Energía-VRE. También el Coordinador Eléctrico Chileno realizó una ponencia sobre la flexibilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia, atributo fundamental para evaluar los porcentajes máximos de integración de fuentes VRE. Adicionalmente, se llevó a cabo un panel entre MINENERGÍA, el MADS y la academia sobre el estado actual de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental y lo que se espera en el corto plazo respecto a su implementación a escala nacional. Asimismo, el CND realizó una presentación sobre flexibilidad y servicios complementarios, planteando algunos nuevos, por ejemplo, la inyección de corriente de cortocircuito.
- El Consejo solicitó a la CREG realizar las modificaciones a la Resolución CREG 119 de 1998, que reflejen la materialización del racionamiento de la demanda programada desde el despacho económico, por el agotamiento de red.
- Teniendo en cuenta lo acordado por el Consejo, se envió comunicación a MINENERGÍA sobre las acciones operativas que el CND y CNO han tomado para mitigar la actual situación operativa que se está presentando en el área Caribe. Las mismas están asociadas al análisis de la evolución esperada de la DNA en el corto plazo, considerando o no las medidas de mitigación de corto plazo y la fecha de puesta en servicio de las expansiones estructurales. Asimismo, se informó

sobre la implementación de cuatro (4) Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS para mitigar el impacto de contingencias N-1 en la subárea GCM.

Teniendo en cuenta las observaciones de ELECTRICARIBE, donde el Operador de Red informa que se han actualizado parámetros en varios activos, acción que evita la programación de DNA en estado estable en algunas subáreas, se acuerda en el Consejo enviar una segunda comunicación, informando las últimas novedades sobre las medidas de mitigación de la actual situación del área Caribe. MINENERGIA menciona en este punto que está gestionando con los industriales de GCM programas de gestión de demanda.

- El grupo conformado para revisar el mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central Chivor, que se llevará a cabo entre los meses de diciembre del año en curso y mayo del 2020, se reunió para conocer la actualización de los análisis eléctricos y energéticos asociados a su impacto en el SIN. Al respecto, si bien los resultados muestran que el área Oriental contará con las unidades equivalentes para el soporte de tensión y suministro de potencia reactiva (considerando las unidades 1, 2, 3 y 4 de la central Chivor), se recomendó por parte del CND limitar los mantenimientos sobre activos de transmisión y generación en el área durante los trabajos (máximo 2 unidades equivalentes). Adicionalmente, se acordó revisar el programa de racionamiento de carga establecido durante el pasado mantenimiento de la central Guavio ante indisponibilidad del circuito Primavera-Bacatá 500 kV.
- Los Comités de Transmisión y Distribución del Consejo formularon una comunicación de comentarios a la Resolución CREG 100 de 2019, *“por la cual se proponen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones”*. Las observaciones se enmarcaron en la importancia de vincular a las cargas especiales en los procesos de pronósticos de la demanda, asignar adecuadamente el costo de las restricciones a los agentes que las causen, y llamar la atención sobre el enfoque de penalizar los mantenimientos por fuera de la franja 10:00 pm - 6:00 am.
- Se llevó a cabo la primera reunión CNO-CND-UPME para revisar las tareas asignadas por la CREG al Consejo, con relación a la incorporación del almacenamiento electroquímico en el SIN, específicamente la definición de las condiciones de conexión y pruebas que deben cumplir los dispositivos SAEB. Al respecto, se acordó enviar comunicación a la CREG para establecer si los literales a) y h) del Artículo 11 de la Resolución CREG 098 de 2019, le permitirían a la UPME definir funciones adicionales a los servicios de red. Es decir, si se podría especificar dentro de los Documentos de Selección del Inversionista-DSI aplicaciones adicionales como la regulación de frecuencia, el “aplanamiento” de la curva de carga, incrementar la firmeza de fuentes intermitentes, entre otras. Es importante mencionar que las funciones definidas por la UPME en los DSI son fundamentales para que el CNO, de manera transitoria, determine vía Acuerdo las condiciones de conexión y pruebas de los dispositivos SAEB. En este punto TEBSA llama la atención sobre permitir que el Acuerdo del CNO posibilite a los SAEB realizar otras funciones, sin el correspondiente esquema regulatorio. Se acuerda que sea el Consejo el que envíe la referenciada carta, sobre la posibilidad de definir en los DSI de la UPME otras funciones de los SAEB, si es viable económica y técnicamente.
- El Subcomité de Controles del CNO terminó la propuesta de Acuerdo de validación de los modelos RMS de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el STR y STN, en el marco de las tareas asignadas al Consejo por la Resolución CREG 060 de 2019. Se informa que se convocará para la próxima semana un CNO no presencial para la expedición de este Acuerdo, ya que el plazo regulatorio para la culminación de esta tarea es el 13 de noviembre. Se acuerda en el Consejo que el CND presente en el subcomité de Plantas y Comité de Operación del mes de diciembre, con la información más reciente, las experiencias con la aplicación de la Resolución CREG 060 de 2019. Por ejemplo, tener en cuenta lo manifestado por ISAGEN en materia de desviaciones, donde se menciona que, bajo el esquema actual, los agentes preferirían dejar de producir energía, a “pagar” las desviaciones.
- Se llevó a cabo una reunión CREG-CNO para estudiar la posibilidad de actualizar el Acuerdo 1071, el cual establece los requerimientos de protección de los sistemas de generación con capacidad menor a 5 MW, en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018. Se acordó que, una vez la CREG establezca si es posible definir condiciones más allá del punto de conexión (concepto positivo ya emitido por la CREG), el referenciado Acuerdo se podría recomendar al Consejo para su modificación. Asimismo, se está elaborando un documento donde se establecen los niveles de riesgos sistémicos para los esquemas recomendados y por rango de capacidad.
- El Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA expidió la Resolución 40779 del 21 de octubre del año 2019, que adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033 de la UPME. En el Artículo 1 de esa Resolución se recomiendan las siguientes obras:
 - Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV, cuya fecha de entrada en operación, a más tardar, es el mes de agosto del año 2022.
 - Nuevo circuito Bonda-Río Córdoba 220 kV, con fecha de puesta en operación para el mes de noviembre de 2023.
 - Nueva subestación Sahagún 500 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Cerromatoso-Chinú 500 kV. La fecha de puesta en operación es el mes de junio del año 2023.
 - Nueva subestación Pasacaballos 220 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Toluviejo-Bolívar 220 kV. La fecha de puesta en operación es el mes de junio del año 2024.
 - Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de barra principal más transferencia a doble barra con bahía de acople, cuya fecha de puesta en operación es el mes de septiembre del año 2020.

Teniendo en cuenta las fechas de entrada en operación de las obras definidas por la UPME en el Plan de Transmisión, las cuales la mayoría de ellas están relacionadas con proyectos de generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, el Consejo recomienda enviar carta alertando sobre esta situación y solicitando a la CREG revisar el tiempo de planeación de

las subastas para expansión de la generación, considerando los tiempos reales que está tomando el desarrollo de proyectos de infraestructura en Colombia.

- La CREG publicó a través de la Circular 93 la modificación a la Agenda Regulatoria 2019. Se publicó también la Circular 94 con la agenda regulatoria del año 2020 y se definió como plazo para hacer comentarios el 15 de noviembre.
- La CREG a través de las circulares 84 y 90 de 2019 definió un plazo para hacer observaciones a la consultoría técnica sobre la actualización del Código de Redes (25 de noviembre). Al respecto, se planteará al grupo Código de Redes y a los Comités de Transmisión, Distribución y Operación del Consejo, una propuesta inicial de comentarios, para que estos la complementen y validen. Vale la pena mencionar que las observaciones hechas con anterioridad a la Comisión por parte del Consejo no fueron contempladas con el detalle correspondiente. El Consejo solicitó al Secretario Técnico del CNO presentar un resumen de las recomendaciones de actualización del Código de Redes para la reunión ordinaria del mes de diciembre 2019. Asimismo, enviar carta de comentarios generales al Código, solicitando más tiempo para enviar observaciones de detalle.
- Se envió comunicación de comentarios a la Comisión sobre la Resolución 139 de 2019. En ella se plantea una serie de recomendaciones a la CREG, dado que esta entidad está planteando en su proyecto normativo asignar al Consejo la definición de un límite de tensión provisional en aquellas subestaciones radiales, cola de sistema, donde no se puede atender la demanda bajo los actuales criterios operativos (tensión mínima de 0.9 en p.u. en condiciones normales de operación).
- Teniendo en cuenta lo establecido por la CREG en el artículo 2 de su Resolución 101 de 2019, donde se ha configurado un incumplimiento grave e insalvable de las obligaciones de Ituango en la subasta GPPS de 2008, se recomienda al Consejo revisar junto con EPM los supuestos que se están contemplando en el planeamiento operativo energético y de potencia para el mediano y largo plazo. Lo anterior, teniendo en cuenta el impacto que tiene ITUANGO en la confiabilidad y seguridad del SIN.
- En el SPLANTAS se acordó estudiar nuevamente las modificaciones del Acuerdo CNO 555, sobre las autorizaciones automáticas de desviación por dos periodos consecutivos en el despacho o redespacho, cuando una planta en su programa de generación pasa de cero (0) MW a un valor diferente de cero (0) MW, de un valor diferente de cero (0) MW a cero (0) MW, o su generación cambia de un periodo a otro en 230 MW. El análisis debe contemplar que:
 - La no debida utilización del citado Acuerdo podría poner en riesgo la seguridad del Sistema, y
 - Las plantas de generación convencional están expuestas a diferentes riesgos durante el proceso de arranque.

En este punto PROELECTRICA le plantea al CND retomar las visitas a los Centros de Control y reactivar los intercambios de experiencias entre operadores.

- En reunión conjunta de los Comités de Transmisión, Distribución y Operación, el CND presentó el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP. Nuevamente se identificaron las restricciones del STR y STN en varias subáreas operativas, destacando el agotamiento de red generalizado en GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. La presentación en detalle puede ser consultada en la página del Consejo.
- En el Comité de Operación se revisó nuevamente la información suministrada por los Agentes en respuesta a la Circular CNO 035 del 2019 (EPSA no la reportó). Al respecto, se estableció que para algunas subestaciones sería posible incrementar el nivel de cortocircuito "cambiando" el elemento limitante (interruptores). El balance es el siguiente:
 - Gorgonzola 57.5 kV: Dos interruptores de 8.4 kA.
 - San José 57.5 kV: Un interruptor de 8.4 kA.
 - Concordia 57.5 kV: Todos los interruptores de 12.6 kA.
 - San Facón 57.5 kV: Todos los interruptores de 14.5 kA.
 - Ternera 66 kV: Todos los interruptores de 25 kA.
 - Salitre 115 kV: Tres interruptores 31.5 kA.
 - Circo 115 kV: Todos los interruptores de 31.5 kA.
 - Tunal 115 kV: Un interruptor de 31.5 kA.
 - Central 110 kV: Un interruptor de 16.7 kA.
 - Ancón Sur 110 kV: Tres interruptores de 21 kA.
 - El Salto 110 kV: Un interruptor de 31.5 kA.
 - Guatapé 220 kV: Bahías Variante ISA 2.
 - Sabanalarga 220 kV: Todos los interruptores de 31.5 kA.

- En el Subcomité de Planeamiento Operativo, el CND presentó la necesidad de actualizar el análisis de potencia que se realiza en el marco del cálculo del indicador AE. Lo anterior, teniendo en cuenta la incorporación de nuevos recursos de generación intermitente y la inclusión del concepto de flexibilidad en los análisis energéticos. En este sentido, se solicita a XM presentar detalladamente en los Subcomités de Planeamiento Operativo y Plantas el cálculo de la flexibilidad sistémica para el SIN, el cual fue socializado en el Foro XM 2019.
- Se abrió la convocatoria para integrar 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.
- Se llevó a cabo la primera reunión de coordinación gas - electricidad con el CNO de gas, en la que el CND presentó las situaciones operativas que ameritan la coordinación estrecha de los 2 sectores, lo cual es consecuente con lo expresado por el Profesor Mancarella en el Congreso MEM. La siguiente reunión está programada para el jueves 14 de noviembre.
- En el subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER se está construyendo junto con la Universidad de los Andes, una modelo en "pyton" para obtener la curva de potencia vs recurso primario de las planta eólicas y solares fotovoltaicas que se conectaran en el STN o STR. Lo anterior en el marco del Acuerdo 1213, el cual definió los parámetros que deben ser reportados al CND para este tipo de tecnologías de generación.

Conclusiones

-Se acuerda en el Consejo enviar una segunda comunicación a MINENERGÍA, informando las últimas novedades acerca de las medidas de mitigación de la actual situación del área Caribe.

-Se acuerda enviar comunicación a la CREG sobre la posibilidad de definir en los DSI de la UPME otras funciones de los SAEB, si es viable económica y técnicamente.

- Se acuerda en el Consejo que el CND presente en el subcomité de Plantas y Comité de Operación del mes de diciembre, con la información más reciente, las experiencias en la aplicación de la Resolución CREG 060 de 2019.

- Presentar un resumen de las recomendaciones de actualización del Código de Redes para la reunión ordinaria del mes de diciembre 2019.

- Enviar carta de comentarios generales al Código, solicitando más tiempo para enviar observaciones de detalle.

- Se acuerda enviar una comunicación a la CREG solicitando revisar el tiempo de planeación de las subastas para expansión de la generación, considerando los tiempos reales que está tomando el desarrollo de proyectos de infraestructura

3. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones recientes y la predicción climática pra los próximos meses.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- Actualmente y para lo que resta del 2019, predominará la fase neutral del ciclo El Niño -Oscilación del Sur (ENOS). Por lo tanto, serán las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de fin de año (modulada por la oscilación intraestacional) las que explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio nacional.
- Para la finalización de la segunda temporada de lluvias se estiman precipitaciones dentro de los promedios climatológicos en gran parte del país, con valores significativos de lluvia sobre las regiones Andina y Caribe.
- A la fecha, varios modelos de predicción climática - internacionales y del IDEAM - prevén para los meses de diciembre/2019 y enero/2020, anomalías por encima de lo normal. Cabe destacar, que las precipitaciones se reducirán significativamente con respecto a la segunda temporada lluviosa.
- Los pronósticos para los próximos meses seguirán siendo evaluados en el transcurso de noviembre y se reportarán las actualizaciones pertinentes cuando los criterios y la evaluación de los expertos reduzcan la incertidumbre.

ISAGEN menciona que los aportes al SIN a las principales plantas hidroeléctricas están muy deficitarios. Esto también ha afectado a los embalses. Por ejemplo, para algunas centrales se ha llegado a los mínimos históricos. Lo anterior no es consistente con lo que ha planteado el IDEAM en sus informes, motivo por el cual ISAGEN incluye mas información para sus pronósticos.

Conclusiones

El IDEAM indica que actualmente y para lo que resta del 2019, predominará la fase neutral del ciclo El Niño - Oscilación del Sur (ENOS). Por lo tanto, serán las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de fin de año (modulada por la

oscilación intraestacional) las que explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio nacional. En consecuencia, para la finalización de la segunda temporada de lluvias, se estiman precipitaciones dentro de los promedios climatológicos en gran parte del país, con valores significativos de lluvia sobre las regiones Andina y Caribe. | A la fecha, varios modelos de predicción climática - internacionales y del IDEAM - prevén para los meses de diciembre/2019 y enero/2020, anomalías por encima de lo normal. Cabe destacar, que las precipitaciones se reducirían significativamente con respecto a la segunda temporada lluviosa. | Los pronósticos para los próximos meses seguirán siendo evaluados en el transcurso de noviembre y se reportarán las actualizaciones pertinentes cuando los criterios y la evaluación de los expertos reduzcan la incertidumbre.

4. INFORME XM

NO

Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

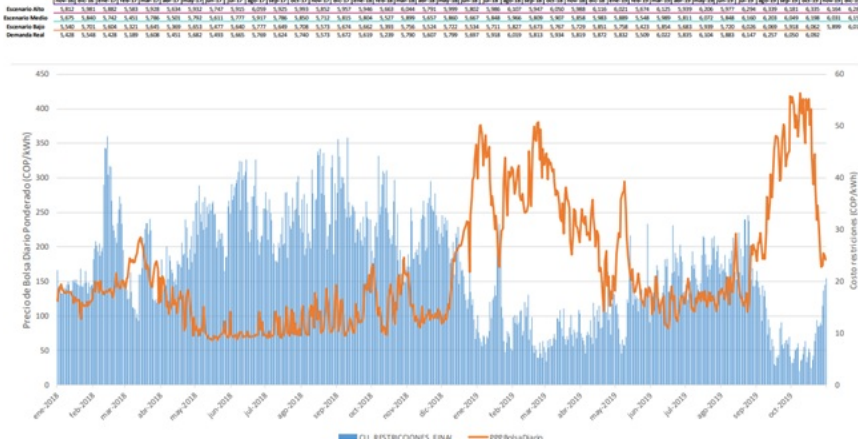
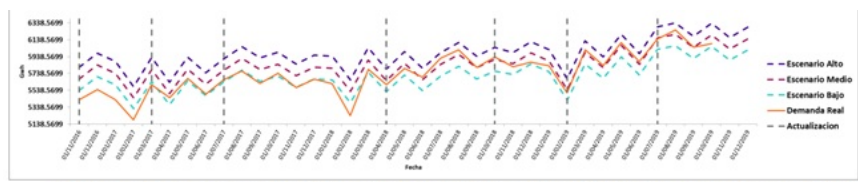
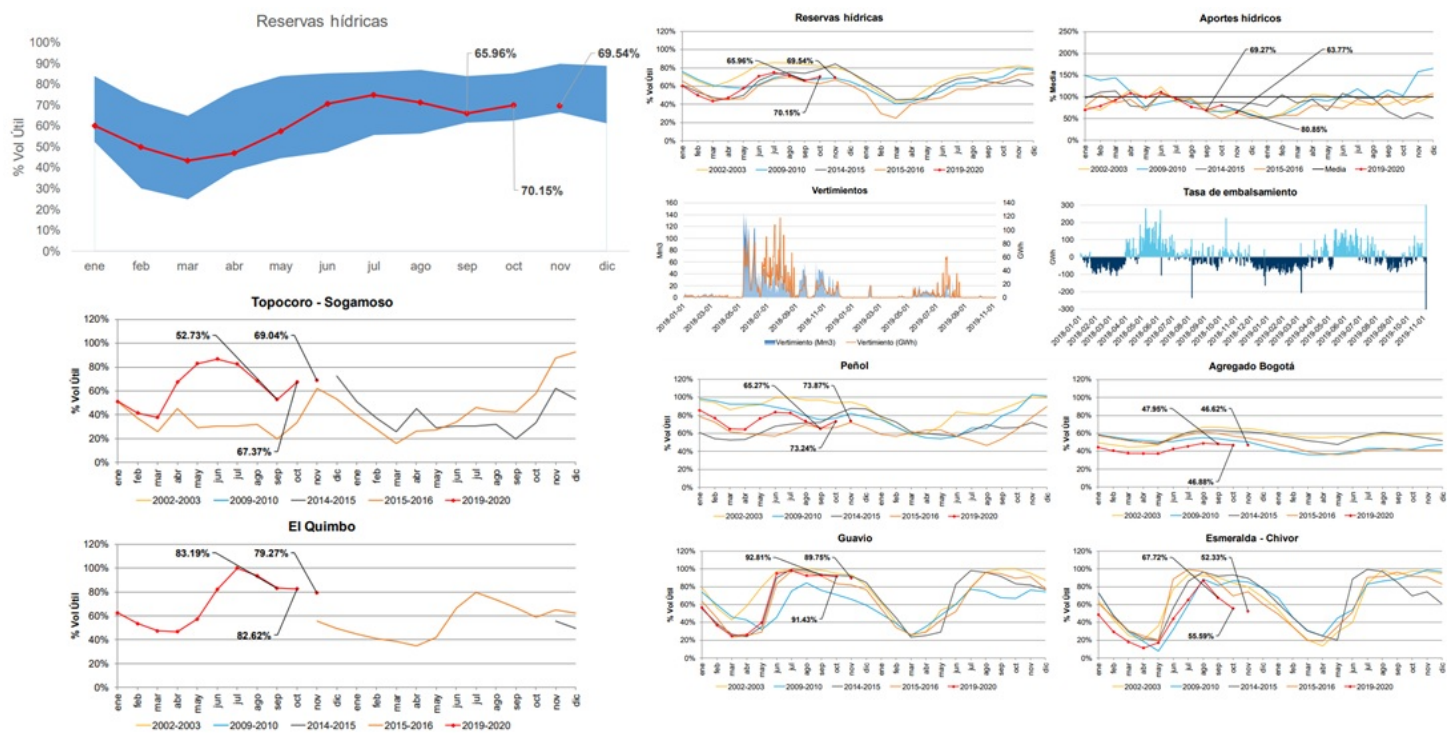
INFORMATIVO

SI

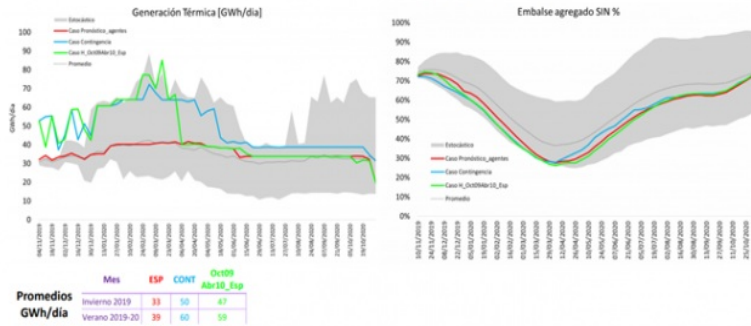
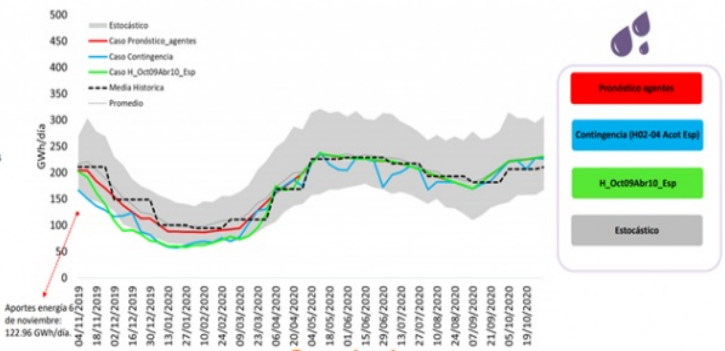
NO

Desarrollo

- La evolución de las principales variables energéticas se muestra a continuación:



- Los análisis y conclusiones respecto a las expectativas energéticas se muestran a continuación:



Conclusiones

De acuerdo con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes considerados, las fechas de entrada de proyectos vigentes, el escenario de demanda proyectada por UPME y demás supuestos considerados, no se observa incumplimiento en los indicadores de confiabilidad establecidos en la normatividad vigente.

De presentarse condiciones hídricas similares a las consideradas y una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio de 60 GWh/día durante dicho verano.

Es importante para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles que garantice la entrega de forma simultánea de las cantidades contratadas para la OEF, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN y a las diferentes variables energéticas, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años.

- Respecto a las auditorías del Cargo por Confiabilidad, la siguiente gráfica ilustra lo que se espera de estos procedimientos:



- Respecto a las principales situaciones operativas, el CND referencia la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2019, donde se indica que uno de los principales cambios en los procesos de operación, está asociado a la obligación de las plantas filo de agua de reportar disponibilidad y precio. Asimismo, se socializan los cambios en el flujo de información para llevar a cabo el redespacho. Considerando que EPM indicó que la entrada en vigencia de los Res. 060 de 2019 afectaría la viabilidad de la planta Jepirachi, y que ISAGEN manifestó igualmente que esta resolución tiene impactos significativos en las plantas filo de agua, como Amoyá, aspecto que se ha indicado reiterativamente en el C.N.O, se acordó enviar una comunicación a la CREG reiterando los impactos que la norma trae frente a recursos de generación variables.
- Las principales conclusiones del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del CND son consistentes con las observaciones presentadas por el Secretario Técnico del CNO en su informe. El detalle puede ser consultado en la presentación adjunta a esta acta.
- Respecto al seguimiento operativo al área Caribe, las siguientes figuras muestran las acciones adelantadas por el CND y la evolución de la Demanda No Atendida-DNA.

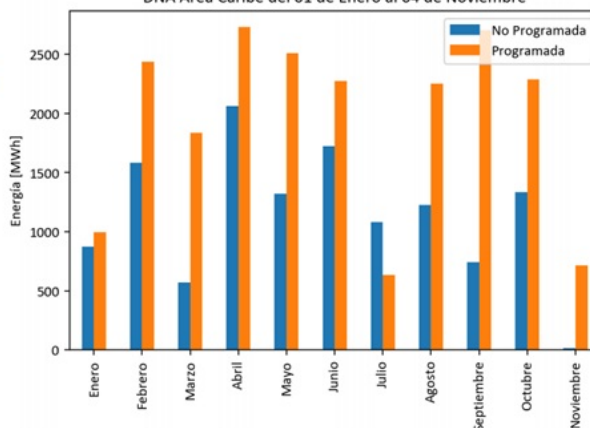
Acciones adelantadas Octubre

<p>Comentarios Proyecto de Resolución CREG 139 de 2019. Criterios de operación en subestaciones radiales.</p>	<p>Coordinación de mantenimientos entre agentes del área GCM para ejecutar después de implementar ESPS.</p>	<p>Propuesta de ajuste acuerdos CNO:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reporte DNA al CND • Protocolo de comunicación • Indicador cumplimiento consignaciones. 	<p>Seguimiento y gestión de los pronósticos de demanda y factores de potencia de la carga con usuarios Regulados y No Regulados.</p>
<p>Acompañamiento y seguimiento proyectos de mitigación GCM:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 20 de octubre: Conexión Chinú – Boston 110 kV empachado. (Mitiga Riesgo de DNA en estado estacionario y ante N-1) • 30 de noviembre: Transformador 110/34.5 kV Copey. • 10 de diciembre: Conexión temporal transformador en la Loma 110/34.5 kV y traslado de carga 	<p>Diseño y gestión con Electricaribe y Transelca de implementación ESPS en GCM para mitigar programación de DNA ante contingencias N-1:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Deslastre por baja tensión en El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV. • Actualización esquemas Guatapurí y Chambacú. • Deslastre por sobrecarga en el circuito Copey – Valledupar 1 220 kV. • Deslastre por sobrecarga ante contingencia de uno de los transformadores Valledupar 220/34.5/13.8 kV • Apertura del anillo Tolú Viejo 110 kV 	<p>Supervisión tiempo real subestaciones críticas a nivel del SDL.</p>	<p>Revisión viabilidad esquema de desconexión de carga ante N-1 con indisponibilidad de circuito Intercosta</p>

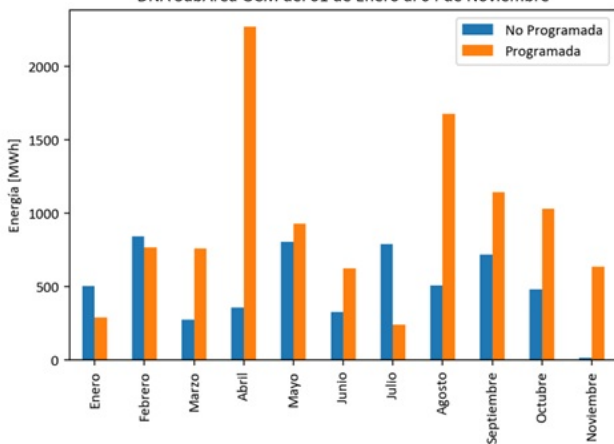
Desafíos del esquema



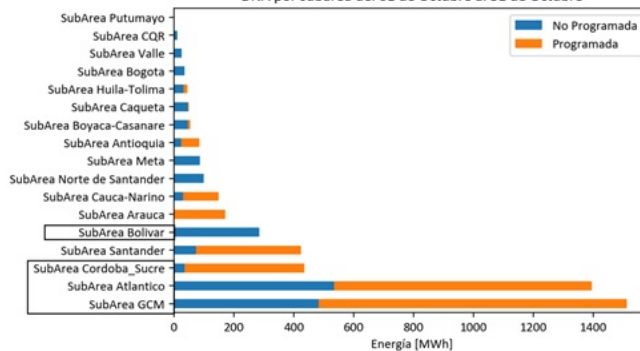
DNA Área Caribe del 01 de Enero al 04 de Noviembre



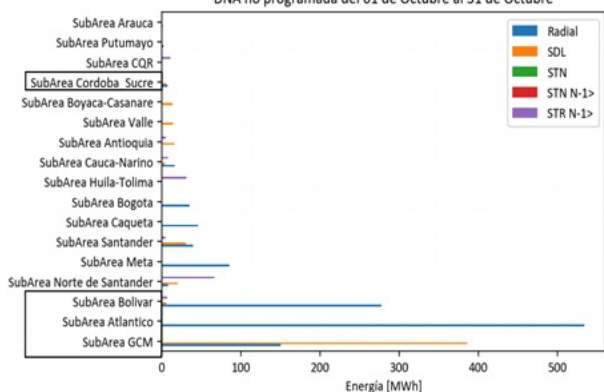
DNA SubÁrea GCM del 01 de Enero al 04 de Noviembre



DNA por subárea del 01 de Octubre al 31 de Octubre



DNA no programada del 01 de Octubre al 31 de Octubre



Para el área Caribe mas del 98% de la DNA No Programada se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

Conclusiones

De acuerdo con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes considerados, las fechas de entrada de proyectos vigentes, el escenario de demanda proyectada por UPME y demás supuestos considerados, no se observa incumplimiento en los indicadores de confiabilidad establecidos en la normatividad vigente.

De presentarse condiciones hídricas similares a las consideradas y una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio de 60 GWh/día durante dicho verano.

Es importante para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles que garantice la entrega de forma simultánea de las cantidades contratadas para la OEF, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN y a las diferentes variables energéticas, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años

Enviar una comunicación a la CREG reiterando los impactos que la norma trae frente a recursos de generación variables.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de los proyectos en desarrollo por convocatorias.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

La presentación adjunta a esta Acta de la UPME muestra para el área Caribe:

- La fecha esperada de entrada en operación de los proyectos pendientes por adjudicar.
- El listado de los proyectos en ejecución y su fecha esperada de entrada en operación.
- Proyectos de Expansión en análisis por parte de la UPME.
- Alternativas de expansión en la subárea Bolívar (subestación Carreto). Se plantea por parte del CNO que aún no se define una alternativa estructural para resolver el agotamiento del anillo a 66 kV.

Conclusiones

6. VARIOS	SI		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- La siguiente reunión del Consejo se llevará a cabo el 5 de diciembre.

- Se espera convocar un C N O no presencial antes del 13 de noviembre para someter a su consideración el acuerdo "Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados".

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte