



Acta de reunión
Acta N° 573
3 Octubre, 2019 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 573 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
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EMGESA	John Suarez	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
ELECTRICCARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MINENERGIA	Rafael Madrigal	SI	NO
EPSA	German Garces	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

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	8:30 - 9:05	Informe IDEAM
2	9:05 - 9:50	Aprobaciones - Actas pendientes - Acuerdos
3	9:50 - 10:20	Informe Secretario Técnico
4	10:20 - 11:00	Procedimiento para solicitud punto de conexión generadores - Electricaribe.
5	11:00 - 12:00	Avances misión transformación - Angela Cadena.
6	12:00 - 01:00	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	01:00 - 01:45	Informe UPME.
8	01:45 - 02:00	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 565: publicada para comentarios el 3 de septiembre. Comentarios de PROELECTRICA, EPM, ISAGEN, TEBSA, ELECTRICARIBE y XM. El acta es aprobada.

ACTA 566: publicada para comentarios el 3 de septiembre. Comentarios de EPM, PROELECTRICA e ISAGEN. El acta es aprobada.

ACTA 567: publicada para comentarios el 1 de octubre. Comentarios de XM y PROELECTRICA. Se mencionó el comentario de XM al acta, en la que dice que no estuvieron de acuerdo con el envío del concepto de racionamiento al Ministerio. Al respecto se aclara que XM no manifestó en la reunión estar en desacuerdo con el envío del concepto al Ministerio, su argumento se basó en que no estaban de acuerdo con el envío del concepto en los términos del literal b de la Resolución CREG 119 de 1998, sino del literal c de la misma resolución.

ACTA 568: publicada para comentarios el 1 de octubre. Comentarios de PROELECTRICA, ENEL EMGESA.

ACTA 569: C N O no presencial.

ACTA 570: C N O no presencial.

ACTA 571: C N O no presencial.

ACTA 572: publicada para comentarios el día 1 octubre. Comentarios de PROELECTRICA.

2. ACUERDOS

Se someten a aprobación los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 2 de la planta de generación Betania y las respectivas curvas de carga
- Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de la unidad de generación 1 de la planta de generación Termosierra
- Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de la unidad de generación 4 de la planta de generación Termozipa
- Por el cual se aprueba la actualización de la serie hidrológica San Miguel asociada a la central hidroeléctrica San Miguel del año 2018
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el Nivel Mínimo Técnico del embalse Punchiná de la central hidroeléctrica San Carlos
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de la central de generación El Quimbo
- 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 3 de la planta de generación Termozipa
- Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse
- Por el cual se aprueban las variables adicionales a la información para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, los mecanismos para recuperar ofertas de variables adicionales válidas y el procedimiento para declarar los requisitos mínimos obligatorios
- Por el cual se actualiza la estandarización del formato de registro, envío de información y clasificación de eventos de generación por parte de los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad Histórica
- Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras Operativas, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR
- Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de

expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs

- Por el cual se aprueba la actualización de la Guía de Ciberseguridad

Conclusiones

Se aprueban las actas 565 y 566.

Se dan 8 días adicionales para la aprobación de las actas 567, 568 y 572.

Se aprueban los Acuerdos.

El Consejo solicita incluir en el Acuerdo "Por el cual se aprueba la actualización de la Guía de Ciberseguridad" un artículo de seguimiento a la implementación del mismo que se realice de manera trimestral, hasta que termine la fase de implementación que es de 4 años.

2. Informe Secretario Técnico	NO	Presentar el informe con el desarrollo de las actividades del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. Las jornadas de Supervisión y Ciberseguridad se llevaron a cabo en Cali con la asistencia de cerca de 70 funcionarios de las empresas, consultores y organismos. El Consejo agradece a EPSA la organización y la logística, que fue todo un éxito.

2. La agenda Congreso MEM 25 está lista (se adjunta para su conocimiento). Se están contactando a los moderadores de los paneles para conocer el procedimiento que quieren aplicar. Previa a la instalación, en la mañana del miércoles 30 de octubre, la SSPD desarrollará un taller en el salón Guacamayas del Hotel Hilton de lanzamiento de la Unidad de Monitoreo de Mercados de la Superservicios, en una jornada de una mañana (9-12m) en el marco del Congreso del Mercado de Energía Mayorista. La idea es tener una introducción por parte de la Superintendente, dos presentaciones de expertos internacionales con un contexto y experiencias en el tema de monitoreo de mercados, y finalmente la presentación de la Unidad y de los principales productos que ha venido desarrollando. La SSPD enviará las invitaciones y contará con streaming para la transmisión. El Consejo ofreció evaluar la disponibilidad del salón del Congreso para el taller de la SSPD.

ASPECTOS TÉCNICOS:

1. El MINENERGÍA dio respuesta al concepto del CNO dirigido a la Ministra sobre la aplicación del literal b del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998, dada 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. Dicha respuesta considera el concepto que la CREG envió al CND sobre la aplicación del Estatuto de Racionamiento, en el que la Comisión modificó el concepto inicial sobre el procedimiento aplicable a la actual situación operativa de las subáreas antes mencionadas.

2. El Comité Legal en la reunión 107 del 24 de septiembre de 2019 analizó los antecedentes de la situación operativa de las subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre y Bolívar por agotamiento de la red, las solicitudes del CNO, los conceptos de la CREG sobre la aplicación del Estatuto de Racionamiento previsto en la Resolución CREG 119 de 1998 y la normatividad vigente.

Como resultado del análisis realizado y teniendo en cuenta el artículo 88 de la Ley 143 de 1994, la CREG debe prever las condiciones de un racionamiento programado de manera clara e inequívoca en el Estatuto de Racionamiento.

Dado que en la actualidad se está racionando de manera programada en cumplimiento de los criterios técnicos

del Código de Operación, y que el último concepto de la CREG sobre la aplicación del racionamiento programado desde el despacho económico debido al agotamiento de red, por la falta de expansión NO está enmarcado en una de las causales del Estatuto de Racionamiento, el Comité Legal recomienda al Consejo solicitar al regulador hacer las modificaciones a la Resolución CREG 119 de 1998, que reflejen la situación que actualmente se está presentando y que se tiene previsto continúe hasta el año 2021. Adicionalmente se recomienda analizar las implicaciones que el concepto CREG S 2019 - 005159 del 16 de septiembre de 2019 puede tener a nivel de la operación.

Sobre la recomendación el representante de Electricaribe manifiesta que recomienda se agoten todos los escenarios de discusión y revisión con el fin de evitar que las comunicaciones trasciendan a los medios, debido al impacto social que puede provocar alteración de orden público y la emisión de una señal no adecuada ante el proceso de venta de la compañía. Tampoco considera conveniente la recomendación del Comité Legal de solicitar al regulador modificar la resolución CREG 119 de 1998, teniendo en cuenta entre otros aspectos (no existe déficit energético), que no se está materializando la demanda no atendida desde hace más de un mes en el área Caribe y la que se materializó en su momento fue en algunas horas y de forma no continua.

Al respecto se hizo claridad sobre las responsabilidades de ley y el mandato regulatorio que el Consejo tiene en cumplimiento de la Resolución CREG 119 de 1998, según el cual, ante la situación que XM manifestó en el mes de mayo de este año, sobre el racionamiento programado desde el despacho que se venía presentando en el área Caribe, hizo mandatorio el pronunciamiento del Consejo ante el Ministerio. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones que desde la competencia del Consejo se vienen adelantando y que se deben informar a las autoridades sectoriales.

Adicionalmente, se hace la claridad que con la recomendación del Comité Legal no se soluciona la situación operativa presentada, lo que se busca es aclarar con la Comisión el procedimiento a seguir cuando se presente un racionamiento programado desde el despacho, debido al agotamiento de la red.

3. Se recomienda enviar informes periódicos del avance de las acciones a cargo del CNO y aquellas conjuntas CNO-CND presentadas al MME, las cuales se describen en el cuadro Anexo.

En este punto se consultó al Director de Energía del Ministerio sobre la instancia de coordinación de las acciones que se están llevando a cabo en el área Caribe, con el propósito de no duplicar esfuerzos en este sentido. Al respecto el Ministerio está haciendo el seguimiento. Quedó el compromiso del Director de Energía de llevarle el mensaje del Consejo a la Ministra, con el objetivo de coordinar y hacer una reunión para identificar las instancias de coordinación y seguimiento de las acciones.

4. AES Colombia presentó en el Comité de Operación el cronograma de actividades del mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central de generación Chivor, que se llevará a cabo entre el mes de diciembre del año en curso y mayo del 2020. Los análisis conjuntos del CND y AES evidencian que, aún con un nivel de embalse del cinco (5) %, las cuatro (4) unidades restantes pueden ser consideradas como generación de seguridad y prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC. Al margen de lo anterior, se acordó en el Comité de Operación conformar un grupo de seguimiento a este mantenimiento, tal como se hizo en su momento durante los trabajos llevados a cabo en la central Guavio.

Se están esperando los resultados de los análisis eléctricos de XM para convocar a reunión de coordinación.

5. Durante los meses de octubre y noviembre del año en curso se llevará a cabo el mantenimiento de las unidades 1 y 2 de Termoguajira, respectivamente. Bajo esta condición operativa, la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) contará con 773 MW (generación interna más límite de transferencia) para atender una demanda máxima de potencia de 760 MW. Adicionalmente, en el Plan Semestral de Mantenimientos II de 2019 se prevén indisponibilidades a nivel del STN sobre la subárea, lo cual tornará más crítica la situación (se reduciría el límite de importación actual de 540 MW). En este sentido, si bien el CND podría no autorizar ninguna intervención sobre los activos de transporte por condiciones de seguridad en GCM, ante la falla de Termonorte, o la unidad disponible de Termoguajira, se tendría que racionar demanda para controlar el límite de transferencia.

Por lo anterior, el Comité de Operación del CNO recomendó alertar sobre los riesgos operativos durante estos dos meses.

Al respecto, se actualizó la información de los mantenimientos de Termoguajira. El mantenimiento de la unidad 1 es del 7 al 11 de octubre y del 18 al 30 de diciembre y el mantenimiento de la unidad 2 es del 18 de noviembre al 16 de diciembre."

6. En la reunión del CACSSE del mes de septiembre, MINENERGÍA solicitó al CNO y el CND revisar los requerimientos y logística de combustibles del parque de generación térmico, si se materializa un evento cálido durante el próximo año. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Subcomité de Planeamiento Operativo y el Comité de Operación, se calcularon las necesidades de combustible para honrar los compromisos de Energía en Firme (vigencia 2019-2020).

Dado que el parque de generación térmico tiene una ENFICC de 103 GWh/día y una OEF de 100 GWh/día, se concluyó:

El parque a Gas Natural requiere cerca de 450 GBTUD para producir la totalidad de sus OEF (54 GWh/día).

95 GWh/día de generación térmica requeriría toda la OEF de carbón, Gas Natural Nacional, Gas Natural Importado-GNI, y cerca de 10 GWh/día de Combustibles Líquidos.

10 GWh/día de Combustibles Líquidos representa cerca 85 GBTUD, dependiendo de las unidades que usen ACPM, Diesel o FO6.

Contar con 95 GWh/día o más de generación térmica tiene, en el mejor de los casos, una probabilidad cercana al 7%, lo anterior según los índices de indisponibilidad de los recursos (más allá de los reales requerimientos que se evidenciaron en el pasado fenómeno de “El Niño” 2015-2016).

Teniendo en cuenta estos resultados, en el Subcomité de Plantas se analizará la logística de combustibles correspondiente.

Sobre este tema en el Comité de Operación se presentó el resultado de una curva de convolución, en la que se concluye que con una probabilidad cercana al 7% de la generación térmica se cumpliría con la generación de 95 GWh/día, podría llevar a concluir que las plantas térmicas no cumplirían con la OEF que tienen asignada (100 GWh-día) desconociendo que para el cálculo de las OEF se incluye el índice de indisponibilidad histórica -IHF. Al respecto se le solicita a XM que se retire esa afirmación, porque no corresponde a la realidad, ya que a partir de esa conclusión, pareciera que las máquinas están permanentemente por fuera. XM informa que el análisis se hizo con los índices de indisponibilidad históricos de IHF, sin embargo se compromete a revisar la ocurrencia de los eventos simultáneos y el horizonte del cálculo.

7. En el Comité de Distribución del Consejo, ELECTRICARIBE presentó una proyección de crecimiento de la Demanda No Atendida-DNA en las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar, considerando o no las medidas de mitigación de corto plazo, y la puesta en operación de los proyectos de expansión estructurales, a saber: La Loma-El Paso 110 kV (2021) y segundo circuito Boston-Chinú 110 kV (incierto).

En el caso de GCM, ELECTRICARIBE proyecta que, si bien la conexión de los devanados a 34.5 kV del transformador Copey 220/110/34.5 kV y su unidad de reserva reduce el nivel de carga de la transformación actual, ante contingencia de este elemento se presentaría desatención de demanda en las subestaciones Copey 110 kV, El Paso 110 kV y El Banco 110 kV. Adicionalmente, el traslado de carga hacia la subestación La Loma 110 kV representa una solución hasta el año 2021, ya que, con el crecimiento de la demanda, las tensiones en el Banco serían inferiores a 0.9 en p.u. bajo condiciones normales de operación. En este sentido, se debe gestionar la puesta en servicio del proyecto La Loma-El Paso 110 kV lo más pronto posible.

En la subárea Córdoba-Sucre la medida de mitigación (compartición de la bahía de línea para los dos enlaces Boston-Chinú 110 kV en la subestación Boston), si bien en estado estable representa una solución, ante contingencia de cualquiera de estos enlaces se presentaría Demanda No Atendida-DNA. Vale la pena mencionar que aún con las dos líneas en servicio con sus bahías exclusivas, a partir del año 2022 y bajo condiciones normales de operación, el nivel de carga del enlace Boston-Chinú 731 a 110 kV sería cercano al 100 %, motivo por el cual se debe garantizar para dicho momento la puesta en servicio de la nueva subestación Tolujiejo 220 kV y redes asociadas.

Para la subárea Bolívar, ELECTRICARIBE proyecta a partir del 2020 la materialización de la programación de DNA desde el despacho económico. En este caso el Operador de Red y la UPME no han definido el proyecto de expansión estructural, independientemente de la subestación La Marina. Por lo anterior desde ya se deben identificar las medidas de mitigación de muy corto plazo, que posiblemente estén asociadas a redistribución de cargas en el Sistema de Distribución Local-SDL.

Electricaribe expuso en el Comité de Distribución la medida de mitigación, ante la sobrecarga de la Línea Ternera- Gambote, aumentar el límite operativo de la línea del nominal al térmico llegando a 318 Amp, También, con la UPME se viene revisando el Proyecto SE Carreto 220 kV y el cambio del transformador en la SE El Carmen que permitirían garantizar la correcta atención de la demanda de la zona. Por lo anterior, se precisa que es un problema puntual de una línea y no estructural de la Subarea Bolívar y que se están evaluando con la UPME las obras que mitiguen los riesgos en Bolívar.

Finalmente, el CNO recomendó a ELECTRICARIBE analizar con detalle si la tensión mínima en la subestación El Banco 110 kV puede ser cercana a 0.82 en p.u., como lo plantea el Operador de Red a partir de una curva PV. El Consejo sugirió construir la curva QV, analizar que pasaría ante la indisponibilidad de alguna de las unidades de Termogujira y realizar análisis dinámicos.

8. Se expidió la Resolución CREG 098 de 2019, “por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional”. En esta Resolución se define una sola funcionalidad, servicios de red, para mitigar restricciones o evitar Demanda No Atendida-DNA.

Se menciona que los SAEB serán definidos únicamente bajo un proceso de convocatoria para su conexión, disponibilidad y mantenimiento, y que podrán participar en dicho proceso de libre concurrencia los Transportadores Nacionales y Regionales, Operadores de Red, Generadores, Comercializadores y terceros interesados. Por otro lado, no se da la primera opción, vía ampliación, a los responsables de los puntos de conexión de los SAEB. Este aspecto era muy positivo en la Resolución CREG 127 de 2018 (propuesta), ya que agilizaba la implementación de este tipo de soluciones.

Finalmente, la resolución definió las siguientes tareas para el CNO:

Selección de firma de ingeniería que deberá emitir un concepto, si la UPME establece que los SAEB siguen requiriéndose una vez culmine el periodo de operación definido en los Documentos de Selección del Inversionista-DSI.

Mientras se actualiza el Código de Redes, dentro de los dos meses siguientes a la entrada en vigencia de la Resolución, el CND debe elaborar una propuesta con las condiciones técnicas a exigir para la conexión de los SAEB y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial. Esta propuesta debe ser enviada al CNO para que, con base en ella y durante el mes siguiente a su recepción, defina y publique un acuerdo en el que se determinen las condiciones de conexión y las pruebas que deben cumplir dichos dispositivos. Plazo regulatorio: 6 de diciembre de 2019.

Elaborar la lista de firmas interventoras de las convocatorias asociadas a los dispositivos SAEB, de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. Es importante mencionar que dichos interventores deberán dar concepto sobre el cumplimiento de las pruebas de puesta en operación comercial de los SAEB.

La vigencia de esta Resolución es hasta el 31 de diciembre del año 2022.

9. Se expidió la Resolución CREG 096 de 2019, “por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional”. En términos generales, las plantas que tienen una capacidad instalada mayor a 1 MW, pero menor a 20 MW, pueden optar por acceder al despacho centralizado para comercializar su energía. Es decir, se modificó el límite para optar al despacho centralizado. Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas esta resolución busca facilitar la participación de plantas menores en los mecanismos de expansión, es decir, el Cargo por Confiabilidad y las Subastas de Energía para el largo plazo.

10. Se expidió la Resolución CREG 099 de 2019, “por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN””. Si bien esta propuesta permite la optimización de la infraestructura para conectar proyectos de generación, debe definirse un límite técnico a la agregación de capacidad, dado que la contingencia de un activo de conexión podría comprometer la seguridad del SIN (inestabilidad de frecuencia).

11. En los Comités de Transmisión y Distribución se está trabajando en una comunicación de comentarios a la Resolución CREG 100 de 2019, “por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por medio de 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 enmarcarán 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 equivocado de penalizar los mantenimientos por fuera de la franja 10:00 pm - 6:00 am. El plazo para enviar comentarios es el 10 de octubre del año en curso.

12. Se terminaron cinco (5) de las seis (6) tareas asignadas al CNO de la Resolución CREG 060 de 2019 (Acuerdos 1213, 1214, 1215, 1223, 1224, 1225, 1226, 1227 y 1228). Está pendiente por parte del Subcomité de Controles trabajar en el Acuerdo de validación de los modelos RMS de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el STR y STN, cuyo plazo regulatorio vence el 13 de noviembre de 2019.

13. En el Subcomité de Plantas los agentes propietarios de unidades de generación convencionales están contrastando sus parámetros técnicos con los valores de referencia de varios documentos internacionales. El objetivo es brindar señales a la CREG sobre las limitaciones técnicas del parque actual, de cara a los análisis de flexibilidad que está adelantando el CND y la actualización del Código de Redes por parte de la Comisión. Una vez culmine el ejercicio, el mismo será presentado en el Comité de Operación del Consejo.

14. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica se presentaron por parte del CND los análisis de la indisponibilidad de la protección diferencial de la subestación Yumbo 230 kV (más de dos años), por las acciones de remodelación que llevará a cabo INTERCOLOMBIA. Si bien XM planteó una redistribución de campos en la subestación para disminuir el nivel de corto circuito en dicha subestación y reducir el impacto de una posible contingencia en barras, el CNO recomienda al CND analizar las diferentes situaciones que se podrían presentar bajo esta condición.

15. Se llevó a cabo una reunión MINENERGÍA-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. Se acordó que, una vez la CREG emita su concepto (definir condiciones más allá del punto de conexión), el referenciado Acuerdo se podría recomendar al Consejo para su modificación, esto para que algunos requisitos de protección se puedan exigir al nivel de los inversores de los sistemas de generación fotovoltaicos. Asimismo, se recomienda elaborar un documento donde se establezca para los esquemas estudiados y por rango de capacidad, los niveles de riesgos sistémicos y un estimado de costos de implementación.

Conclusiones

El Consejo mayoritariamente aprueba la recomendación del Comité Legal de enviar una solicitud a la CREG de regular el racionamiento por agotamiento de red que se viene presentando y determine la necesidad de ajustar los lineamientos del Estatuto de Racionamiento, de acuerdo con las nuevas circunstancias operativas que se están presentando en algunas subáreas del país y que de acuerdo con los resultados de los análisis de planeamiento eléctrico, han de mantenerse por lo menos hasta el año 2021 fecha que hasta el momento ha sido reportada por la UPME como probable para que entren en operación las obras de expansión mencionadas previamente. y enviar una comunicación al Ministerio de Minas y Energía, en la que se comente la gestión que de tiempo atrás ha realizado el CNO sobre la situación de las redes en el área Caribe, lo anterior, sin perjuicio del seguimiento que el Consejo en cumplimiento de sus funciones de Ley debe hacer de la situación y de los análisis y gestiones técnicas que deben hacerse.

El Director de Energía manifiesta que se debe hacer seguimiento de los operadores de red a nivel del SDL y se debe tener información temprana sobre los retrasos de las obras a ese nivel y el CND y la SSPD deben colaborar con la creación de los indicadores de seguimiento y solicita que la SSPD presente un informe sobre este aspecto en las reuniones del Consejo, como por ejemplo estadísticas de demanda no atendida.

- Enviar comunicación al MINENERGÍA sobre las alertas que se han dado desde el Consejo, preferiblemente desde el año 2012.

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

Desarrollo

- Persiste la neutralidad con respecto a El Niño, sin embargo, los modelos de predicción para el mes de octubre cambiaron. Hay una tendencia de incremento ligero de las precipitaciones en el trimestre que queda del año, sin embargo, hay una alta incertidumbre. Las temperaturas se esperan en los promedios. El oceano está caliente, pero baja la probabilidad del desarrollo de un Niño. La intraestacionalidad es la que va a afectar el nivel de precipitaciones en lo que queda del año.

- Principales factores que afectaron el mes de septiembre fue la circulación en altura y la circulación en superficie de los vientos, donde en superficie los vientos son corvengentes y en niveles altos circulan y como resultado inhiben la formación de nubes y por lo tanto las precipitaciones. La MJO ha persistido en su fase subsidente y ha ayudado con la velocidad del viento hacia abajo, lo cual ha influido en la disminución de las precipitaciones.

- Los meses de agosto y septiembre fueron de bajas precipitaciones debido a la fase subsidente de la MJO, no debido a El Niño. Como ya se ha mencionado el acople de la TSM y el viento ha sido intermitente a lo largo del año 2019. Por ejemplo en mayo de este año sí hubo un patrón de Niño acoplado.

- El Oceano Pacífico está muy caliente hacia el occidente y hacia la costa este de Estados Unidos, lo cual ha generado varios ciclones.

Conclusiones

El IDEAM indica que la actual fase neutral del ENOS persistirá en lo que resta del 2019; por ende, las diferentes

perturbaciones de la variabilidad climática que modulan las escalas intraestacional y estacional, explicarán el comportamiento climático sobre gran parte del territorio nacional. Por lo anterior, la segunda temporada de lluvias, típica de octubre y noviembre sobre amplios sectores de las regiones Caribe, Andina y centro-oeste de la Orinoquia, se presentará naturalmente. Se recomienda a los sectores productivos como a la comunidad en general estar atentos a las alertas asociadas a precipitaciones fuertes, deslizamientos de tierra y crecientes súbitas.

4. Avances misión transformación - Angela Cadena y Fernando Barrera	NO	Presentación de los objetivos y avances de la Misión de Transformación Energética del MinEnergía, en especial el Foco 5 de desarrollo institucional.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La motivación de la Misión es desarrollar una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio que facilite la transformación energética mediante la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía.

Se diseñaron 2 focos: un foco es descentralización y digitalización y el otro es gestión eficiente de la demanda.

Los avances de las tecnologías de información, telecomunicaciones, y de control y supervisión, el cambio técnico resultante de preocupaciones ambientales y sociales y las tendencia hacia una mayor descentralización de las actividades de producción de energía y de las transacciones asociadas requieren un marco favorable a la participación del consumidor y la innovación.

Es importante tener en cuenta que aún subsisten retos para preparar el terreno para esta transformación y para lograr los propósitos de competitividad, confiabilidad y responsabilidad social y ambiental.

Retos a nivel de eficiencia en el funcionamiento de los mercados, retos de equidad y retos de coordinación.

En esta Misión se busca dar una mayor relevancia en el mercado a la demanda (consumidores).

Las propuestas realizadas por los expertos deben considerar el cómo.

Frente a la Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico se trabaja en:

- Esquemas contractuales, garantías y coberturas de riesgo
- Inversión, cargo por confiabilidad y contratos
- Diversificación de la canasta de generación, participación de FNCER y mayor número de agentes
- Restricciones, precios nodales e infraestructura de transmisión
- Nuevos servicios y agentes: sistemas de almacenamiento y agregadores
- Información abierta y transparente
- Estructura del mercado

Frente al Rol del gas en la transformación energética se trabaja en:

- Esquema de abastecimiento
- Comercialización de la producción, infraestructura de transporte y su remuneración
- Almacenamiento y libre acceso a las plantas de regasificación
- Coordinación de la operación e información.
- Incremento de la demanda (movilidad, distritos térmicos). ESI
- Aspectos institucionales y regulatorios

Frente a la Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda, se trabaja en:

- Modernización de los sistemas de distribución
- Agilizar el proceso de interconexión de recursos energéticos distribuidos
- Fomentar la gestión eficiente de la demanda
- Planeación integral de los sistemas de distribución
- Aumentar la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución (hosting capacity, locational net benefit analysis, information management)
- Creación de una plataforma de intercambio de servicios de red
- Reformar las tarifas de distribución para reflejar los costos del sistema de distribución (diferentes a planas, remuneración de DERs)

- Nuevos servicios y agentes (pasa al Foco 5)

Aspectos a tener en cuenta:

- Heterogeneidad de redes y empresas
- Diversidad en incorporación de innovaciones
- Poca elasticidad de la demanda (sofisticación del consumidor)
- Desarrollos previos en automatización y supervisión
- Operación centralizada con inicios de centros de control regionales
- Disponibilidad de información

- Modernización de las redes: monitoreo, predicción y control
- Difusión de AMIs: etapas, socialización, lecciones aprendidas
- Penetración de DERs y mecanismos de participación de la demanda.
- Operación segura: migración a un esquema TSO - DSO
- Retos de planeación: observabilidad, visibilidad y manejo de información

Frente al Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios, se trabaja en:

- Incremento de la cobertura para el cierre de brechas
 - Energía eléctrica
 - Gas combustible y su relación con el consumo de leña
- Mejoras de la calidad del servicio (eléctrico y gas natural) y de los combustibles (GLP)

Frente al Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios, se trabaja en:

- Focalización de subsidios(información y pilotos)
- Subsidio a la energía (entrega y administración, montos y temporalidad, monitoreo de uso evaluación de impacto)
- Fortalecimiento del marco institucional y regulatorio

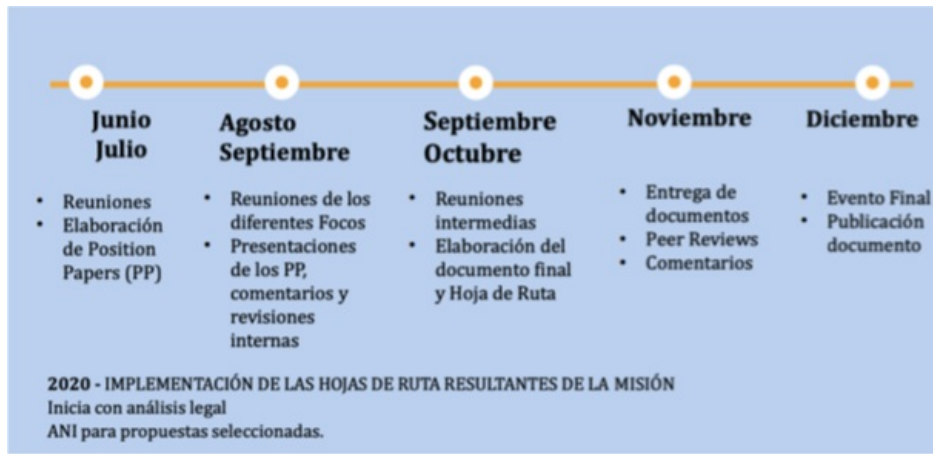
Frente a la Revisión del marco institucional y regulatorio, se trabaja en:

- Análisis de las recomendaciones efectuadas en los Focos 1 a 4
- Estructura y arquitectura de los mercados (integración y concentración)
- Nuevas formas de regulación de monopolios (opciones de regulación de monopolios, disputabilidad de mercados). Modelos de fomento a la innovación
- Separación y reestructuración de las funciones, regulación, y modelo de negocio de distribuidores y comercializadores
- Reestructuración y definición del rol y regulación de comercializadores, agregadores, y comunidades de prosumidores. Modelos de fomento a la innovación
- Capacidad de las entidades de Gobierno (MME, CREG, UPME, SSPD, SIC). Coordinación electricidad, gas natural, TICs (conectividad, espectro requerido para servicios, marcos regulatorios y servicios), aspectos ambientales y sociales.
- Judicialización de las decisiones.

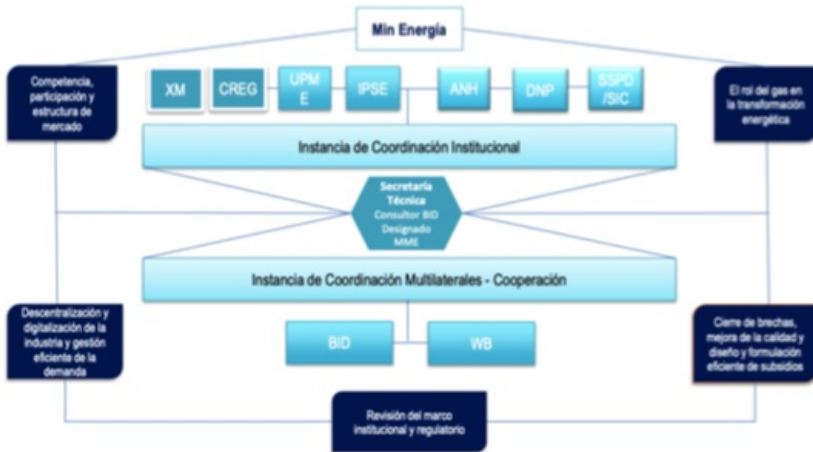
Los expertos de la Misión harán propuestas concretas de política, regulatorias y de supervisión y control para lograr alcanzar una modernización de la industria y avanzar en la transformación energética. Los productos y acciones gruesas propuestas para cada equipo de consultores son:

- Position Paper (o varios) por Foco para discusión y análisis por parte de las entidades y agentes del sector, así como de los otros equipos de trabajo de esta Misión. En el caso del Foco 3 se solicita un Reporte preliminar más que un Position Paper.
- Participación en las reuniones y talleres organizados para discutir y analizar los problemas identificados, la visión elaborada con consideración de las tendencias internacionales y las brechas y plan de acción para superarlas.
- White Paper o documento final del trabajo realizado con la hoja de ruta de implementación de las acciones identificadas; este documento deberá tomar en consideración las recomendaciones del proceso de los Peer Reviewers seleccionados.

El cronograma de la Misión es el siguiente:



Las instancias de coordinación son:



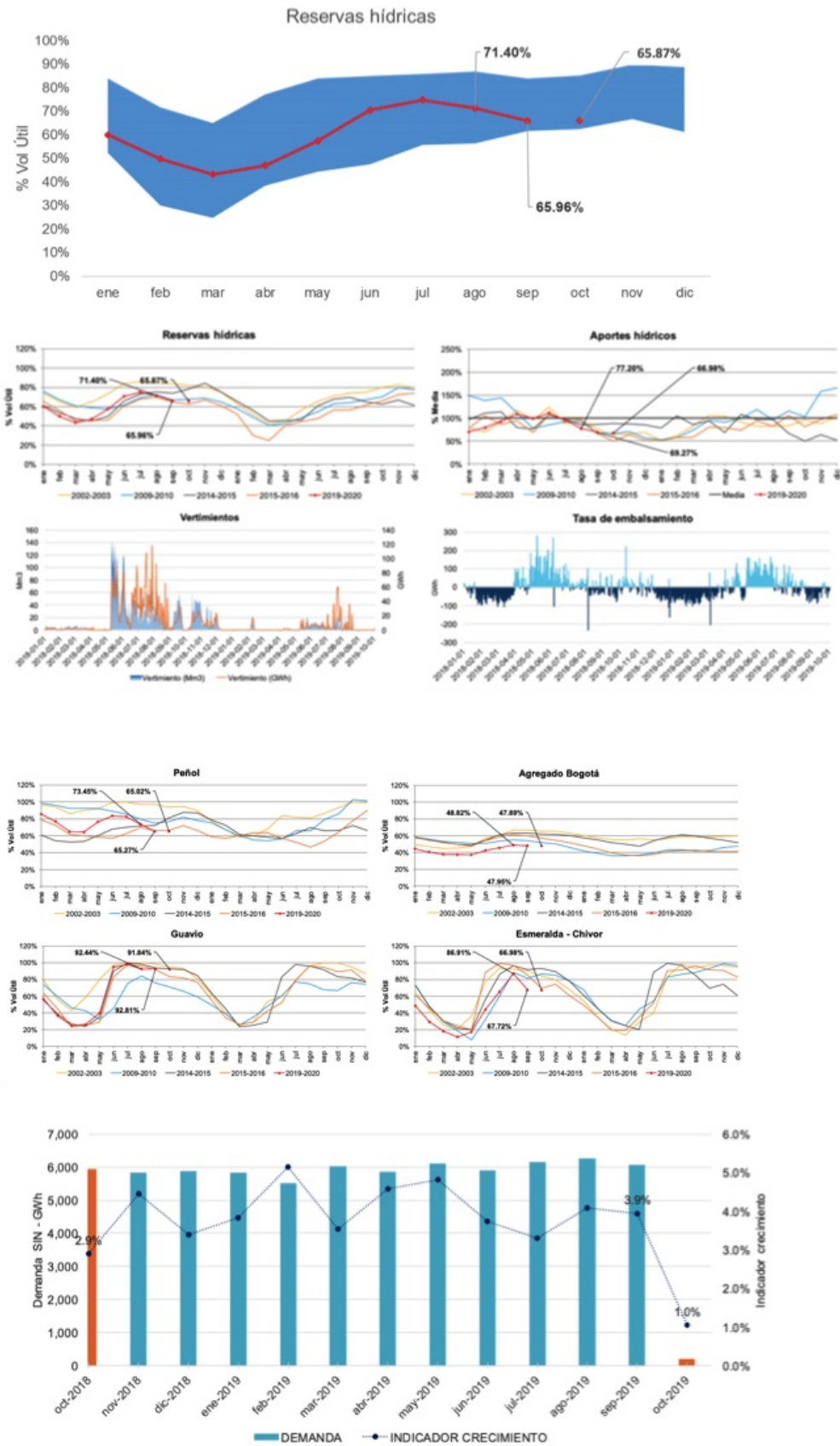
El foco 5 está no solo evaluando el desarrollo institucional, sino también qué tipo de regulación le conviene al país, qué tipo de integración se va a permitir, la norma de regulación de los monopolios. Esto permite revisar como se regulan las actividades y los agentes cuáles actividades pueden ejercer. Muchos de los cambios que se van a proponer van a requerir cambio de ley.

Conclusiones

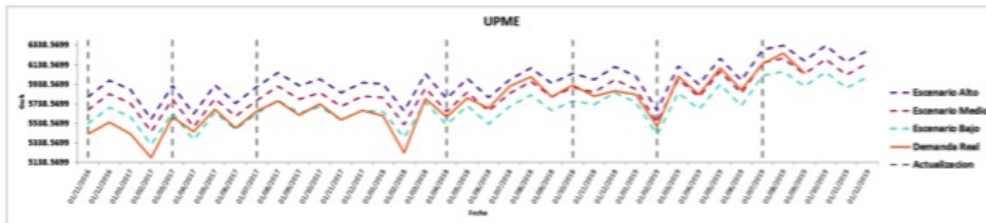
<p>5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA</p>	<p>NO</p>	<p>Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda, dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para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

Desarrollo

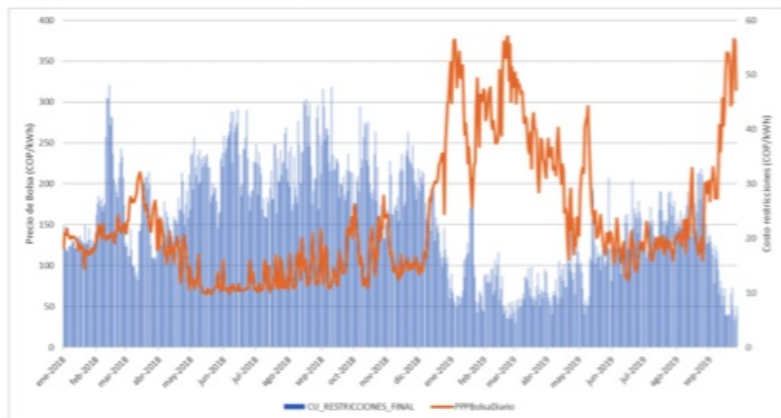
La evolución de las principales variables energéticas presentada por XM es:



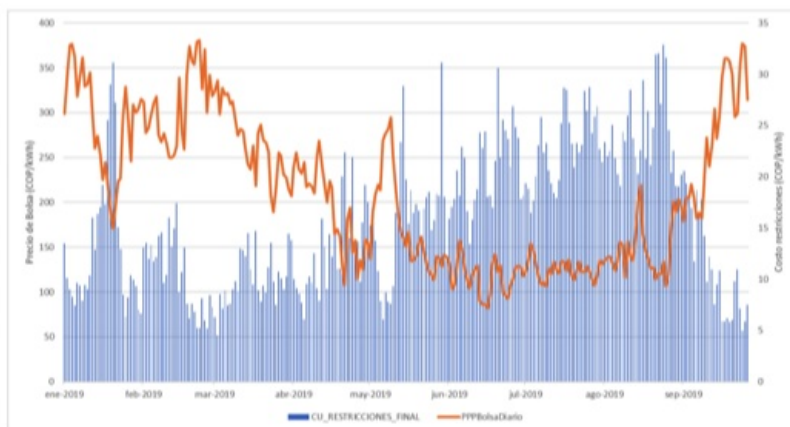
Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Septiembre 2019



Restricciones vs Precio de Bolsa 2018-2019



Restricciones vs Precio de Bolsa 2019

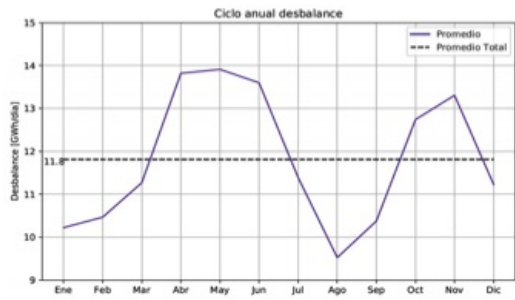


Respecto al panorama energético, en las siguientes graficas se presentan los supuestos y resultados del análisis de mediano plazo:

Supuestos considerados MP



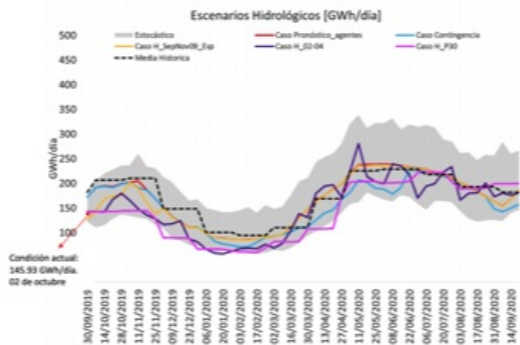
Desbalances



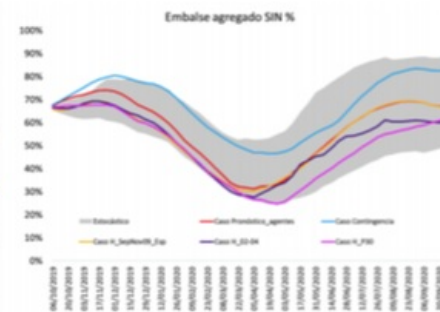
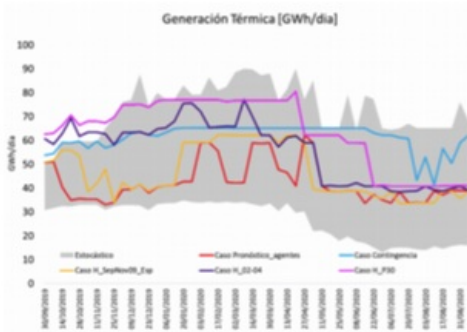
Se considera el valor del promedio mensual de los desbalances.

Pendiente reunión con EPM-ISAGEN revisión cadena Nare. (Octubre 4)

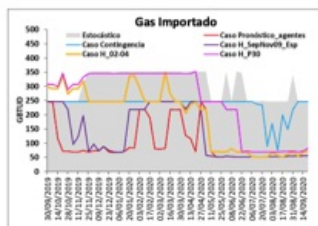
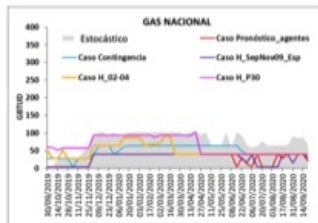
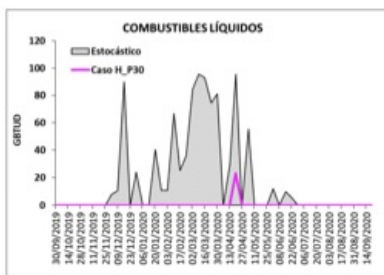
Aportes



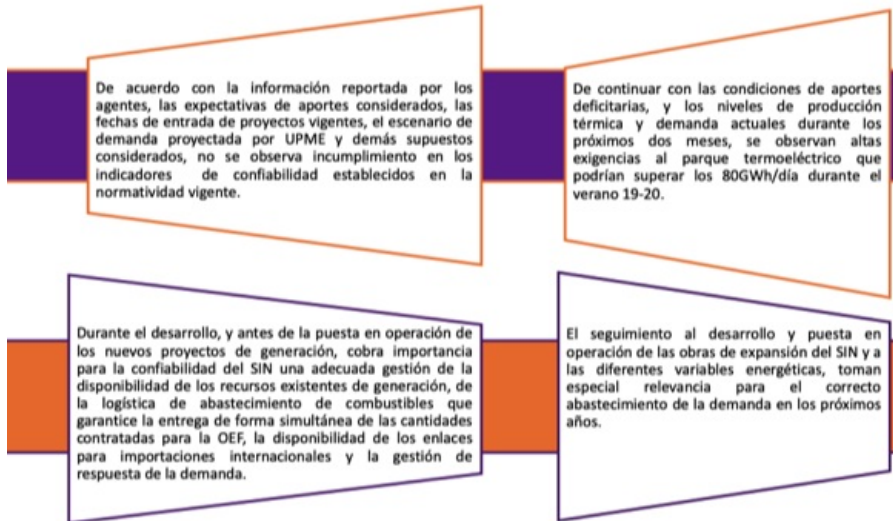
Escenarios promédico agentes y Contingencia definidos en el SUNER para el mes de septiembre. Los demás corresponden a sensibilidades de escenarios.



Consumo de combustibles



Conclusiones



Se presentaron los avances de la contratación de la auditoría de parámetros del Cargo por confiabilidad:

En el mes de septiembre se adjudicó la auditoría a 4 firmas auditoras. Una vez se firme cada uno de los contratos se informarán a los agentes las firmas seleccionadas.



Dado que el auditor solicitará información, de acuerdo con lo establecido en la Res. 071 de 2006 y con el objeto de que los agentes cuenten con el tiempo suficiente para revisar los informes, XM como administrador del contrato, recomienda:

CNO

1. Contar con un listado con los protocolos actuales que el auditor debe considerar en la verificación de parámetros.
2. Contar con un listado de los Acuerdos expedidos donde se amplíe el plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva de las plantas térmicas, consumos térmicos específicos netos de plantas térmicas y factores de conversión de plantas hidráulicas, de las plantas que serán objeto de la auditoria. (OK plantas hidro, falta plantas térmicas)
3. Identificar las actas de las reuniones donde cada empresa presentó el procedimiento de cálculo para las series hidrológicas. (OK)

AGENTES

1. Recopilar la información mínima que solicitará el auditor y toda aquella que consideren necesaria para la verificación de cada uno de los parámetros objeto de auditoría.
2. Responder oportunamente la solicitud de información.
3. Enviar a XM un listado, a más tardar el 15 de julio a info@xm.com.co, con los contactos de cada empresa a quien se les debe dirigir la información relacionada con la auditoría. Esta información será compartida por XM con el auditor. (Falta URRRA-GENSA-TERMONORTE-LA CASCADA y SOCHAGOTA)

Sigue:

- Firma contrato
- Orden de inicio (15 de octubre)
- Presentar ante CREG y CNO a los auditores e indicar metodología a emplear por parte del Auditor. Se requiere espacio del CNO para luego del 28 de octubre. Aproximadamente 2 horas, 30 min por firma.
- Entrega de información al auditor por parte de la CREG, CNO, agentes y XM

El CND hace una presentación de los impactos de la reconfiguración eléctrica de la subárea Atlántico, del mantenimiento de la etapa 2 de la planta Chivor y el seguimiento de la operación del área Caribe y los indicadores de operación, que puede ser consultada en detalle en la página web del Consejo.

Por último XM hace mención a la respuesta dada por ellos a un requerimiento de ANDEG y se invita al CNO a que se den debates de temas técnicos en los foros creados para ello. Al respecto, el Consejo manifiesta que recibió un correo del Gerente del CND sobre ese punto y considera que ese correo no debió ser dirigido al Consejo, ya que el requerimiento era de ANDEG, porque los temas que se tratan en ANDEG no se tratan en el Consejo. La copia de la carta de respuesta enviada a ANDEG ya había sido enviada al CNO y es importante aclarar que los escenarios son diferentes y con objetivos distintos. Si hay inconformidad con la carta de ANDEG debe tratarse con ellos.

Conclusiones

6. Procedimiento para solicitud punto de conexion generadores - Electricaribe.	NO	Presentación de Electricaribe	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	-------------------------------	-------------	----	----

Desarrollo

Electricaribe hizo la presentación del balance de las solicitudes de conexión de fuentes renovables no convencionales, que puede ser consultada como anexo de la presente acta.

A continuación las conclusiones de la presentación:

- Número de solicitudes de puntos de conexión por promotor: Considerando que como OR de acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998 esta "en la obligación de ofrecer al Usuario un punto de conexión a su sistema cuando este lo solicite y garantizar el libre acceso a la red", el promotor en algunas ocasiones solicita hasta 56 puntos de conexión en diferentes zonas con la idea encontrar algún punto de conexión. Se tiene una amplia incertidumbre al no tener certeza si este tiene la capacidad para gestionar la materialización de estos 56 proyectos, o si por el contrario está "especulando" para vender en algún punto la conexión eléctrica que acapara.

- Regular el tiempo límite que tiene el Promotor para atender comentarios a estudio de conexión: Actualmente en Electricaribe otorgamos 6 meses contados a partir de la fecha de entrega de comentarios.

- Cantidad de veces para solicitar el cambio de FPO permitida por proyecto: Algunos promotores han realizado

cambio de la FPO hasta 4 veces. Lo anterior supone una constante incertidumbre en la planeación al no tener claro el año de entrada en operación de las plantas de generación que constantemente desplazan la FPO.

- Fiabilidad de la información recibida por OR para la revisión del estudio: En los múltiples estudios de conexión revisados, uno de los puntos clave para determinar si es viable o no la conexión del proyecto, son las cargabilidades que se determinan entre otros aspectos a partir de los parámetros eléctricos, que en su mayoría están reportados en paratecc. En algunos de estos estudios, se han evidenciado errores en los parámetros eléctricos que encubren sobrecargas en el sistema, generando la duda de si el error fue involuntario o con intención.

- Confidencialidad de la información para el estudio de conexión.

- Licencias aplicables. Ej: Licencia de Software de simulaciones aplicables al estudio.

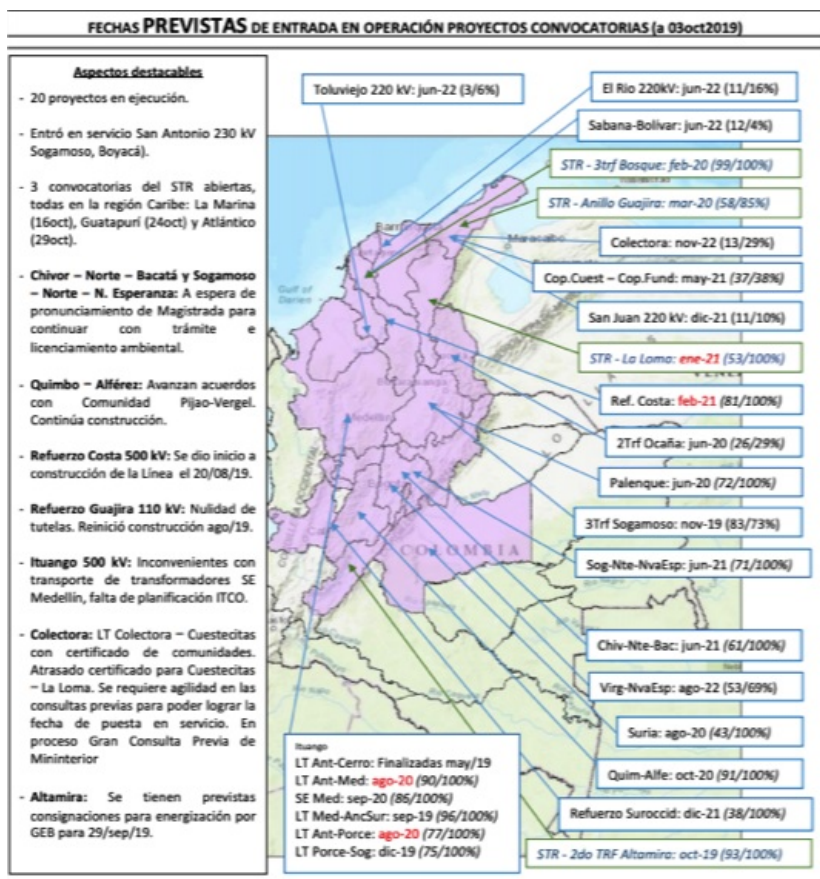
- Causales de pérdidas de puntos de conexión. Ej: % de avance de Obra, no inicio de obras etc.

Conclusiones

7. INFORME UPME	NO	Presentar el estado actual de las convocatorias y otros temas de la UPME.	INFORMATIVO	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

8. Varios

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

- Próxima reunión ordinaria del Consejo el 7 de noviembre de 2019.
- Se reitera la invitación 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.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte