

**Acta de reunión**

Acta N° 568

4 Septiembre, 2019 OFICINAS CNO BOGOTÁ

Presentar el acta de la reunión 568 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
URRA	Diego Gonzalez	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MINENERGIA	Diana Cely	SI	NO
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	SI	NO
SSPD	Mauricio Palma	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09:15	Informe del IDEAM.
3	09:15 - 10:00	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	10:00 - 10:30	Informe Secretario Técnico.
5	10:30 - 10:45	Presentación FISE.
6	10:45 - 11:15	Informe Comités.
7	11:15 - 12:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
8	12:15 - 01:00	Informe UPME.
9	01:00 - 01:15	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. ACTAS Y ACUERDOS CNO	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación las actas pendientes y los acuerdos que se recomiendan para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
Desarrollo					

1. Actas pendientes:

- ACTA 564: Fue publicada para comentarios el 29 de julio. Se realizaron observaciones de PROELECTRICA, ISAGEN, XM, TEBSA y EPM. El Acta es aprobada.
- ACTA 565: Fue publicada para comentarios el 3 de septiembre. Se realizaron observaciones de PROELECTRICA, EPM, ISAGEN y XM. Se acuerda extender una semana más el plazo para allegar observaciones.
- ACTA 566: Fue publicada para comentarios el 3 de septiembre. Se realizaron observaciones de EPM e ISAGEN. Se acuerda extender una semana más el plazo para allegar observaciones.
- ACTA 567: Aún no se ha publicado para observaciones. Se informa por parte del CNO que estará disponible en la página web esta semana.

2. Acuerdos: Se aprueban los siguientes:

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados de las unidades de las plantas de generación Paraíso y La Guaca.
- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Quimbo y las respectivas curvas de carga.
- Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades de generación 1 y 2 de la planta Proeléctrica.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 564.
- Se aprobaron los acuerdos recomendados al Consejo.

2. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el informe con el desarrollo de las actividades del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Se informa que las jornadas técnicas del mes fueron las siguientes, y que el contenido de las presentaciones puede ser consultado en la página web del Consejo:
 - PLANTAS: 21 de agosto.
 - TRANSMISIÓN: 22 y 23 de agosto.
- Se menciona que se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto sobre la aplicación de la Resolución CREG 119 de 1998 (Estatuto de Racionamiento). Lo anterior, teniendo en cuenta la programación desde el despacho económico de Demanda No Atendida-DNA en las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre y Bolívar por agotamiento de la red, y las diferencias de entendimiento del CNO y el CND de las causales previstas en el estatuto. La Comisión dio respuesta y se informa que se está formulando el concepto CNO a MINENERGÍA según lo estipulado por el Artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998.
- Se llevó a cabo el 15 de agosto del año en curso la reunión CNO-CND-ITCO-TRANSELCA-ELECTRICARIBE-TEBSA-CELSIA-PROELECTRICA-GECELCA-URRA-TERMONORTE, sobre el análisis de la condición actual y esperada del área Caribe. Las acciones que se definieron a partir de dicha reunión son la siguientes (las subrayadas son gestionables por el CNO y CND conjuntamente):

- Revisión del Protocolo de Comunicaciones del CNO cuando se comuniquen que se van a racionar usuarios.
- Análisis estadístico de los tiempos de las consignaciones a nivel del STR y STN.
- Análisis de la revisión del criterio de tensión mínima de 0.9 en p.u. en subestaciones radiales, como el Banco 110 kV.
- Recomendar la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda e instalación de plantas a nivel distribuido.
- Análisis de la viabilidad técnica de instalar un Esquema Suplementario inteligente en GCM, que monitoree la tensión de la subestación El Paso 110 kV y su límite de intercambio de 540 MW, mitigando así la programación de DNA desde el despacho económico.
- Estudiar la definición de un tiempo mínimo de espera una vez se materializa una contingencia a nivel de 500 kV, antes de invocar DNA, si la generación local no es suficiente para controlar el límite de transferencia al área Caribe (límite actual de 700 MW con dos enlaces a la Costa Caribe).
- Agilizar la conexión del segundo circuito Boston-Chinú 110 kV: Se plantean dos opciones, que mitigarían el racionamiento bajo condiciones normales de operación, considerando que sólo faltan 500 metros para culminar el proyecto en su totalidad (dificultades prediales). La primera opción es conectar en T el segundo circuito a la línea existente, conservando su bahía en la subestación Chinú 110 kV. La otra opción es utilizar las mismas bahías del circuito existente.
- Agilizar la instalación del segundo transformador de 100 MVA en subestación Copey a nivel de 34.5 kV: El proyecto consiste en conectar por 34.5 kV los dos transformadores existentes (incluyendo la unidad de reserva), haciendo uso de una bahía móvil.
- Agilizar la instalación del transformador Provisional en la subestación La Loma: El proyecto consiste en trasladar demanda de la subestación El Banco 110 kV hacia la subestación La Loma, instalando un transformador 110/34.5 kV en una de las bahías a 110 kV, propiedad de GEB.
- Estudiar el curso de acción si se declaran desiertas nuevamente las convocatorias UPME que actualmente están en curso (La Marina).
- Estudiar la viabilidad de mantener cerrado durante más tiempo el anillo de la subestación Toluviejo 110 kV, medida que mejoraría el perfil de tensiones en el sur del departamento de Bolívar.
- Reiterar a MINENERGIA, UPME y CREG, sobre la importancia de garantizar la entrada en servicio coordinada de las expansiones en el STN y STR, al igual que considerar los verdaderos tiempos de ejecución de las obras, y acompañar las mismas con inversiones en los Sistemas de Distribución Local.
- Presentar la situación del área Caribe en la próxima reunión CACSSE.
- Programar de manera permanente en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica del CNO un seguimiento a la situación eléctrica del área Caribe.
- Facilitar a TEBSA y ELECTRICARIBE en el SCADA, el intercambio en tiempo real del área Caribe (todos los límites, es decir, Caribe, Caribe 2 y GCM).
- Dar la señal a las entidades sectoriales sobre los impactos de los redespachos en las unidades de generación térmicas.
- Informar a ELECTRICARIBE la generación histórica de Termoflores.
- El día de hoy los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Plantas presentarán sus observaciones al protocolo propuesto por la Universidad de los Andes para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de plantas solares fotovoltaicas, y a la propuesta de reporte de información meteorológica de plantas eólicas y solares fotovoltaicos que se conecten al STN y STR (tarea derivada de la Resolución CREG 060 de 2019).
- En el Comité de Operación se revisó el avance al cumplimiento de las tareas asignadas por la CREG en su Resolución 060 de 2019, "por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN, y se dictan otras disposiciones". Ya vía acuerdo se cumplió con la definición de la información, procedimiento de entrada en operación comercial y los parámetros que los generadores eólicos y solares fotovoltaicos conectados al STN y STR, deben cumplir para la entrada en operación comercial de sus plantas.

Se avanza en la formulación de los 4 protocolos faltantes, relacionados con la i) metodología para la validación de los modelos de simulación RMS de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, ii) los términos y plazos para la realización de sus pruebas, iii) la verificación de la calidad, confiabilidad de la medición y reporte al CND de las variables meteorológicas y iv) la metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad de las mediciones eléctricas (análogas y digitales).

- En el Comité de Transmisión los transmisores expusieron nuevamente su preocupación por la comunicación del CND, relacionada con una capacitación sobre delegación de funciones para ejercer total o parcialmente las actividades asociadas a la coordinación de la operación del SIN. En este sentido, y teniendo en cuenta las limitaciones manifestadas por algunos transportadores para llevar a cabalidad dichas funciones, el CND está analizando si da alcance a su comunicación o se formula junto con el Comité de Transmisión una propuesta de ajuste a la Resolución CREG 080 de 1999, teniendo en cuenta la realidad operativa actual (Centros Regionales de Despacho).
- Teniendo en cuenta los productos solicitados por la CREG en el marco de la actualización del Código de Redes y el desarrollo de los mismos por parte del grupo del Código de Redes del CNO, la Comisión programó las siguientes reuniones para discutir sobre los siguientes temas:

#	macrotema	temas	hora inicio	hora fin	fecha reunión	fecha envío documento
1	Operación y conexión	Ciberseguridad	9:00:00 a. m.	9:30:00 a. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
2	Conexión	Coordinación de protecciones	9:30:00 a. m.	10:00:00 a. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
3	Planeamiento-Confiabilidad	Cisnes negros	10:00:00 a. m.	10:30:00 a. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
4	Planeamiento-Confiabilidad	esquemas suplementarios	10:30:00 a. m.	11:00:00 a. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
5	Planeamiento-Confiabilidad	conexiones en T	11:00:00 a. m.	11:30:00 a. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
6	Planeamiento-Confiabilidad	nuevos elementos PMUs	11:30:00 a. m.	12:00:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
7	Planeamiento-Confiabilidad	# máximo bahías y cruces	12:00:00 p. m.	12:30:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
8	Planeamiento-Confiabilidad	Generación de seguridad	12:30:00 p. m.	1:00:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
Almuerzo libre						
9	Planeamiento- otros	Código de generación	2:00:00 p. m.	2:30:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
10	Planeamiento- otros	costo de racionamiento	2:30:00 p. m.	3:00:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
11	Planeamiento- otros	Corredores estratégicos	3:00:00 p. m.	3:30:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-06/09/2019
		Resumen de las propuestas	3:30:00 p. m.	5:00:00 p. m.	vie-13/09/2019	vie-13/09/2019
12	Planeamiento	Criterios de planeamiento:	9:00:00 a. m.	9:30:00 a. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
13	Planeamiento	Flexibilidad	9:30:00 a. m.	10:00:00 a. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
14	Planeamiento	Niveles de cortocircuito	10:00:00 a. m.	10:30:00 a. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
15	Planeamiento	Factor de potencia	10:30:00 a. m.	11:00:00 a. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
16	Planeamiento	Repotenciaciones	11:00:00 a. m.	11:30:00 a. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
17	Planeamiento	Unidades móviles	11:30:00 a. m.	12:00:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
18	Planeamiento	sobrecargas	12:00:00 p. m.	12:30:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
19	Planeamiento	Multipropiedad S/E	12:30:00 p. m.	1:00:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
Almuerzo libre						
20	Planeamiento-Confiabilidad	N-14	2:00:00 p. m.	2:30:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
21	Operación	Estatuto de riesgo desabastecimiento	2:30:00 p. m.	3:00:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
22	Operación	Coordinación- gas electricidad	3:00:00 p. m.	3:30:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
23	Otros	Otros temas	3:30:00 p. m.	4:00:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-13/09/2019
		Resumen de las propuestas	4:00:00 p. m.	5:30:00 p. m.	vie-20/09/2019	vie-20/09/2019

- En el Comité de Operación el CND presentó el estado de las conexiones asociadas a las plantas con asignación de Obligaciones de Energía en Firme-OEF. Se identificó que algunas no tienen concepto de conexión o están supeditadas a la aprobación del Plan de Expansión (Termocaribe 3, Alpha, Beta y El Tesorito), y que se ha viabilizado la incorporación de algunas de ellas a través de medidas operativas que van en detrimento de la seguridad y confiabilidad del SIN (ampliación de capacidad de Termovalle en 40 MW), o se han supeditado a condiciones que dependen de terceros, como el consumo permanente de varias cargas especiales (Termosolo 2 de 80 MW, Termoproyectos de 19 MW y TermoEBR de 19MW). Asimismo, se identifica que la expansión de red requerida para conectar algunas plantas podría estar en operación después de la fecha de inicio de las OEF (Termosolo 1 de 148 MW, Tumawind de 198 MW, Chemesky de 99 MW y Casa Eléctrica de 176 MW). Teniendo en cuenta este panorama, se recomendó desde el Comité de Operación enviar comunicación a la UPME y MINENERGÍA, alertando sobre dicha situación y los riesgos identificados.
- En el Comité de Distribución se analizaron las diferencias de reporte de la Demanda No Atendida-DNA por los Operadores de Red, cuando se presentan eventos y se llevan a cabo los pronósticos de demanda. Se aclaró que en el primer caso se reporta la afectación de cargas producto de los eventos. En el segundo se considera toda la DNA que se materializa, incluyendo eventos a nivel de distribución local (que no es reportada al CND). Teniendo en cuenta lo anterior, ya es posible por parte del CND realizar la valoración de económica de la DNA que se ha programado y materializado en las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. En este punto el CND menciona que la diferencia entre los dos reportes es considerable y sugiere que el Comité de Distribución revise nuevamente. El asesor técnico del CNO comenta que los Operadores de Red fueron enfáticos en aclarar que los eventos en el SDL son constantes y representan la mayor cantidad de demanda no atendida, la cual tiene asociada eventos que no son informados a XM. En este sentido, se acuerda que el Comité de Distribución formule un reporte único de DNA, que incluya la totalidad de la demanda no atendida, ante eventos en el STR y SDL.
- En el Comité de Distribución ELECTRICARIBE presentó el número de solicitudes de conexión a su sistema, de plantas asociadas a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER. La

capacidad agregada de dichas solicitudes es superior a 20 GW. El Operador de Red-OR alerta sobre los impactos que podrían generar estas tecnologías de generación y las prácticas que se están observando, como el fraccionamiento de capacidad, que a su vez amerita la utilización de más bahías en las subestaciones de conexión con sus consecuentes impactos técnicos y económicos (aspectos operativos y relacionados a la expansión), y la especulación con las capacidades de transporte asignadas (vigencias de los conceptos de conexión). Dado que la problemática expuesta por ELECTRICRIBE es común a otros OR, se acordó en el Comité de Distribución alertar sobre dicha situación a la CREG. El CNO solicita que el envío de esta comunicación sea posterior a la presentación de ELECTRICARIBE de esta misma problemática en el Consejo, en el mes de octubre.

- Teniendo en cuenta la propuesta técnica de XM sobre la definición de requerimientos de conexión a los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, se acordó en los Comités de Operación, Transmisión y Distribución agendar un espacio para presentar dicha propuesta. La reunión con los Comités será agenda para el mes de octubre.
- En las jornadas técnicas del Subcomité de Plantas el Coordinador Chileno presentó su experiencia sobre las medidas de flexibilización de su sistema, y la importancia de la consideración de este atributo en la planeación operativa y de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia. Se discutió sobre la definición de la flexibilidad, los elementos que la proporcionan, las principales métricas para valorarla y sus costos asociados. La presentación puede ser consultada en la página web del Consejo.
- A partir del evento del 07 de agosto del año en curso, en el Subcomité de Plantas se acordó construir una propuesta de flexibilización del despacho, teniendo en cuenta la regulación actual y las inflexibilidades del parque térmico del área Caribe. El objetivo es enviar dicha propuesta a la Comisión para su consideración.
- En el subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico se presentó el balance de la circular 35, asociada al reporte del nivel de corto circuito. A partir de la información recibida, se observan riesgos de daños de equipos y para el despeje adecuado de fallas en varias subestaciones del STR y STN, pertenecientes a ENEL-CODENSA, EPM, EPSA, ELECTRICARIBE, INTERCOLOMBIA y TRANSELCA. Se acordó revisar en el subcomité cuales de estas subestaciones presentan restricciones por equipos particulares, y cuales tienen un nivel de corto cercano a la capacidad nominal de los barrajes. En este subcomité EPM hizo una presentación sobre FACTS distribuidos y posible implementación en su sistema para la gestión de restricciones. Teniendo en cuenta los potenciales beneficios de esta tecnología, se recomienda al SAPE y el CND estudiar la misma para mitigar algunas de las limitaciones que se presentan en el área Caribe.

Conclusiones

Se solicita que el CNO se acerque a los expertos de la Misión de Transformación para comentar sobre los focos 1 y 5. Una vez se tenga la cita se coordinará en el Consejo los mensajes a llevar.

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

Desarrollo

- Los factores que afectaron el clima durante el mes de agosto fueron la baja anclada de Panamá sumado a la posición de la zona de confluencia intertropical, la humedad y ondas provenientes del este, los frentes fríos del hemisferio sur y la condición ENOS neutral.
- Según el ENSO, la probabilidad de continuar en condiciones neutrales para el trimestre septiembre-octubre-noviembre (SON) del año en curso es superior al 60 %. En el caso del fenómeno de “El Niño”, dicha probabilidad es inferior al 30 %.
- Para el IDEAM en los meses de septiembre y octubre, se proyectan precipitaciones por debajo de la media climatológica en las regiones Andina, Caribe y Pacífico, al igual que en la Orinoquía. Dicha condición cambiaría en el mes de noviembre.
- Con relación a la temperatura, el IDEAM menciona que para las principales ciudades del país, se esperan valores por encima de 1°C respecto al valor medio histórico. En este punto el CND llama la atención sobre que si la temperatura sigue siendo alta en los departamentos de Guajira, Cesar y Magdalena, es probable que con mayor demanda, se siga programando desde el despacho Demanda No Atendida-DNA.

- El IDEAM indica que la fase neutral asociada al ENOS prevalecerá para lo que resta del 2019. Por lo anterior, serán otras señales de variabilidad climática las que modularán el comportamiento del clima en el país; tales como: la estacionalidad, la fase de la oscilación intraestacional (convectiva y/o subsidente) y dinámica meteorológica (sinópticas, mesoescala o local) que favorezca algunos eventos extremos de precipitación.

Conclusiones

4. PRESENTACION FISE	NO	Invitar a la octava edicion del FISE.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------------	----	---------------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

FISE, con apoyo del programa Medellín Ciudad Cluster, invita a todas las empresas del sector eléctrico Colombiano, a visitar la Feria FISE 2019 y participar en las ruedas de negocios Nacional, Internacional y las actividades de relacionamiento. • Disponibilidad espacios miércoles 4, jueves 5 y viernes 6 de diciembre. • Espacios libres para visitar la oferta general de la muestra comercial. • Tiquete aéreo • Contacto: • Ana Cristina Rendón • Email: ana.rendon@fise.co • Teléfono: 300 6034065.

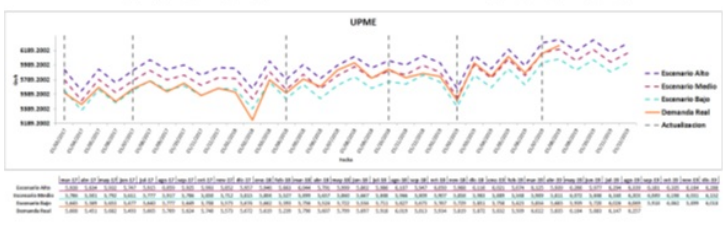
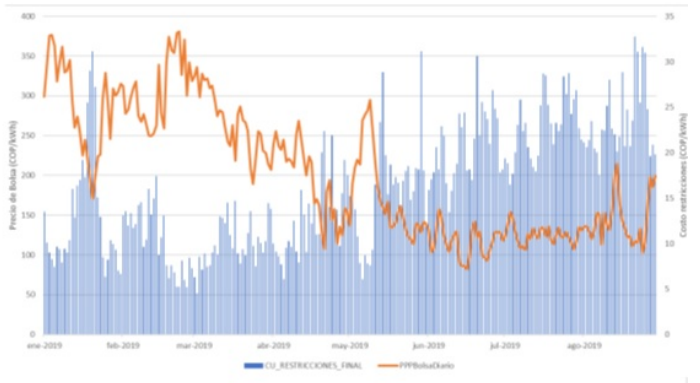
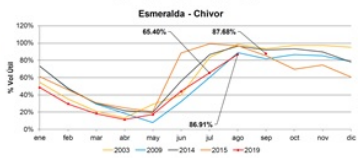
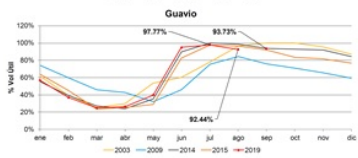
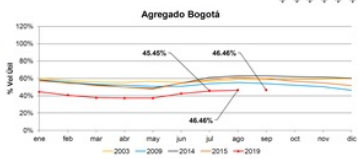
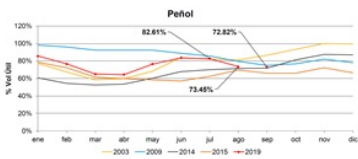
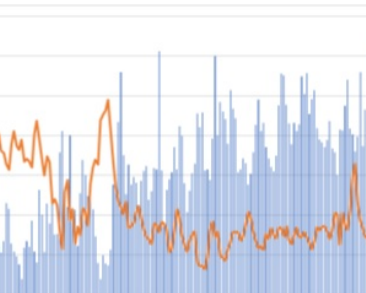
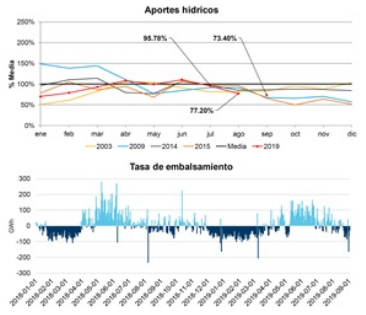
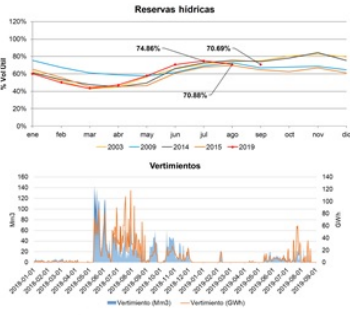
La evolución del FISE se marca con la creación del CIDET en la década de los 90: desarrollo de proveedores , la promoción de la Feria Internacional del sector eléctrico : año 2006 ; en el año 2007 el Cluster energía eléctrica y para este 2019: feria FISE, feria Internacional de la industria eléctrica.

Conclusiones

5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	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

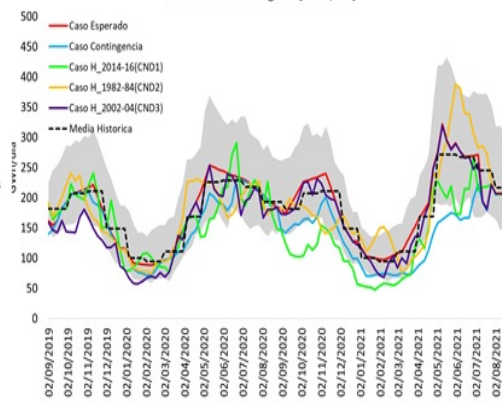
- La evolución de las principales variables energéticas se presenta a continuación:



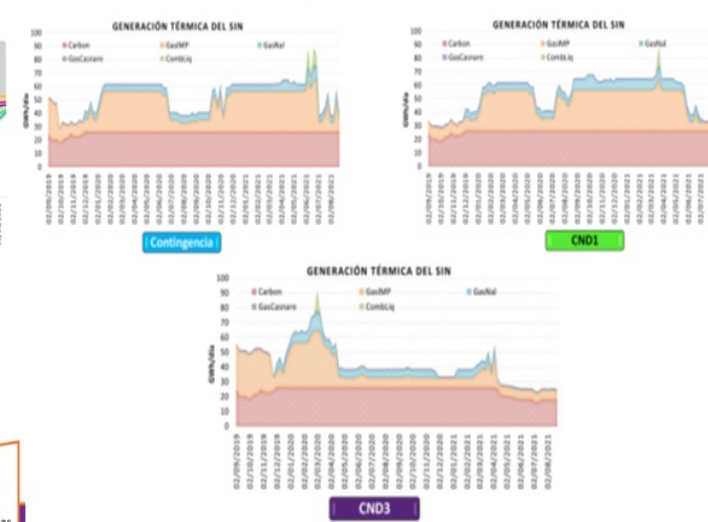
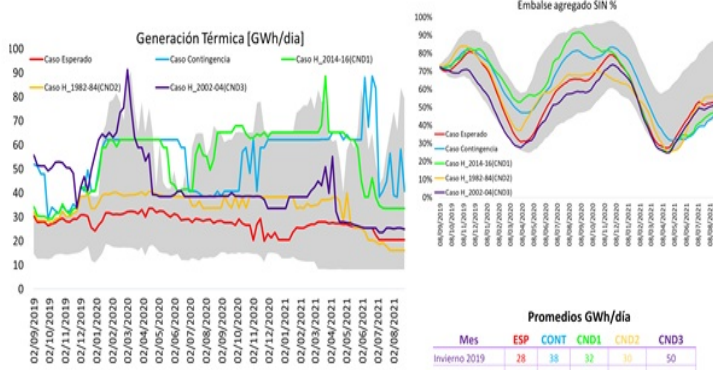
• Respecto al panorama energético, en las siguientes graficas se presentan los supuestos y resultados del análisis de mediano plazo:



Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Escenarios definidos en el SURER para el mes de agosto



Conclusiones

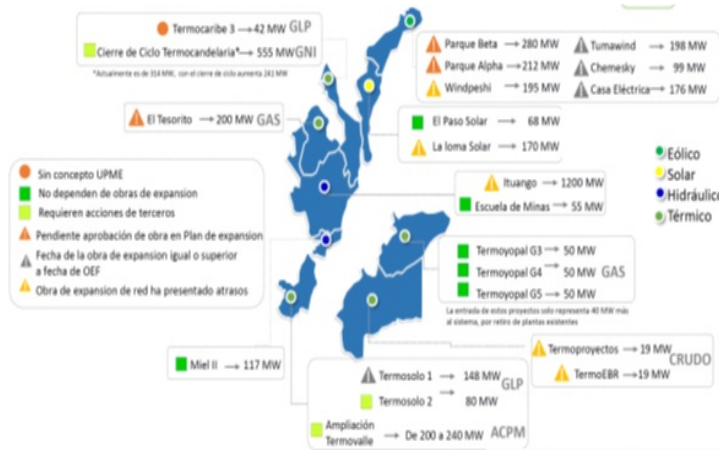
De acuerdo con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes considerados, las fechas de entrada de proyectos vigentes, el escenario de demanda proyectada por UPME y demás supuestos considerados, no se observa incumplimiento en los indicadores de confiabilidad establecidos en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

De presentarse condiciones de aportes deficitarias durante el verano 19-20, se observan altas exigencias al parque termoelectrico, alcanzando niveles que superan los 80GWh/día en algunas semanas, generando incluso con combustibles líquidos.

Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta.

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.

- En el mismo sentido de lo informado por el secretario técnico del CNO, el CND presenta el estado de las conexiones de las plantas nuevas con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, el cual se resume en las siguientes gráficas:



	N° proyectos	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Obligaciones de Energía Firme (2022-2023) [GWh/día]
Proyectos asignados subasta	22	3709 / 100%	31.7 / 100%
Proyectos que no depende de obras de expansión u otras acciones	6 (El Paso, Escuela de Minas, Miel II, Termoyopal G3, G4 y G5)	390 / 10.5%	4 / 12.6 %
Proyectos que requieren acciones por parte de terceros	3 (Cierre de Ciclo de Candelaria, Termovalle, Termosolo 2)	361 / 9.7%	12.6 / 39.8 %
Proyecto sin concepto UPME	1 (Termocaribe 3)	42 / 1.1%	0.8 / 2.5%
Obra de expansión de red ha presentado atrasos	5 (Windpeshi, La Loma, Ituango, Termoyopal, Termosolo 1)	1603 / 43.2%	5.1 / 16.2%
Pendiente aprobación de obra en Plan de expansión	3 (Parque Alpha, Parque Beta, El Tesorito)	692 / 18.7%	4.9 / 15.5%
Fecha de la obra de expansión igual o superior fecha de OEF	4 (Turnawind, Chemesky, Casa eléctrica, Termosolo 1)	621 / 16.7%	4.2 / 13.35

Recomendaciones

Se tienen proyectos que aún no han sido aprobados en el Plan de expansión, se recomienda su oportuna aprobación y publicación de las convocatorias.

Para los proyectos de generación cuya entrada del proyecto de transmisión es posterior a su fecha de entrada, se recomienda analizar diferentes opciones de conexión.

Para el desarrollo de algunas obras, se requieren ajustes regulatorios se recomienda realizar las definiciones necesarias oportunamente.

Realizar un seguimiento detallado, continuo y coordinado del desarrollo de las obras de transmisión y generación.

Evaluar mecanismos que permitan garantizar la atención de la demanda en caso de que se materialicen atrasos que comprometan la entrada oportuna de proyectos.

- El CND hace una presentación muy detallada de la situación actual y esperada del área Caribe (incluido los eventos recientes del 27 y 28 de agosto en GCM), la cual puede ser consultada en detalle en la página web del Consejo.

Finalmente se hace mención a la situación de la subestación Maicao 110 kV, donde en estado normal de operación las tensiones son inferiores a 0.9 en p.u, motivo por el cual también se está racionando demanda. También se comenta que en el Comité de Operación se creó un grupo de seguimiento al mantenimiento de Chivor y sus impactos operativos en el área Oriental (dic-2019 / may-2020), el cual se citará una vez el CND actualice sus análisis energéticos y eléctricos.

Conclusiones

En relación a las conclusiones y Recomendaciones del CND respecto al Área Caribe, las mismas se listan a continuación:

Conclusiones:

- Dado el crecimiento sostenido de la demanda de la región caribe durante los últimos años, el crecimiento de la infraestructura del STN y el STR del área Caribe no ha sido suficiente para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad de la demanda.
- La demanda del STR se atiende de forma radial, en más del 40 en las subáreas GCM y Córdoba Sucre y alrededor del 10 en las demás subáreas del área Caribe, lo que genera afectación a la prestación del servicio ante mantenimientos y contingencias N-1.
- Ante la condición de red del área, se dificulta la coordinación y realización de mantenimientos de la red y la generación existente.
- Para cumplir los criterios de calidad y confiabilidad del área Caribe se requiere generación de seguridad en el área, adicionalmente en las subárea GCM (Guajira o Termonorte) y Atlántico (Barranquilla o TEBSA), se requiere generación local.
- Adicional a la generación de seguridad, en el área caribe se tienen 32 Esquemas Suplementarios para desconexión controlada de carga, de los cuales se tienen algunos que ya están agotados.
- En lo corrido del 2019 se ha incrementado la DNA por agotamiento de redes radiales (Sobrecarga de activos y bajas tensiones en estado estacionario).
- Las soluciones de fondo para las diferentes subáreas y el área caribe como un todo, no se tendrán antes de 2 años o son aún inciertas, con lo que se espera un incremento progresivo de la DNA en el

área, lo que implica revisar otras posibles acciones de corto plazo.

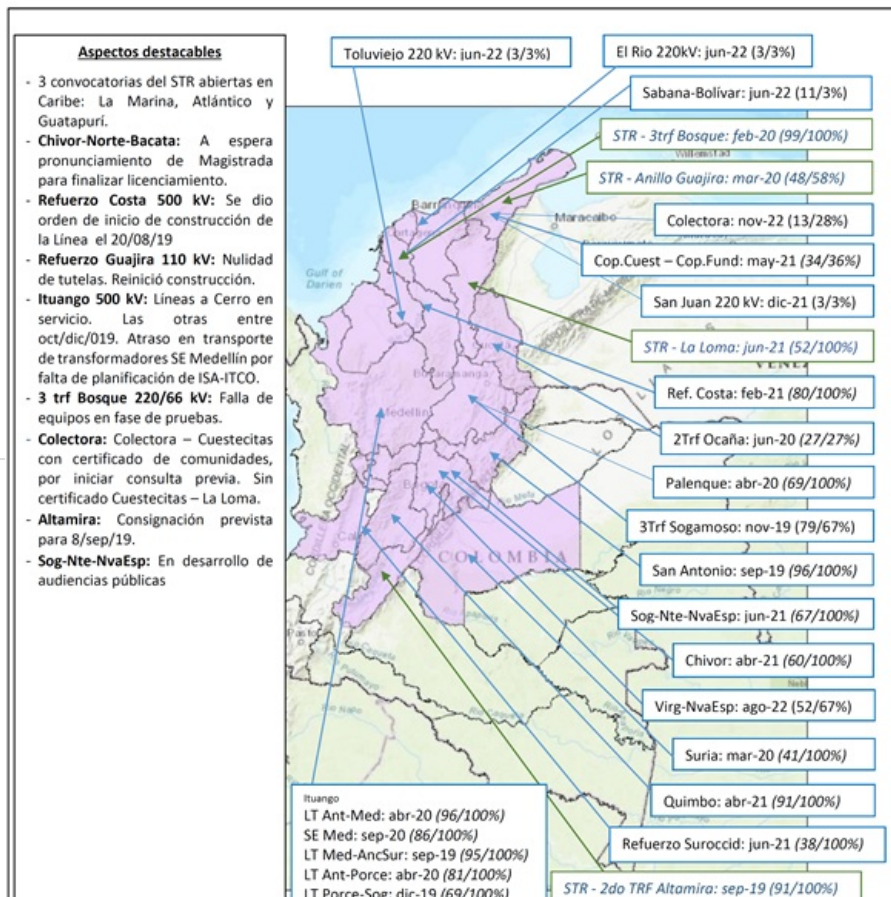
Recomendaciones:

- Realizar levantamiento de las dificultades que presentan actualmente los proyectos para su puesta en operación.
- Realizar las gestiones requeridas para poner en operación los proyectos de expansión del STN y STR definidos.
- Adelantar las obras del SDL requeridas (nuevas redes y compensación) de forma que se mejore el factor de potencia de la carga observado en el STR.
- Ajustar e implementar nuevos ESPS que permitan mitigar el impacto del agotamiento de la red ante contingencias N-1.
- Maximizar la disponibilidad de las redes del STN STR y unidades de generación del área.
- Revisar y actualizar los factores de potencia de las cargas que se reportan para los estudios eléctricos del área (despacho y redespacho).
- Elaborar, entre todos los agentes del área, listado de acciones de muy corto plazo que permitan mitigar los riesgos de DNA.
- Revisar el protocolo de comunicaciones a seguir entre los diferentes agentes involucrados ante materialización de DNA.
- Continuar con un seguimiento permanente de la operación en las subáreas indicadas y es importante que como CNO sigamos dando las señales y en especial al Ministerio de Minas y Energía para su conocimiento, y en lo posible, evaluación de medidas adicionales que puedan implementarse.

6. INFORME UPME	Presentar el estado actual de las convocatorias y otros temas de la UPME.		SI	NO
-----------------	---	--	----	----

Desarrollo

La UPME presenta el estado de las convocatorias en el STN y STR, el cual puede ser visualizado en la siguiente gráfica:



Conclusiones

7. VARIOS

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

- Próxima reunión ordinaria del Consejo el 3 de octubre de 2019.
- Se invita a los miembros del Consejo al séptimo foro de ética del sector eléctrico el día 13 de noviembre de 8 a.m. a 12 m en el Hotel Marriott de Bogota.
- En relación con la coordinación por el mantenimiento de Chivor se convocará a reunión con los agentes del área.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte