



Acta de reunión
Acta N° 577
5 Diciembre, 2019 Oficinas C N O BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 577 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	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	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
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
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
ENEL EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
----	------	-------------

1	08:30 - 08:35	Verificación del quórum.
2	08:35 - 09:10	Informe del IDEAM.
3	09:10 - 09:40	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	09:40 - 10: 30	Informe Secretario Técnico.
5	10:30 - 10:50	Jepirachi- EPM
6	10:50 - 11:50	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	11:50 - 12:20	Avances del Plan de Mitigación del Área Caribe - Electricaribe.
8	12:20 - 12 45	Informe UPME
9	12:45-1:00	Varios
Verificación quórum		SI

Desarrollo

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

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 573: publicada para comentarios el 5 de noviembre. Comentarios de ELECTRICARIBE, ISAGEN, PROELECTRICA y EPM, TEBSA y GECELCA. El Consejo aprueba esta acta con los comentarios presentados.

ACTA 575: publicada para comentarios el 3 de diciembre. Comentarios de ENEL EMGESA e ISAGEN. El Consejo aprueba dar una semana más para comentarios y su aprobación en la reunión ordinaria de enero.

2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos se presentaron al Consejo para su aprobación:

1. Por el cual se aprueban las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir antes de su entrada en operación comercial.
2. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 1 de la planta de generación Betania y la respectiva curva de carga.
3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los modelos de control asociados de las

unidades de la planta de generación Guavio.

4. Por el cual se modifica el parámetro Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.
5. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades de generación de la planta Termovalle.
6. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de las rampas de las configuraciones 1, 2, 3 y 5 de la planta de generación Termosierra operada con gas natural.
7. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Río Grande II.
8. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Amaní.
9. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Prado.
10. 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.

El Consejo aprueba los anteriores acuerdos.

Conclusiones

- Se aprueba el acta 573.
- Se aprueban los acuerdos presentados.
- Se sugiere solicitar a la UPME el desarrollo de un taller una vez se publiquen los borradores de pliegos de los SAEB.

2. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones recientes y las condiciones climáticas.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

El IDEAM indica que actualmente y para lo que resta de 2019 e inicios de 2020, predominará la fase neutral del ENOS. Por lo anterior, 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 colombiano.

A la fecha, varios modelos internacionales y de IDEAM prevén para los próximos tres meses, anomalías de precipitación por debajo de lo normal, particularmente en las regiones Caribe, Andina y Orinoquía; aclarando además que estacionalmente dichas precipitaciones se reducen significativamente con respecto a la segunda temporada lluviosa.

Es importante resaltar que en los meses de enero y febrero se presentan los valores más bajos de precipitación particularmente en las regiones mencionadas con anterioridad y, por lo tanto, se recomienda estar atentos a alertas asociadas con incendios en la cobertura vegetal y altas temperaturas. Igualmente, a partir de enero, se recomienda estar alerta frente a bajas temperaturas en zonas de altiplanicie, las cuales eventualmente pudiesen llegar a generar fenómenos de heladas. Contrariamente en el piedemonte amazónico, lugar donde la temporada lluviosa es importante, se recomienda estar alertas a deslizamientos de tierra.

Conclusiones

El IDEAM indica que actualmente y para lo que resta de 2019 e inicios de 2020, predominará la fase neutral del ENOS. Por lo anterior, 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 colombiano. A la fecha, varios modelos internacionales y de IDEAM prevén para los próximos tres meses, anomalías de precipitación por debajo de lo normal particularmente en las regiones Caribe, Andina y Orinoquía; aclarando además que estacionalmente dichas precipitaciones se reducen significativamente con respecto a la segunda temporada lluviosa. Es importante resaltar que en los meses de enero y febrero se presentan los valores más bajos de precipitación particularmente en las regiones mencionadas con anterioridad y, por lo tanto, se recomienda estar atentos a alertas asociadas con incendios en la cobertura vegetal y altas temperaturas. Igualmente, a partir de enero, se recomienda estar alerta frente a bajas temperaturas en zonas de altiplanicie, las cuales eventualmente pudiesen llegar a generar fenómenos de heladas. Contrariamente en el piedemonte amazónico, lugar donde la temporada lluviosa es importante, se recomienda estar alertas a deslizamientos de tierra.

3. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar el informe de actividades del Consejo, de los comités y subcomités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. Anexo a este informe encontrarán el presupuesto proyectado de funcionamiento del Consejo para el año 2020, con un supuesto de incremento del SMLM del 5 %. El porcentaje de incremento es del 7.64 %, el cual se reevaluará una vez se conozca el valor definitivo del incremento del salario mínimo para el año 2020. Se incluye el salario correspondiente y la dotación de la asistente de servicios generales que se contratará cambiando de prestación de servicios a contrato laboral. El Consejo define nombrar una comisión conformada por el Presidente del CNO y por XM a la cual se informará el Presupuesto 2020 una vez actualizado con el incremento definitivo del SLMV. El Presupuesto finalmente será refrendado en la reunión ordinaria de enero, pero las cuentas de cobro serán enviadas a comienzos de enero. El Consejo aprueba este procedimiento. Se propone por parte del Secretario Técnico del Consejo que las utilidades de la versión 25 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM se destinen a reducir el préstamo de adecuación de oficina lo cual fue aprobado por el CNO.

El Presidente del CNO sometió a consideración de los miembros del Consejo el pago de una bonificación al equipo de trabajo del CNO integrado por el Secretario Técnico Alberto Olarte Aguirre, la Asesora Legal Adriana Pérez Biffi, el Asesor Técnico Marco Caro, la Asistente Administrativa y Financiera Siomara Beltran y el Asistente Técnico y Administrativo Pedro Gómez.

Los miembros del Consejo aprobaron el pago de una bonificación que no constituya salario, así:

- 15 días de salario para el Secretario Técnico, la Asesora Legal y el Asesor Técnico.
- 30 días de salario para la Asistente Administrativa y Financiera y el Asistente Técnico y Administrativo.

2. El resultado de las elecciones de los miembros del CNO para el año 2020 es el siguiente:

- a. Representantes de la actividad de generación con una capacidad instalada entre el 1% y el 5% de la capacidad instalada nacional: GECELCA S.A. E.S.P. y TERMOVALLE S.A. E.S.P.
- b. Representante de la actividad de generación con capacidad instalada inferior al 1% del total nacional: Proeléctrica y CIA S.C.A. E.S.P.
- c. Representante de la actividad de transmisión: INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. en representación de ISA S.A. E.S.P.
- d. Representante de la actividad de distribución: DISPAC S.A. E.S.P.

3. En el Anexo del informe encuentran el reporte de asistencia de los miembros CNO del año 2019, hasta la reunión 575.

ASPECTOS TÉCNICOS:

4. Luego que los subcomités de Controles, Protecciones y Análisis y Planeación Eléctrica, junto con el Comité de Supervisión, formularan junto con el CND la propuesta de Acuerdo para definir las condiciones de conexión y pruebas de los dispositivos SAEB, en el marco de la Resolución CREG 098 de 2019, los Comités de Operación, Transmisión y Distribución recomendaron al CNO aprobar dicho Acuerdo. Algunos agentes manifiestan que el requerimiento asociado a la rampa operativa propia del SAEB, que define que este dispositivo debe inyectar el 100 % de su capacidad (en potencia) antes de 1 segundo, es muy exigente. Es decir, dicha condición podría, a juicio de ellos, constituirse en una barrera de entrada para algunos fabricantes. Al respecto, el CND indicó que este es un requerimiento definido para cumplir con la función de alivio de restricciones, y que los fabricantes consultados la cumplen a cabalidad. Ante esta situación, se definió que se realizará una consulta a otros fabricantes. Finalmente, se está elaborando una comunicación para enviar a la UPME y la CREG, sobre la importancia de determinar claramente en los DSI de la Unidad las características, modos de operación, estudios específicos,

dimensionamiento y funciones que deben desempeñar los SAEB para mitigar restricciones, ya sean operativas o eléctricas. Asimismo, se incluirán los comentarios del Comité de Supervisión y ciberseguridad sobre:

- a. Definición regulatoria de un alcance más claro en cuanto a la supervisión requerida para el monitoreo de las restricciones en el SIN.
- b. Revisión del alcance de la coordinación de los centros de control de los OR de los SAEB, por la probabilidad de afectación de la calidad del servicio.

Se acordó en el Consejo convocar una reunión tipo taller con la UPME (a través de una comunicación), para socializar con ellos lo que sería el contenido de la comunicación y las inquietudes que se tienen respecto a la formulación de los Documentos de Selección del Inversionista-DSI de las futuras convocatorias para la instalación de los dispositivos SAEB en el SIN.

5. El Acuerdo que reemplaza el 1071 se está revisando en el Subcomité de Protecciones, por lo que, una vez recomendado por el Comité de Operación, se convocará un CNO no presencial para su aprobación. De manera resumida se plantean para tres rangos de capacidad de Generación Distribuida y Autogeneración a Pequeña y Gran Escala (0-250 kW, 250-1000 KW y más de 1000 kW), funciones de protección que pueden cumplirse a nivel de inversor o en el punto de conexión.

6. Las observaciones a la consultoría técnica sobre la actualización del Código de Redes se enviaron el pasado 26 de noviembre. Los comentarios se enmarcaron en llamar la atención sobre la no formulación de una propuesta para actualizar el Código de Operación, y la no inclusión de los aspectos antes referenciados y recomendados por el Consejo a la CREG para los Códigos de Planeación y Conexión. Adicionalmente, se está formulando una comunicación conjunta CNO-CND-UPME para alertar sobre la estructura del futuro Código de Redes, ya que, además de la no incorporación de elementos previamente sugeridos, no se observa una articulación con las otras consultorías contratadas por la CREG (servicios complementarios, mercado intradiario y despacho vinculante, Revisión E&Y Código de Redes e indicadores de seguimiento a la Generación Distribuida-GD). Respecto a los comentarios del CNO, la comunicación enviada y las observaciones de detalle pueden ser consultadas en la página web del Consejo. Los principales ejes temáticos fueron los siguientes:

- a. Red degradada.
- b. Eventos en super-componentes y gestión de los mismos.
- c. Inflexibilidades del parque de generación convencional para cuantificar beneficios de proyectos de transmisión, cuando estos reducen generación de seguridad.
- d. Límites de sobrecarga.
- e. Costos de racionamiento y selección del escalón correspondiente.
- f. Código de Planeamiento indicativo de la generación.
- g. Definición de unidades constructivas modulares y desplazables.
- h. Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
- i. Inclusión del atributo de flexibilidad en los Códigos de Planeación y Operación.
- j. Conexiones en "T".
- k. Factor de potencia.
- l. Nivel de cortocircuito y máximo número de bahías para aprobación de conexiones a subestaciones del STN y STR.
- m. Procedimiento solicitudes de conexión de grandes usuarios a los STR's.
- n. Repotenciaciones de activos existentes.
- o. Unificación de los criterios de planeamiento con el Decreto 570 de 2018 de MINENERGÍA.
- p. Coordinación Gas/Electricidad y planeamiento de los dos sectores.
- q. Nuevas tecnologías.
- r. Cálculo de reservas operativas.
- s. Articulación del RETIE con la Resolución CREG 030 de 2018.
- t. Actualización Código de Distribución.
- u. Definición de corredores estratégicos desde el Planeamiento para los futuros proyectos de transmisión.
- v. Permitir a lo SAEB desempeñar otras funcionalidades, adicionales a la gestión de restricciones.
- w. Actualización de la Resolución CREG 106 de 2006.
- x. Efectos de las expansiones en los sistemas de protección.
- y. Unidades de Medición Fasorial-PMU.
- z. Servicios auxiliares.
- a. Entrada parcial de proyectos de expansión y sus efectos operativos.
- b. Fraccionamiento de capacidad instalada y sus efectos en la operación y planeación.
- bc. Ciberseguridad.

7. Sobre la Resolución CREG 153 de 2019 "*Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional*", se propone citar al comité legal para analizar los riesgos del Consejo frente a un Acuerdo que defina límites de tensión provisionales para subestaciones radiales del STR. Respecto a este punto, el CND informó en el Comité de Distribución que está realizando un inventario de otras subestaciones que pueden ser objeto de la aplicación de esta Resolución.

8. Se informó por parte del CND y ELECTRICARIBE que recientemente se racionaron cargas en la subárea GCM a nivel del SDL, ya que la demanda ha "repuntado" nuevamente por el incremento de la temperatura en la zona. Vale la pena mencionar que dicho racionamiento se materializó cuando la tensión en el Banco 110 kV fue 0.86 en p.u., es decir, el voltaje era superior al valor de referencia informado previamente por ELECTRICARIBE, 0.82 en p.u. (análisis estático a través de una curva PV). Lo anterior debe considerarse al momento de formular el Acuerdo relacionado con la Resolución CREG 153 de 2019. ELECTRICARIBE y el CND mencionan que dicho racionamiento también se presentó por una mala operación de varios Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.

9. En el Comité de Operación se estudiaron 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. Se presentó por parte del Consejo el análisis regulatorio respecto a la franja de tolerancia de desviación

horaria del 5% para las plantas convencionales, partiendo de la Resolución CREG 024 de 1995, 112 de 1998 y 060 de 2019. Al respecto, los agentes informaron que revisarán el análisis presentado, y de forma paralela, se preparará una comunicación para envío a la Comisión, explicando con detalle los análisis del Acuerdo 555 (también se solicitará una reunión a la CREG). Al respecto el Consejo propone, antes de enviar comunicación a la Comisión, hacer una reunión especial del CNO para revisar el análisis regulatorio y tratar de establecer un nuevo Acuerdo, que evite la materialización de los eventos donde se puede comprometer la seguridad del SIN, respetando las características técnicas de las plantas de generación convencional. En este sentido, se programa dicha reunión para el 12 de diciembre del 2019.

10. El CND presentó detalladamente a los Subcomités de Planeamiento Operativo y Plantas, al igual que el grupo de coordinación Gas/Electricidad y al CNO Gas, el cálculo de la flexibilidad sistémica esperada para el SIN en el año 2023 bajo diferentes escenarios de incorporación de Fuentes Variables de Energía-VRE. El ejercicio incorpora varios elementos de detalle del SIN en la modelación, como son las restricciones de transporte a nivel del STN, rampas operativas, mínimos técnicos, tiempos mínimos fuera y en línea, requerimientos de reserva para la regulación secundaria de frecuencia, variabilidad de los recursos primarios renovables no convencionales, entre otros.

El Consejo recomienda al CND complementar el análisis con el SPO, teniendo en cuenta algunos aspectos adicionales en la modelación, como las restricciones significativas en el STR, escenarios de red degradada, una modelación simplificada pero más ajustada a la realidad operativa de los ciclos combinados, almacenamiento electroquímico bajo diferentes modos de control, incorporación de la regla operativa de Ituango, algunas restricciones a los aprovechamientos hidrológicos, inclusión de las restricciones linealizadas de inercia (Nadir, Rocof y desviación de frecuencia en estado estable), restricciones simplificadas del sector gas (incorporación exógena) y algunos escenarios de participación de la respuesta de la demanda.

Lo anterior es fundamental, ya que, con estas adiciones, se podrá establecer de manera más realista si el SIN está preparado para incorporar 6 GW de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

11. El día de hoy se llevará a cabo una Reunión con la CREG sobre el estado de la actualización de los principales parámetros del Cargo por Confiabilidad para las diferentes tecnologías de generación en el SIN. La Comisión quiere conocer, de cara a un posible fenómeno de El Niño en el periodo 2020-2021, como está el estado de las batimetrías, factor de convención, capacidad efectiva neta, consumo específico, serie histórica de recursos, entre otros parámetros.
12. El subcomité de Plantas revisó la posibilidad de optimizar algunas pruebas en las unidades de generación, para minimizar las horas de indisponibilidad de estas centrales. Las conclusiones del subcomité fueron las siguientes:
 - a. Existen pruebas que son previamente coordinadas con el CND, y de esta manera son organizadas para que no se presente simultaneidad con otras intervenciones.
 - b. La programación de pruebas con un horizonte semanal no tiene firmeza, dado los inconvenientes que podrían presentarse en el desarrollo de la operación, y que podrían ameritar la programación de pruebas no planeadas, necesarias para mantener la disponibilidad de los recursos de generación para el SIN.
 - c. El CND puede realizar la cancelación de pruebas por motivos de seguridad, incluso habiéndose implementado un esquema de planeación con resolución semanal.
 - d. No es viable agrupar bajo algún esquema todas las pruebas existentes.
 - e. Las pruebas por unidad, una vez esté en firme el articulado específico de la Resolución CREG 034 de 2019, reducirá la indisponibilidad de las plantas de generación en el SIN.
 - f. Las pruebas que pueden ser planeadas y coordinadas con el CND son las siguientes: Pruebas curvas de capacidad, modelos, estadismo y banda muerta.

ENEL EMGESA menciona que socializará con los miembros del Consejo los resultados de un estudio sobre optimización de pruebas que actualmente está en elaboración. Adicionalmente, el CND manifiesta que, si bien hay mucha incertidumbre sobre la viabilidad de ejecutar pruebas cuando las mismas se programan con antelación, la coordinación de las mismas con un horizonte semanal le permitiría al Operador del Sistema tener mejor información para preparar al Sistema durante la ejecución de dichas pruebas.

13. Se llevó a cabo la cuarta reunión de coordinación Gas/Electricidad con el CNO de gas, en la que se presentaron las observaciones principales del sector gas al estudio de PHC, encargado por TGI, sobre el almacenamiento en los gasoductos y el "parqueo". El mismo tiene relación con el estudio del CND sobre la flexibilidad sistémica, ya que en la práctica dicho servicio le permitiría al parque térmico responder de mejor manera a la variabilidad de las fuentes VRE, si así lo requiere el Sistema de Potencia Colombiano. La presentación del estudio puede ser consultada en la página web del Consejo.
14. CND presentó en el SAPE los análisis preliminares asociados a la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG para TERMOVALLE y TERMOEMCALI, lo anterior teniendo en cuenta la actual situación de la subárea Valle, y la esperada por el incremento de la capacidad de generación y las reconfiguraciones topológicas en algunas subestaciones del STN y STR. Se debe tener en cuenta que la propuesta limitaría la generación de las referenciadas plantas para evitar congestión en la

red ante contingencias sencillas y máximo despacho en la subárea, y que dicho Esquema podría requerir un Acuerdo del Consejo, si se considera del tipo sistémico.

15. ELECTRICARIBE presentó en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, la revaluación de algunas capacidades de transporte en estado normal y de emergencia en varios enlaces del STR en la subárea Córdoba-Sucre. Lo anterior es muy positivo, ya que para esta fracción del Sistema ya no se materializaría, en el corto plazo y bajo condiciones normales de operación, Demanda No Atendida-DNA no programada. El Consejo recomendó al Operador de Red reevaluar la evolución esperada de la DNA para el corto plazo con esta acción y replicar el ejercicio para las subáreas Bolívar, GCM y Atlántico.

16. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el Informe Trimestral de Restricciones. En este XM plantea una alternativa a través de dispositivos DFACTS para la subárea Atlántico, que tendría un desempeño técnico similar a la opción SAEB, pero a un costo menor. Teniendo en cuenta estos resultados, se sugiere al CND interactuar con la UPME en el marco del CAPT para determinar cuál es la mejor alternativa tecnológica de corto plazo, validando las bondades de los FACTS distribuidos.

17. La CREG envió nuevamente comentarios a los productos CNO asignados en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018, es decir, los lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados, las pruebas requeridas previas a la conexión de la generación distribuida y la autogeneración con capacidad menor a 5 MW, y el borrador de la actualización del Acuerdo 1071. En este momento el Comité de Distribución y el Subcomité de Protecciones están analizando los comentarios correspondientes.

18. En el marco del Comité de Operación, ENERCON, firma alemana proveedora de aerogeneradores tipo IV, hizo una presentación sobre los requerimientos exigidos en la Resolución CREG 060 de 2019 para la conexión de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el STN y STR. Se pudo constatar que esta tecnología cumple a cabalidad todas condiciones exigidas en dicha Resolución. La presentación puede ser consultada en la página web del Consejo.

Conclusiones

4. PRESENTACION DE JEPIRACHI	NO	Presentar solicitud al Consejo a partir de los antecedentes de la operación y referente al futuro de la planta eólica de Jepirachi.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

EPM manifestó la imposibilidad de adecuar la tecnología existente de la planta eólica Jepirachi para cumplir los siguientes requerimientos de la Resolución CREG 060 de 2019:

- Respuesta frente a “huecos” de tensión (Fault Ride Through-FRT).
- Control de potencia/frecuencia con estatismo y banda muerta.
- Control de tensión (modos control de voltaje, potencia reactiva y factor de potencia).
- Protección anti-isla.

Lo anterior teniendo en cuenta el tipo de aerogenerador, Nordex N-60, y la restricción aeronáutica de migrar hacia otras tecnologías que necesiten alturas superiores a 100 metros.

En este sentido EPM, previó a su análisis energético y eléctrico, solicitó al CND y CNO “(...) evaluar las implicaciones operativas para el sistema si el parque eólico Jepirachi continúa en servicio hasta el 31 de diciembre de 2023, fecha del cumplimiento de su vida útil y compromisos sociales, sin actualizar los equipos según los requerimientos planteados en la resolución CREG 060 de 2019 (...)”, y al Consejo “(...) emitir un concepto técnico con base en los resultados obtenidos y comunicarlo al Ministerio de Minas y energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (...)”.

Al respecto, el CND manifestó lo siguiente:

- El retiro de la energía de Jepirachi, que representa actualmente el 0.64 % de la producción de todos los recursos del área Caribe, implicaría su remplazo por otro generador en el mercado.
- Jepirachi mejora la flexibilidad operativa (posibilidad de la red para soportar múltiples escenarios de generación) en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) en un 4 %.
- No se evidencian impactos operativos que afecten la calidad de la subárea GCM como resultado de la generación o la salida no programada del parque. El efecto más importante de contar con la planta es la reducción de la demanda del área GCM, disminuyendo los requerimientos de potencia en esta fracción del SIN.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Consejo formulará, por solicitud de EPM, su concepto técnico.

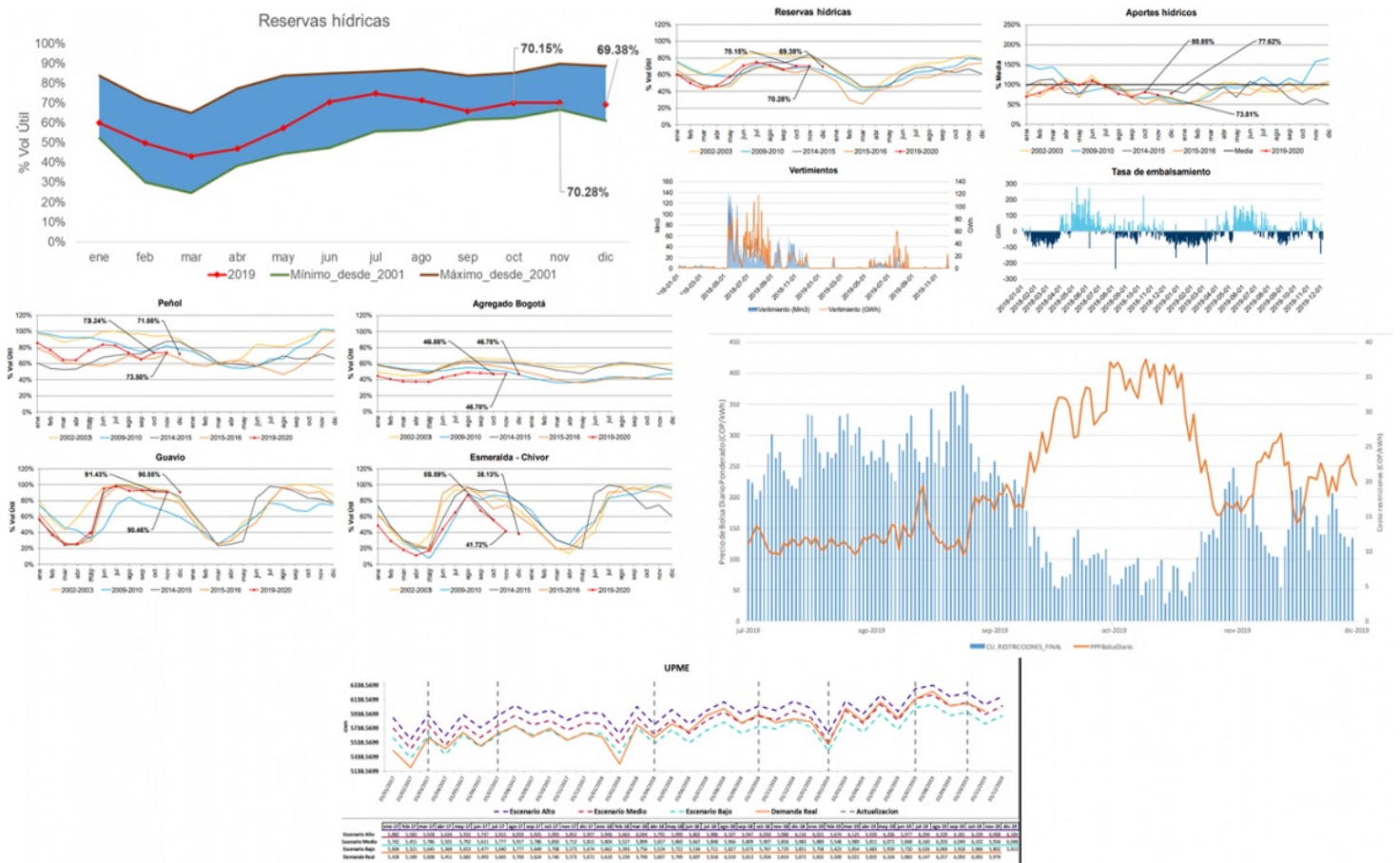
Conclusiones

El Consejo formulará, por solicitud de EPM, su concepto técnico.

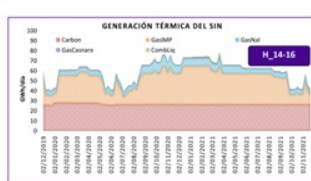
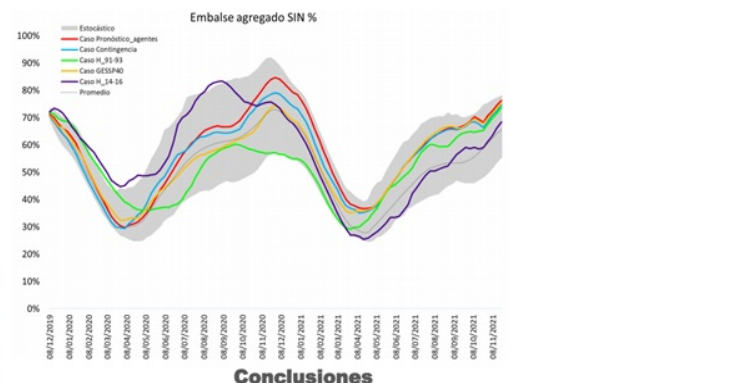
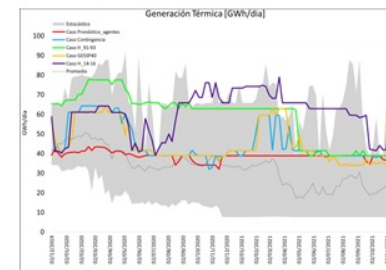
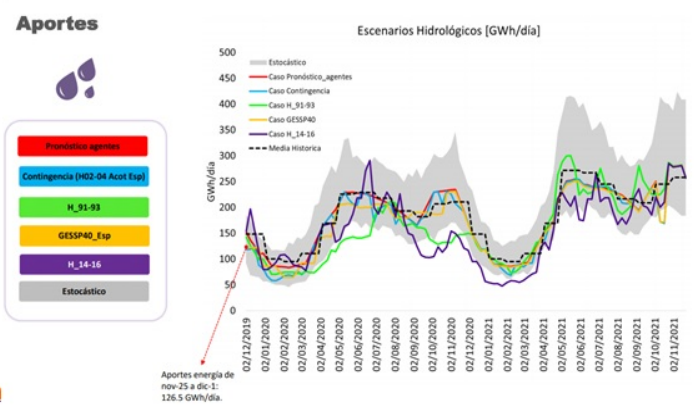
5. SITUACION ENERGETICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- El comportamiento de las principales variables energéticas en el SIN se presentan a continuación:



- Los resultados y conclusiones del análisis energético de mediano plazo se presentan en las siguientes gráficas:



Conclusiones

- Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.
- De continuar con las condiciones de aportes deficitarias, y de presentarse 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.
- Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 70 GWh/día
- Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para recursos con OEF, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.

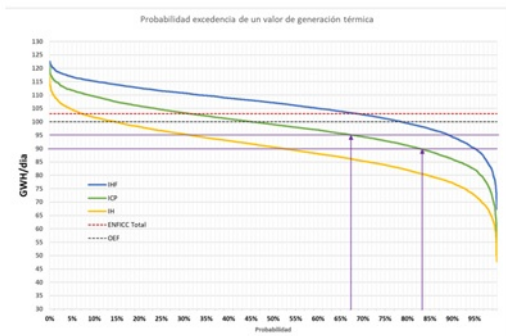
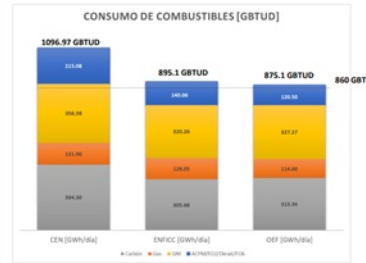
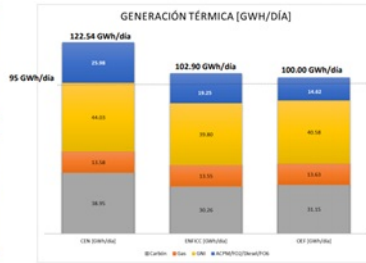
• En las siguientes gráficas se presentan los análisis de disponibilidad de generación térmica del SIN:

IH : Índice Histórico. Representa la indisponibilidad media del recurso en el tiempo. Tiene en cuenta todos los eventos de indisponibilidad (programados y forzados)

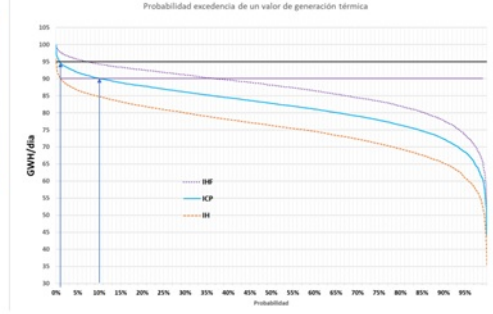
ICP : Índice de corto plazo. Representa la indisponibilidad esperada del recurso en corto plazo por eventos forzados. No considera la indisponibilidad por mantenimientos programados.

IHF : Indisponibilidad Histórica Forzada Planta Hidráulica – IHF. Indicador para el Cargo por Confiabilidad que excluye indisponibilidad de mantenimientos cubierto con contratos de respaldo.

Se considera que cuando la planta térmica esta disponible su entrega de energía máxima teórica es (CEN *24Hrs)



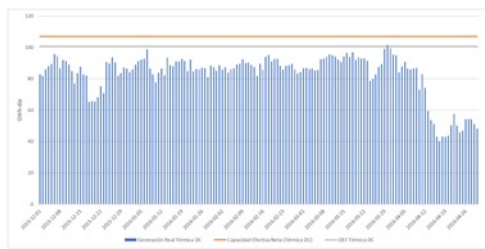
Consideraciones fundamentales de este análisis:
Las plantas térmicas entregan su energía máxima teórica (CEN *24): 122 GWh/día



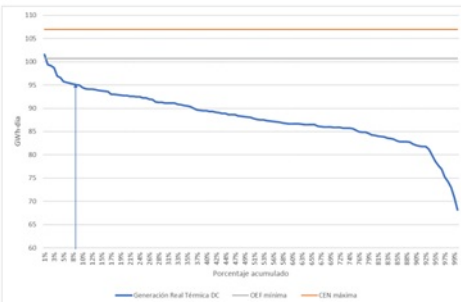
Consideraciones fundamentales de este análisis:
Las plantas térmica entregan como máximo su OEF (La máxima generación térmica observable sería 100 GWh/día)

Generación térmica Verano 2015 -2016

Distribución acumulada de la generación térmica Verano 2015 -2016



1 día del verano 2015 – 2016 la generación térmica diaria fue superior a la OEF.



1 día del verano 2015 – 2016 la generación térmica diaria fue superior a la OEF.

El Consejo recomendó al CND reevaluar el análisis de disponibilidad de la generación térmica, considerando ajustar los supuestos tenidos en cuenta por XM. Por ejemplo, llevar a cabo el análisis histórico con la información de disponibilidad y no la producción real. Asimismo, estudiar la pertinencia de asumir distribuciones de funciones de densidad de probabilidad normal para la simulación de despacho de cada planta, entre otros aspectos.

Se mencionó que las consideraciones y supuestos tomados dan como resultado una gráfica que es confusa, mostrando información que puede conducir a conclusiones equivocadas sobre la disponibilidad de la generación térmica para el próximo verano.

En comparación respecto al Niño 2015-2016, se tienen mejores condiciones: se corrigió mediante la resolución CREG 140 de 2017 el PESCA que ahora no ocasionaría pérdidas al generar, se tiene mayor disponibilidad de gas natural por la terminal de regasificación, no se esperan limitaciones de ACPM, se espera que la red no limite la generación térmica dada la entrada en operación de más proyectos de red, existe mayor capacidad instalada, y la generación térmica dependerá de las condiciones de despacho ideal.

- En relación al seguimiento de la Resolución CREG 060 de 2019, el CND presentó las estadísticas de las solicitudes de redespacho y las desviaciones netas por recurso (el detalle puede ser consultado en la presentación adjunta). Al respecto, varios miembros del Consejo que operan pantas hidroeléctricas manifestaron su preocupación por la Resolución, dado que el incentivo a no incurrir en desviaciones puede ocasionar que, algunos operadores de plantas prefieran no generar contando con la disponibilidad del recurso, evitando así pagar la penalización. Lo anterior en situaciones tipo fenómeno del Niño podría comprometer la confiabilidad del SIN. En este sentido, se acordó en el Consejo manifestarle dicha preocupación a la CREG.
- El CND presentó el seguimiento a la situación del área Caribe, listando las medidas tomadas entre los meses de septiembre y diciembre de 2019, otras acciones en proceso (de regulación, supervisión y operación) y la viabilidad de la implementación de un ESPS inteligente para evitar racionar bajo condiciones de degradación del límite de importación del área Caribe. A continuación se presenta un resumen de dicho seguimiento:

Acciones implementadas Septiembre - diciembre

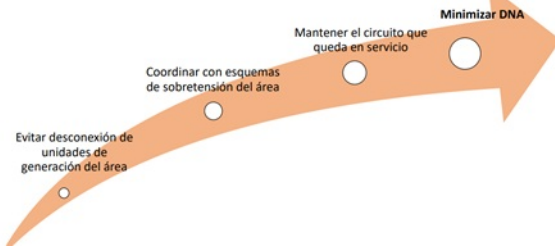


Otras acciones en proceso



- Actualmente no se programa DNA diariamente en el despacho por agotamiento de red.
- Se ha presentado una disminución en la DNA por causas sistémicas, entre septiembre y noviembre el 99.5% de la DNA No Programada de la región Caribe se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

Desafíos del esquema



Complemento al esquema.

Dadas las características técnicas de las plantas del área y el riesgo para la operación del sistema de operar el área Caribe con una importación superior al límite de intercambio, se requiere el diseño e implementación de un automatismo que permita la desconexión rápida, por parte del operador de red, de bloques de demanda.

Estas desconexiones se materializarían dependiendo del punto de operación en que se encuentre el sistema y sería un complemento al esquema automático.

Conclusiones

- Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.
- De continuar con las condiciones de aportes deficitarias, y de presentarse 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. Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 70 GWh/día .
- Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para recursos con OEF, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.

6. Avances del Plan de Mitigación del Área Caribe - Electricaribe	NO	Presentar los avances en la implementación de las medidas de mitigación de riesgo de DNA en el área Caribe.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En la presentación adjunta a esta acta se muestran los avances en las medidas implementadas por ELECTRICARIBE para disminuir la DNA por agotamiento de la red.

Conclusiones

7. INFORME DE UPME	NO		INFORMATIVO	NO	
--------------------	----	--	-------------	----	--

Desarrollo

La Unidad no hizo presentación, pero informó que está próximo a publicarse el Plan de Expansión GT.

Conclusiones

8. VARIOS					
-----------	--	--	--	--	--

Desarrollo

- EPM solicitó retirar la aprobación del acuerdo: "Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de las rampas de las configuraciones 1, 2, 3 y 5 de la planta de generación Termosierra operada con gas natural." toda vez que estas configuraciones derivan de las pruebas de la configuración 14 que se realizarían el 14 de diciembre lo cual genera cambios a estas rampas y que se traerán en CNO como un solo acuerdo de cambio de parámetros una vez se obtenga el informe por parte del auditor en Enero/2020 y de esta forma evitar generar dos acuerdos consecutivos para el mismo tema. Se aceptó la solicitud.

- Se realizó la discusión del acuerdo 555 y la propuesta de realizar aprobación en reunión extraordinaria el 13 de diciembre; también agregar en las conclusiones de la 060, que el tema no es solo no generar en tiempos de NIÑO, sino de disminuir la disponibilidad por conveniencia para evitar la desviaciones.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte