

**Acta de reunión**

Acta N° 555

7 Febrero, 2019 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 555 del Consejo Nacional de Operación.

**Lista de asistencia**

<b>Empresa</b>	<b>Nombre Asistente</b>	<b>Invitado</b>	<b>Miembro</b>
<b>XM</b>	Jaime Alonso Castillo	NO	SI
<b>CNO</b>	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
<b>CNO</b>	Adriana Perez	SI	NO
<b>TERMOEMCALI</b>	Jorge Pineda	SI	NO
<b>CNO</b>	Alberto Olarte	SI	NO
<b>ISAGEN</b>	Diego Gonzalez	NO	SI
<b>AES COLOMBIA</b>	William Alarcon	NO	SI
<b>GECELCA</b>	Carolina Palacio	NO	SI
<b>EPM</b>	Carlos Zuluaga	NO	SI
<b>ISAGEN</b>	Andres Restrepo	NO	SI
<b>TEBSA</b>	Eduardo Ramos	NO	SI
<b>PROELECTRICA</b>	Carlos Haydar	NO	SI
<b>TERMOTASAJERO</b>	Hernando Diaz	SI	NO
<b>EMGESA</b>	John Rey	NO	SI
<b>EPSA</b>	German Garces	NO	SI
<b>MINENERGIA</b>	Rafael Madrigal	SI	NO
<b>IDEAM</b>	Julieta Serna	SI	NO
<b>ELECTRICCARIBE</b>	Javier Restom	NO	SI
<b>UPME</b>	Javier Martínez	SI	NO
<b>EPSA</b>	Julian Cadavid	NO	SI

<b>MINENERGIA</b>	Lina María Castaño	SI	NO
<b>CEO</b>	Javier Hernando Torres Niz	NO	SI
<b>EMGESA</b>	Yamile Saenz Ospina	NO	SI
<b>XM</b>	Lina María Ruiz	NO	SI
<b>URRA</b>	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
<b>GENSA</b>	Gonzalo Araque	SI	NO
<b>GENSA</b>	Carlos Andrés Aguirre	SI	NO
<b>SOCHAGOTA</b>	William Castellanos	SI	NO
<b>TERMOVALLE</b>	Olga Beatriz Callejas	SI	NO
<b>UPME</b>	Antonio Jiménez	SI	NO
<b>SSPD</b>	Carlos Cerón	SI	NO
<b>INTERCOLOMBIA</b>	Guillermo Valencia	NO	SI
<b>ELECTRICARIBE</b>	Fredy Martinez	NO	SI

## Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
<b>1</b>	11:00 - 11:10	Verificación del quórum.
<b>2</b>	11:10 - 11:45	Informe IDEAM.
<b>3</b>	11:45 - 12:30	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
<b>4</b>	12:30 - 13:00	Informe Secretario Técnico.
<b>5</b>	13:00 - 13:30	Informe comités.
<b>6</b>	13:30 - 14:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.

7	14:30 - 15:15	Situación proveedores de carbón e impactos para el Sector Eléctrico - ENEL EMGESA.
8	15:15 - 16:00	Informe UPME.
9	16:00 - 16:20	Varios.
<b>Verificación quórum</b>		SI

## Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar las condiciones hidrometeorológicas recientes y proyecciones de lluvias.	INFORMATIVO	SI	NO

### Desarrollo

El Pacífico ecuatorial presenta indicadores de anomalías muy cercanos al límite de 0.5 grados debido a la no existencia de un acople de la atmósfera con el océano, por la persistencia de los vientos del este. Lo anterior unido a una zona de aguas frías frente a las costas suramericanas reflejan que la transición hacia la primera temporada invernal se dará en marzo. Se incrementa la probabilidad de un fenómeno cálido más fuerte hacia el segundo semestre 2019 pero para tener más firmeza de lo anterior es necesario pasar el periodo de incertidumbre de los modelos después de la primavera.

En las diferentes regiones del país se tendrán precipitaciones inferiores a los promedios históricos y se recuperarán con alguna mayor lentitud en la zona del Caribe y la Guaira.

### Conclusiones

2. APROBACIONES ACTAS PENDIENTES Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo en su reunión 555 las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
---	----	---	------------	----	----

### Desarrollo

#### 1. ACTAS PENDIENTES:

ACTA 550: publicada para comentarios el 14 de enero. Comentarios de ISAGEN y TEBSA.  
ACTA 554: publicada para comentarios el 5 de febrero. Comentarios de EPSA y PROELECTRICA.

El Consejo aprueba el acta 550. Las actas 551, 552 y 553 corresponden a C N O No Presenciales. Se da una semana más para comentarios al acta 554 y se someterá a su aprobación en la siguiente reunión ordinaria de marzo.

## 2. ACUERDOS PARA APROBACION:

### • MODIFICACIÓN DE PARÁMETROS

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la unidad 2 de la central Termozipa. Emgesa menciona que en el concepto emitido por el CND, se aclara que el valor (aprobado en decimales) se redondeará para efectos de sus aplicativos.

.- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Troneras.

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Bajo Anchicayá.

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la planta de autogeneración El Cairo.

- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Quebradona.

### • PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS

- Por el cual se aprueba la implementación de la regulación secundaria de frecuencia de la planta de generación Sogamoso en el Despacho Económico y la operación en tiempo real.

- Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2019.

### • ACTUALIZACIÓN DE LISTAS

- Por el cual se actualiza la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural".

- Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.

- Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras para la realización de las pruebas de Consumo Térmico Específico y Capacidad Efectiva Neta de las plantas térmicas.

- Por el cual se actualiza la lista de firmas que pueden ser seleccionadas para las auditorías de la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales.

- Por el cual se modifica la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

### • ACUERDOS ADMINISTRATIVOS

- Por el cual se integra el Comité de Transmisión para el año 2019.

- Por el cual se integra el Comité de Distribución para el año 2019.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo .

## **Conclusiones**

El acta 550 se aprueba. El acta 554 se someterá a aprobación en la siguiente reunión del Consejo del mes de marzo.

Los acuerdos sometidos a su consideración fueron aprobados por el Consejo.

3, INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO	NO	Presentar el Informe de Secretario Técnico a la reunión 550 del Consejo Nacional de Operación.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------------------	----	--	-------------	----	----

## Desarrollo

### ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. El Comité Asesor de Estrategia se reunió el 1 de febrero a tratar los siguientes temas:

1. Revisión organigrama del Consejo:
  - Funciones Comité Tecnológico
  - Subcomité de Ciberseguridad
2. Revisión avances Plan estratégico C N O 2018-2023
3. Plan Nacional de Desarrollo- Energía
4. Resumen situación energética.

A continuación las recomendaciones sobre el punto 1:

- *Reemplazar el Comité Tecnológico por el Comité de Supervisión y Ciberseguridad y dar por terminada la Comisión Temporal de Trabajo de Ciberseguridad. Con el cambio propuesto se esperan los siguientes beneficios:*
  1. *Se aclara el ámbito de las funciones de Colombia Inteligente.*
  2. *Con la asignación del tema de la supervisión, el Comité se acerca más a la operación del SIN y se puede hacer seguimiento a los temas de centros de control: SCADA, supervisión y confiabilidad.*
  3. *Se reconoce la importancia del tema de ciberseguridad, que queda en cabeza de un comité permanente.*
  4. *Los desarrollos tecnológicos de generación, transmisión y distribución se deben tratar en los Comités actuales de Operación, Transmisión y Distribución, y en sus respectivas jornadas técnicas.*
- *Seguimiento Plan Estratégico CNO 2018-2023: Se recomienda visibilizar las tareas ejecutadas por el Consejo, como propuestas y recomendaciones técnicas para la operación. Para ello se propone la elaboración de un boletín informativo y un espacio en la página web del CNO donde se pueda consultar la información correspondiente.*
- *Plan Nacional de Desarrollo-Sector Energía: Teniendo en cuenta el Objetivo 1 de la Línea 1 de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022, el Comité recomienda enviar propuesta al Ministerio de Minas y Energía, para que, a través de la Ley del Plan, se incluya la modificación de la conformación del Consejo para incluir representantes de las Fuentes Renovables No Convencionales-FNCER y la demanda. En este punto se planteó que la solicitud no debería ser expresa de la inclusión de representantes de fuentes no renovables y otros como estaba en la propuesta, sino que se aprovechara la oportunidad para revisar la conformación completa del CNO buscando un poco más de equilibrio y representatividad de todas las actividades y se propuso fue que se citaría nuevamente al Comité Asesor de Estrategia para trabajar este tema y enviar la comunicación en ese sentido.*

El Consejo aprueba las anteriores recomendaciones del Comité Asesor de Estrategia y solicita pasar a su implementación.

## ASPECTOS TÉCNICOS:

3. Se elaboró el documento de las pruebas requeridas durante el proceso de conexión de la Generación Distribuida-GD y la Autogeneración a pequeña y gran escala con capacidad menor a 5 MW, tarea asignada por la CREG en su Resolución 030 de 2018. El mismo será socializado para observaciones del público en general entre el 8 y 15 de febrero del año en curso.
4. Fueron definidos por el grupo de trabajo XM-CNO-UPME los aprovechamientos máximos de cada una de las plantas hidroeléctricas del SIN, y establecidos los primeros resultados de evaluación de impacto de la Guía metodológica para el cálculo del Caudal Ambiental, versión 2. En reunión con MINENERGIA se acordó revisar el único escenario planteado por la UPME, dada la alta participación de nuevos recursos intermitentes y la baja expansión con plantas convencionales. Asimismo, se acordó complementar los análisis, realizando el balance de Energía Firme vs Demanda, y cuantificando cualitativa/cuantitativamente los impactos de la guía en la operación en tiempo real (análisis de potencia con resolución horaria teniendo en cuenta las restricciones del parque de generación y la red de transmisión y subtransmisión). Se pide que Ministerio de Minas se pronuncie ante el MADS comentando los impactos sobre la aplicación de la última versión de la guía de Caudal Ambiental.
5. En reunión con el Ministerio de Minas y Energía se presentó la matriz de riesgos de la operación del Consejo, revisada por el CNO durante el año 2018. Se solicitó por parte de MINENERGIA incluir un seguimiento a los principales riesgos identificados y los responsables por su gestión. En términos generales el objetivo del Ministerio es construir la matriz del sector. En esta reunión el Director de Regulación del Ministerio mencionó la inclusión del Consejo en el grupo de Restricciones que conformó el MINENERGÍA. Se espera la primera reunión formal del grupo el martes 12 de febrero del año en curso.
6. Se llevó a cabo la reunión del CACSSE número 139. En ella el IDEAM alertó que los efectos del fenómeno "El Niño" serán fuertes, pese al no acoplamiento de la atmósfera con la región Niño 3-4 del Océano Pacífico y que según las conclusiones de las principales Agencias Climatológicas internacionales, señalan que la señal de alerta bajó a Vigilancia (Australian Government Bureau of Metereology) y que la anomalía de la temperatura superficial del mar de El Niño 3.4 es de 0.3 ° C. Se mencionó la necesidad de caracterizar los fenómenos locales, de cara a la prevención, indistintamente de la materialización o no del fenómeno.
7. En los Comités de Operación y Distribución del Consejo se acordó enviar una comunicación a MINENERGÍA, UPME y CREG, alertando sobre los efectos operativos que se están presentando por las desviaciones de la demanda real respecto a los pronósticos reportados por cada uno de los Operadores de Red y los comercializadores (cargas especiales). Para el caso de las cargas especiales-respaldos, se evidencia que para algunas subáreas las mismas están ocasionando restricciones adicionales (su conexión es potestad del Operador de Red).
8. En reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, y el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, XM presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo-IPOEMP e IPOELP, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones-ITR. De ellos se destaca:
  - Se está programando generación de seguridad casi en la totalidad de las subáreas del área Caribe, para que los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS puedan cubrir la seguridad de esta porción del SIN.
  - El nivel de corto circuito en más de treinta (30) subestaciones del STR y STN está entre el 90 y 100 % de su capacidad, e inclusive en alguna de ellas se sobrepasa. En este momento XM está recopilando información para contrastar los análisis realizados con los datos que reporten los Operadores de Red y Transportadores. Es importante recalcar que el CND no cuenta con la información de muchas subestaciones. También es relevante considerar los efectos que podría tener esta situación para la operación del SIN y las restricciones que se podrían generar inclusive, si la solución técnica identificada es la repotenciación de dichas subestaciones. Se está preparando comunicación a MINENERGÍA, UPME y CREG para alertar sobre este tema.
  - Se ha incrementado de manera considerable el número de bahías en varias subestaciones del STN con configuraciones poco flexibles (anillo y barra sencilla + transferencia, por ejemplo), esto por la conexión de nuevos usuarios. Lo anterior representa un riesgo para la seguridad del SIN en

condiciones de red normal y bajo mantenimientos. Se está preparando comunicación a MINENERGÍA, UPME y CREG para alertar sobre este tema.

- Se analizó por parte de XM las alternativas planteadas por la UPME para la interconexión Colombia-Panamá en red de corriente continua-HVDC. Se estudiaron opciones de ubicación de la estación convertidora del lado colombiano en 500 kV (Cerromatoso y Necoiclí) y 230 kV (Necoiclí). Teniendo en cuenta que parte de la infraestructura propuesta implica activos de uso del SIN, es decir, los beneficios económicos para el país serían mayores a los costos, se solicitará a la UPME presentar en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO los análisis energéticos llevados a cabo por la Unidad, lo anterior considerando la matriz eléctrica esperada en Colombia y Centro América.
  - En el SAPE se analizará la experiencia operativa de ISA en Brasil cuando en un mismo nodo eléctrico confluyen dos tecnologías de red HVDC (LCC y VSC). Esta situación se presentaría en Colombia si la UPME establece definitivamente una red HVDC-VSC entre una de las subestaciones Colectoras y Cerromatoso 500 kV.
  - La obra planteada por la UPME en Bolívar, Pasacaballos, no representa una solución para la actual problemática de la subárea en la red a 66 kV. La infraestructura tendría un beneficio solamente para la conexión de nueva demanda (10 MW) y la incorporación de un generador térmico de 350 MW.
9. Por solicitud de la CREG y el CAC, se les envió una comunicación con las recomendaciones técnicas de la Comisión Temporal de Medida acerca de la unificación de criterio en las verificaciones quinquenales del cumplimiento de la carga nominal (burden) de los transformadores de medida. Para fronteras comerciales se recomendó utilizar lo previsto en la norma NTC 5019 como norma técnica aplicable y exigir que los resultados de la prueba de calibración o de la prueba de rutina de los transformadores sean satisfactorios. Y de manera general se recomendó a la Comisión la necesidad de una metodología estandarizada que incluya los siguientes temas: cálculo de la carga nominal (Burden), instalación y cálculo de cargas de compensación, normas de fabricación de las cargas de compensación, entre otros.
10. En la lista del CNO de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas (Acuerdo 1093 de 2018) se encuentran el Grupo Tesla de la Universidad de Antioquia y el consultor Humberto Rodríguez. Por información de un inversionista, tuvimos conocimiento de que el Coordinador del Grupo Tesla estaba obrando a título personal y no de la universidad, lo cual fue informado al Decano de la Facultad de Ingeniería y al CND.
11. La Universidad Nacional entregó un documento de “Análisis de entrega de información por parte de XM, cronología de la entrega, información faltante y estado de avance de los alcances” (se adjunta copia del documento), del contrato que tiene como objeto estimar los rangos de las incertidumbres asociadas a los balances energéticos del SIN, en el que de manera general se hace un balance de la ejecución del contrato y se lista la información faltante requerida así:

*(...) “para el cumplimiento de los alcances del contrato es necesario que XM entregue de forma consolidada y documentada la siguiente información para evitar que la Universidad siga interpretando o deduciendo la forma cómo XM realiza los cálculos.*

- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 

*Toda la información que corresponda a datos, es necesario que cuente con un diccionario de variables para evitar errores de interpretación por parte de la Universidad.”*

(...) "Para la finalización del proyecto es necesario contar con el 100% de la información listada en el numeral 2.

Luego de recibida la información al 100% se estima que la Universidad requerirá de 2,5 meses más para finalizar el proyecto, lo que implica nuevos recursos."

Después del análisis de las causas y del desarrollo del contrato el Consejo solicita dar respuesta en cuanto a las solicitudes de información con los tiempos para evitar retrasos mayores en la terminación de los alcances del contrato. XM resalta total disposición a la entrega de información disponible solicitada por el CNO para el desarrollo del contrato con la Universidad Nacional y las aclaraciones respectivas, de igual forma dará respuesta al comunicado indicando el entendimiento de las solicitudes realizadas y la fecha de entrega de la información.

## Conclusiones

4. INFORMES DE COMITES	NO	Presentar al Consejo el desarrollo de las agendas de los Comités Operativos del CNO.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------------	----	--	-------------	----	----

## Desarrollo

### COMITE DE TRANSMISION REUNION 175.

#### Informe de gestión del presidente 2018.

#### Revisión Resoluciones CREG

- Revisión Resolución CREG 015/2015
- Circular 22 - reglamentación de los servicios complementarios que se requieren en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta la penetración de generación intermitente y nuevas tecnologías en alta y baja tensión.
- Circular030 - Publicación términos de referencia para el análisis, revisión y actualización del código de redes, Plan de trabajo para abordar el apoyo a la consultoría de la revisión del Código de Redes.
- Definición de los Centros de Control de Transmisión de respaldo

#### Jornadas técnicas 2018

- Discusión sobre las maniobras de cambio de barra.
- Lecciones aprendidas catástrofe natural ocurrida en Mocoa.
- Propuesta modificación del Acuerdo CNO 646- procedimiento guía y los plazos aclaratorios no previstos en la regulación para la entrada en operación de plantas al SIN de Activos del Sistema de Transmisión Nacional.
- Plan de contingencia de cada una de las Empresas.



## **Revisión Código de Redes:**

- Discusiones propuestas para modificación del código de Redes.
- Revisión con el consultor en el código de redes. Respuestas al cuestionario del consultor y Elaboración de propuesta desde el CT.

## **Informe Evento Yumbo:**

- Propuesta de Mejoramiento del Proceso de Coordinación de Maniobras en el SIN

## **Elección del presidente del CT 2019.**

Se propuso y se eligió a EPISA como presidente del Comité de Transmisión del año 2019. Se sugirió que el próximo año se proponga como presidente del CT a EPM.

## **Inducción C.N.O.**

## **Resumen informe de planeamiento eléctrico de mediano plazo.**

Se informó que a partir de este año el Informe de Planeamiento Eléctrico de Mediano Plazo se presentará en el mes siguiente a la publicación del informe a todas las empresas, la semana pasada se presentó en una reunión del CNO de 3.5 horas el informe y contó con una asistencia de más de 50 participantes de comités y subcomités. Se invita a las empresas a participar de la reunión de restricciones por Gotomeeting el próximo lunes 4 de febrero.

Como resumen de la presentación del IPOEMP se mencionó que uno de los puntos principales fue el número de subestaciones donde se identificó una capacidad de cortocircuito que se puede estar agotando. Se propuso traer a la reunión las lecciones aprendidas con el agotamiento de TEBSA, Ramón Ahumada de TEBSA gestionará la presentación de las experiencias de TEBSA. Se propuso mantener este punto como un resumen muy ejecutivo de los principales problemas identificados en el IPOEMP.

## **Informe de XM**

XM presentó la evolución de las variables energéticas del sistema en lo corrido del mes de diciembre de 2018, los indicadores de operación del año 2018, el estado de la supervisión del SIN, el seguimiento al radar de Proyectos de Expansión, los plazos para entrega de información Acuerdo CNO 646 y el seguimiento a recomendaciones de eventos. las presentaciones se adjuntan al acta.

El CT informó que está pendiente la presentación de la Metodología del trabajo del nuevo informe de supervisión según los cambios de la resolución CREG 015. Se propone incluirlo en la agenda de la próxima reunión.

## **Varios.**

El CT propone que en el Subcomité de Protecciones se trabaje en construir una guía de pruebas de puesta en servicio de protecciones eléctricas, teniendo en cuenta las evidencias mencionadas en los análisis de los eventos de problemas de ajuste o coordinación de protecciones luego de la puesta en servicio de los nuevos proyectos.

También, recomienda al Subcomité de Protecciones trabajar en proponer criterios para la operación en tiempo

real de cómo actuar según la operación de los sistemas de protecciones que se pueda revisar desde el SOE.

El CT recomienda a XM la actualización de las guías de restablecimiento, ya que se encuentran desactualizadas.

**COMITE DE OPERACION REUNION 318**

1. Se revisaron y recomendaron los siguientes acuerdos:

<b>Acuerdo</b>	<b>Recomienda Aprobación</b>		<b>Observación</b>
	<b>SI</b>	<b>NO</b>	
Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2019.	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes de los embalses Quebradona y La Fe.	<b>X</b>		
Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras para la realización de las pruebas de Consumo Térmico Específico y Capacidad Efectiva Neta de las plantas térmicas.	<b>X</b>		
Por el cual se integra la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural".	<b>X</b>		
Por el cual aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Bajo Anchicayá	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la planta de autogeneración El Cairo.	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Troneras.	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Troneras.	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de la unidad 2 de la central Termozipa.	<b>X</b>		
Por el cual se aprueba la implementación de la regulación secundaria de frecuencia de la planta de generación Sogamoso en el Despacho Económico y la operación en tiempo real.	<b>X</b>		

Por el cual se actualiza la lista de firmas que pueden ser seleccionadas para las auditorías de la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales.	X		
Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.	X		

Para el Acuerdo 6 se debe incluir un considerando indicando la definición de capacidad efectiva neta de auto generadores. Para el Acuerdo 9 se debe incluir un considerando que indique que ya fueron realizadas las pruebas de manera exitosa las pruebas de habilitación de AGC de las unidades de Sogamoso y otro considerando acordado entre XM e ISAGEN recogiendo el comentario realizado al acuerdo base. En lo referente a la solicitud del subcomité de plantas se indica que el alcance que el CO pide al SP de revisión y concepto es sobre el comentario de TEBSA al borrador de este sobre el parágrafo del artículo 3.

Adicionalmente, el Subcomité de Plantas solicita que el Comité de Operación le dé alcance en lo referente a la tarea designada respecto al acuerdo creado en el subcomité de controles "Propuesta para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN" indicando si debe revisar las inquietudes puntualmente sobre el acuerdo (comentarios expresados por los agentes) o si debe conceptuar sobre todo el Acuerdo.

Se hace mención que en la lista de dictaminadores del cargo por confiabilidad y eficaz de plantas solares y fotovoltaicas se modifica el contacto dado a un inconveniente presentado ya que este contacto al parecer proponía prestar el servicio a nombre propio y no de la universidad nacional entidad a la que está relacionado en la lista. CNO compartirá comunicación enviada a la Universidad Nacional para que sea tenida en cuenta al momento de recibir dictámenes.

## 2. Situación eléctrica y energética del SIN.

XM realizó la presentación de la situación eléctrica y energética del SIN.

## 3. Inducción C.N.O.

## 4. Plan operativo 2019 - Elección presidente.

Se hace mención de agradecimiento y felicitaciones por la labor realizada por EPM (Germán Caicedo) como presidente del Comité. Se propusieron temas para incluir en el Plan Operativo 2019 del CO y se indica que todos los subcomités a excepción del SURER ya tienen definido su plan operativo propuesta para 2019. Se eligió presidente del Comité de Operación para el año 2019 al representante de la empresa: AES Chivor.

## 5. Acciones - análisis restricciones del SIN.

Se hace un recuento de las reuniones pasadas en el marco del CO. Se indica que el CO trabajará de manera independiente creando propuestas las cuales serán socializadas en el grupo que está citando UPME. XM indica que ha sido llamado al MME a ilustrar el tema de restricciones y está elaborando un plan de acción en el cual participan CREG y UPME. Se acordó que CNO solicitará al MME participar del grupo de trabajo para definir el plan de acción. Se programa reunión el 12 de febrero para empezar a consolidar la propuesta del CNO, las cuales serán compartidas al grupo liderado por UPME y directamente al grupo del MME.

## COMITE DE DISTRIBUCION 212.

### 1. **Inducción C.N.O. y plan operativo 2019.**

### 2. **Elección de presidente del CD**

Se postuló a CEO como nuevo miembro del CNO para asumir la presidencia del CD 2019 y aceptó.

### 3. **Informe XM.**

### 4. **Revisión solicitud de Termomechero para modificación de metodología para el cálculo de pérdidas.**

Para este punto se contó con la participación de ENERCA. Inicialmente se presentó por parte de XM los antecedentes respecto a los Acuerdos CNO expedidos a la fecha asociados a la metodología del cálculo de pérdidas nivel 4 en el marco de la CREG 015.

Se acordó lo siguiente:

- ENERCA: enviará el listado actualizado del personal representante ante el CNO, ya que es responsabilidad del agente mantener informado al Consejo de los cambios que se presenten al interior de la empresa para garantizar el flujo adecuado de información.
- Programar nuevamente este punto para la próxima reunión del CD una vez ENERCA revise toda la información asociada a este tema incluyendo los Acuerdos CNO y los documentos realizados por Termomechero y el análisis de XM.

### 5. **Revisión documento final de pruebas de la Resolución CREG 030 de 2018, a partir del análisis del subcomité de controles.**

Se informó por parte del CNO, que en el Subcomité de Controles -SC- ya se aprobó el documento y se dieron los comentarios respecto al tema de las pruebas, con lo cual se ajustó el documento que será enviado a la CREG. A continuación, se presenta la propuesta del CNO con base a estos comentarios del SC.

Para la Auto Generación a Gran Escala-AGGE con capacidad mayor a 1 MW, pero menor a 5 MW, se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- En el sistema de control de la unidad de generación se deben verificar las rutinas de arranque y parada, donde aplique, incluyendo la revisión de disparos programados, al igual que la parametrización de los niveles operativos, es decir, que los valores permitidos por el sistema no excedan los parámetros correspondientes a la potencia y nivel de tensión asignados.
- Respecto al control de tensión, corriente, potencias y/o factor de potencia, se deben realizar cambios en las consignas operativas, tanto en vacío y en carga, verificando un comportamiento estable en la variable modificada. Es importante que la estabilización de la señal se de en un tiempo inferior a los 20 segundos.

6. Para la Generación Distribuida-GD y Autogeneración a pequeña escala-AGPE, se deberá informar por parte del interesado en conectarse al SIN, si tiene sistema de control, la variable que

se controla (control de tensión, control de corriente, etc.), y bajo que estándar se cumplen dichas funcionalidades. Lo anterior se deberá soportar con una prueba del fabricante y su certificado correspondiente. Se acordó subir el documento consolidado en los documentos del acta de esta reunión y se recibirán comentarios hasta el viernes 01 de febrero.

## **Gestión para el ajuste de los pronósticos de demanda MC Meta.**

Se presentó inicialmente por parte de XM la nueva herramienta de apoyo que se está utilizando para el seguimiento a los pronósticos de demanda del SIN, con la cual se han logrado acercamientos con ELECTRICARIBE, EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P, ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P y ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. mediante informes detallados del seguimiento de la demanda soportados mediante datos que permiten evidenciar los impactos que se están presentando en el SIN como consecuencia de las desviaciones de los pronósticos y de los factores de distribución y potencia reportados por los agentes.

Se indicó que se le debe dar la relevancia a este tema en el CD dada la penetración de las FERNC y DER que implica un mayor seguimiento y control a la variable demanda para minimizar el impacto en la seguridad y confiabilidad del SIN.

Se presentó la problemática actual de EMSA con Ecopetrol para la estimación de la demanda del área, como son entre otros la coordinación de mantenimientos.

Se acordó revisar los demás casos que están pendientes de altas desviaciones en los pronósticos y elaborar una comunicación con todas las situaciones identificadas donde se requiere una señal regulatoria que permita a los Operadores de Red tener elementos para ejercer mayor control sobre las desviaciones de demanda.

Así mismo se indicó también por parte de XM la necesidad de revisar las situaciones de actualizaciones de factores de potencia que han generado en algunas subáreas operativas mayores restricciones en el sistema por deterioro en los factores de potencia de las cargas, para lo cual se traerá al próximo Comité de Distribución el caso de GCM.

Se acordó la participación de ELECTROHUILA en el próximo CD del mes de febrero de 2019 para presentar las gestiones realizadas para el ajuste de los pronósticos de demanda.

## **7. Varios.**

El CD aprobó incluir en la lista de interventores del STR a la firma EDIC S.A.

Se acordó realizar la reunión extraordinaria del CD por Gotomeeting para el día 30 de enero de 2019 de 2 a 5 pm para trabajar los siguientes temas:

- Socialización cambios nuevo esquema de calidad CREG 015 de 2018.
- Propuesta de indicadores para el 2019 puntualmente los asociados al indicador de desviación de demanda por períodos y DNA Programada.
- Pruebas del EDAC para el 2019.

## **COMITE TECNOLOGICO REUNION 77.**

### **1. Elección del presidente.**

Se agradece la gestión realizada al presidente actual y se reelige al Ing. Wilson Castillo como presidente del comité.

## 2. Revisión y cierre Plan Operativo del 2018.

Se revisa el plan operativo y los avances de cada actividad. Las actividades pendientes se cierran con los comentarios descritos, y se incluyen en el plan operativo de 2019.

## 3. Varios.

Se definió programación de próximos comités, para el segundo miércoles de cada mes. Inicialmente se programan en Bogotá, pero si alguien tiene una sugerencia al respecto, se tratará en el comité previo.

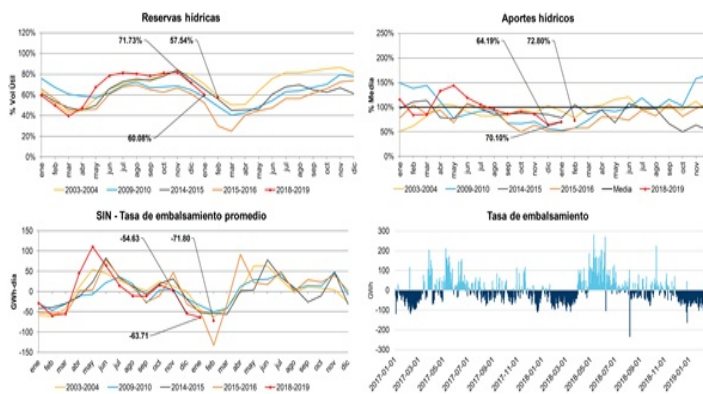
### Conclusiones

5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda 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

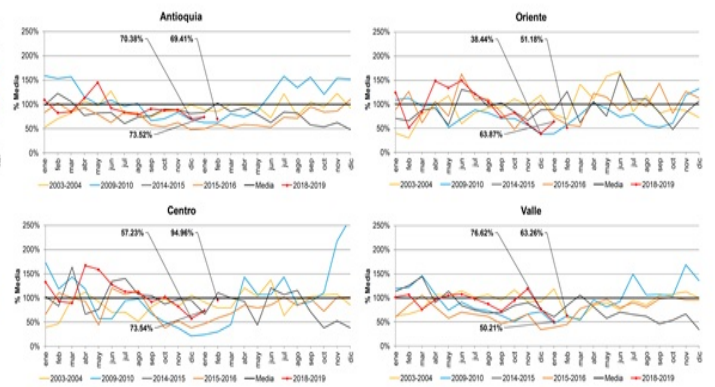
### Desarrollo

Seguimiento variables energéticas: El comportamiento de las principales variables del SIN se puede observar en las siguientes gráficas.

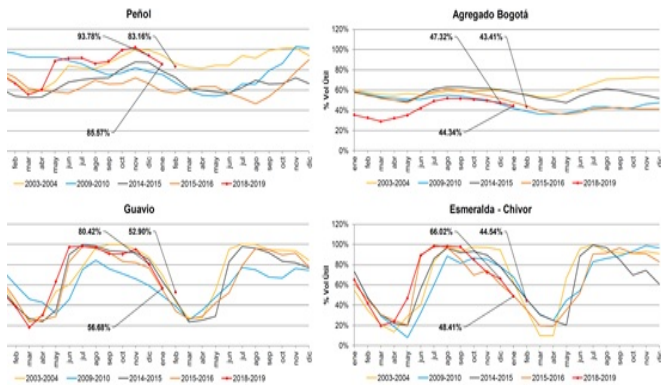
## Hidrología del SIN



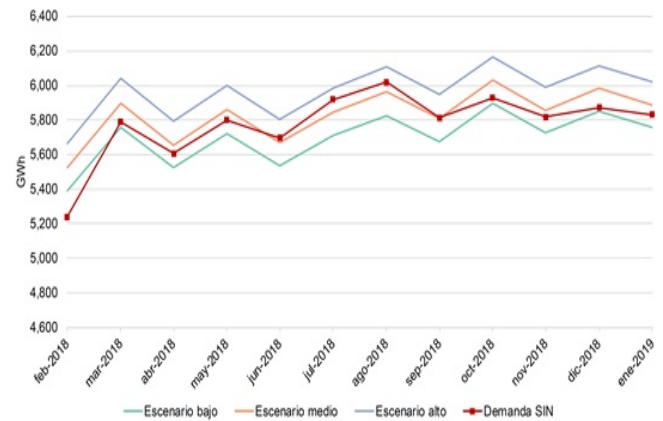
## Aportes por regiones



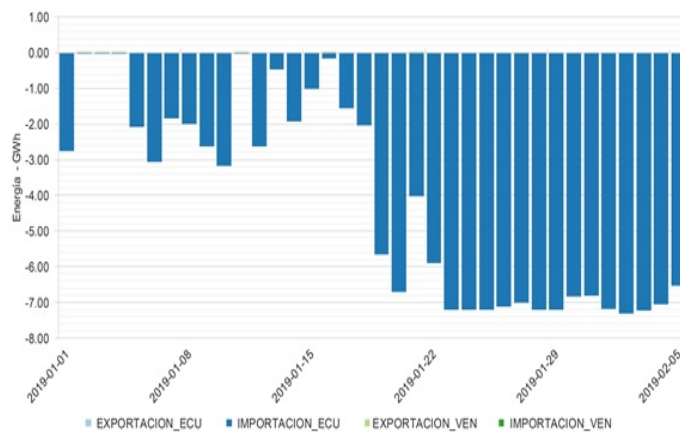
## Evolución de principales embalses



## Demanda de energía del SIN y escenarios UPME



## Importaciones y exportaciones de energía

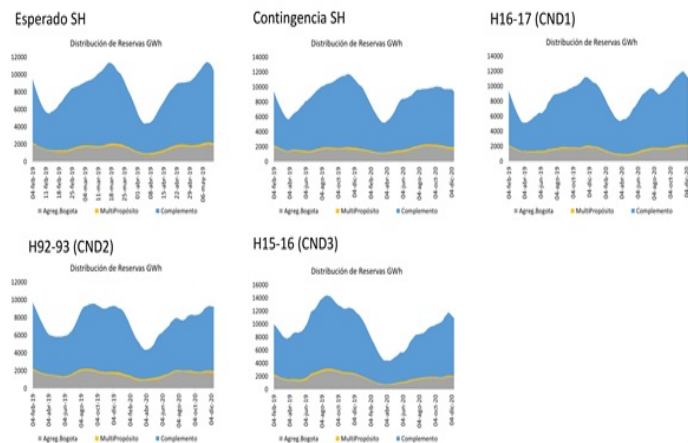
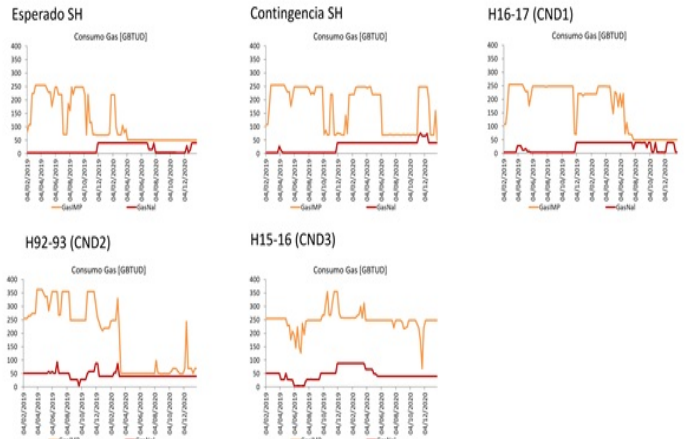
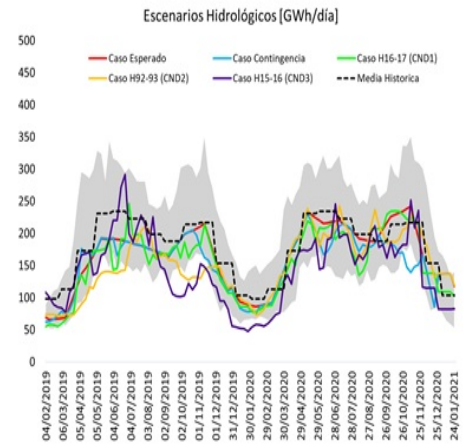
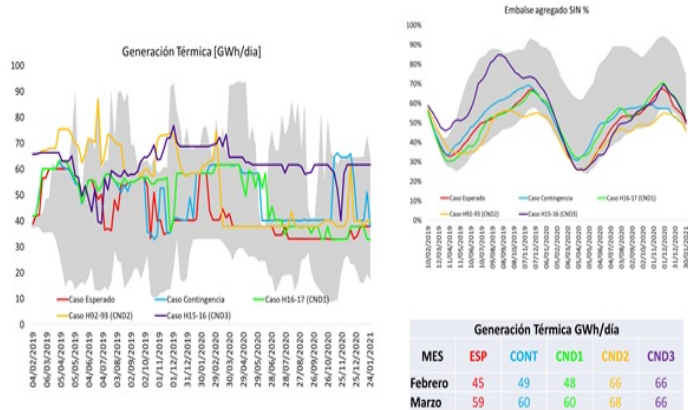


Respecto al panorama energético, en las siguientes gráficas se presentan los supuestos y principales conclusiones:



## Supuestos considerados

<b>Horizonte</b> MP: 2 años, resolución semanal	<b>Condición Inicial Embalse</b> MP: Febrero 3, 59.08%	<b>Intercambios Internacionales</b> No se consideran
<b>Demanda</b> Escenarios (Actualización Oct/18): Medio UPME: Ene/19-Mar/21	<b>Desbalance hídrico</b> 14.7 GWh/día promedio mensual	<b>Información combustibles</b> Precios: UPME Ene/19. Disponibilidad reportada por agentes
<b>Parámetros del SIN</b> - PARATEC - Heat Rate + 15% Plantas a Gas	<b>Mitos Generación</b> Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC Ene/19 - Ene/20	<b>Expansión Generación</b> - MP: No considera expansión en generación.
<b>Costos de racionamiento</b> Último Umbral UPME Dic/18.	<b>Mín. Embalses</b> MOI, MAX(MOS,NEP)	



## Conclusiones

- En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperados y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Los escenarios hidrológicos representan un desarrollo del fenómeno del Niño durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20) con diferentes niveles de profundidad y duración. Estos escenarios proponen una generación térmica de valores promedio que oscilan entre 45 y 68 GWh/día para los meses de febrero y marzo de 2019.
- Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos generación especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustibles primario y secundario.
- Se observan incrementos en el consumo de gas nacional en el interior del país principalmente derivados del requerimiento de generación térmica durante el evento climático. Se debe tener presente que tanto el recurso gas importado como el gas nacional son necesarios para sobrepasar de manera exitosa un periodo de sequía.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Así mismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.

El CND también presenta las principales conclusiones que se derivan de los informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo, al igual que el informe trimestral de restricciones. Las mismas se listan a continuación:

- Actualmente en el SIN se presentan 113 restricciones, de las cuales 69 son de alerta y 44 de emergencia.
- La zona más crítica del SIN es la región caribe, donde todas sus subáreas presentan serias limitaciones. En Atlántico el porcentaje de contingencias críticas respecto al total de elementos es del 70 %. Para Córdoba-Sucre, GCM y Bolívar es el 57, 46 y 32 %, respectivamente.
- La información reportada por los OR respecto a los factores de potencia a veces dista de la registrada en el SCADA por el CND. Por ello XM junto con ELECTRICARIBE analizaron el tema y ajustaron la información (la zona caribe era la que tenía mayor diferencia). Al margen de lo anterior, surge la duda sobre los valores a considerar para el planeamiento de la expansión. En su momento cuando los valores reportados eran inferiores a 0.9, la UPME los limitaba hasta ese valor, alertando sobre la problemática y recomendando a los OR cumplir lo estipulado en la regulación, es decir, solucionar el problema estructuralmente en el SDL. Por otro lado, si estos factores de potencia no se corrigen en el planeamiento, las exigencias de potencia reactiva son mayores, motivo por el cual las obras que se definan desde el STN resolverían dichos problemas, pero no localmente, como debe ser.
- XM revaluó el límite de transferencia al área Caribe, determinando el peso del SVC de la subestación Chinú para el soporte de tensión. Cuando dicho dispositivo no está en servicio, se necesitan programar 3 unidades equivalentes más para garantizar la estabilidad y seguridad de esta fracción del SIN. Es importante mencionar que el riesgo de colapso de tensión del área Caribe, cuando este elemento no está disponible, se incrementa del 9 al 59 %.
- El nivel de corto circuito en más de treinta (30) subestaciones del STR y STN está entre el 90 y 100 %



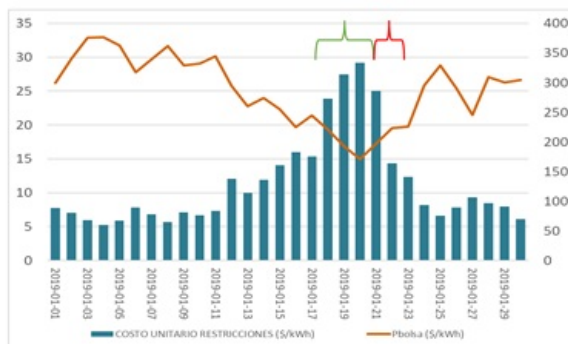
de su capacidad, e inclusive en algunas de ellas se sobrepasa. Es importante recalcar que en muchas subestaciones no se cuenta con información, motivo por el cual el panorama podría ser peor. Esta situación podría generar en el corto plazo la adopción por parte de XM de medidas operativas para mitigar dicha problemática, es decir, reconfiguraciones topológicas y seccionamiento de barrajes. Lo anterior va en detrimento de la confiabilidad del Sistema, ya que el "enmallamiento" presente en el STN y/o STR se reduciría, incrementándose la posibilidad de desatención de demanda. Es importante mencionar que, si la solución técnica identificada para resolver el problema implica la repotenciación de dichas subestaciones, se podrían generar varias restricciones (caso observado en el pasado para las subestaciones San Carlos y Chivor).

- XM muestra la importancia de las funcionalidades requeridas en su propuesta para la generación basada en inversores. Se indica, por ejemplo, como la inyección rápida de reactivos, junto con la soportabilidad ante huecos de tensión, FRT, son esenciales para salvaguardar la seguridad del SIN bajo escenarios de penetración importantes de fuentes variables de energía.
- El área oriental requiere de los proyectos de expansión definidos por la UPME de manera urgente, estos son esenciales para la seguridad de todo el SIN. Adicionalmente, se indica como la conexión de cargas especiales, sin la entrada de los proyectos de red, disminuyen la flexibilidad operativa de la red.
- Caudal ambiental: Se muestra a todos los miembros del Comité los resultados obtenidos por la segunda evaluación de impacto de la guía de caudal ambiental. Se resalta el efecto sobre la reducción de la ENFICC para el escenario donde dicha guía aplicara a las plantas hidroeléctricas existentes que tengan pendiente renovación de concesiones durante los próximos 15 años.

En relación al seguimiento de las restricciones, el CND indica la evaluación de sus costos. La siguiente gráfica muestra como la indisponibilidad del corredor Ocaña-Copey 500 kV las incrementó entre el 18 y 20 de enero.

### Seguimiento restricciones

Las consignaciones C0163693, C0163706, C0163707, C0163709, C0163718, C0163864 y C0163693, con apertura del circuito Copey – Ocaña 500 kV para la conexión de la Subestación La Loma, programada entre el 18 de enero y el día 20 de enero a las 21:00 finalizó el día 22 de enero a las 00:30 horas.



### Conclusiones

6. SITUACION DE PROVEEDORES DE CARBON E IMPACTOS PARA EL SECTOR ELECTRICO-ENEL EMGESA	NO	Presentar la actual Situación de los Proveedores de Carbón del centro del país y el Impacto para el Sector Eléctrico con una solicitud al Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

### Desarrollo

#### Contexto y Antecedentes

AGENCIA NACIONAL MINERA: Visitas de Fiscalización Minera que tienen como objetivo la evaluación documental y evaluación en sitio en Cumplimiento del decreto 1886 de 2015: Reglamento seguridad minera (1) Plan ventilación. Plan sostenimiento. Autorescatadores mineros.

El MADS junto con las Corporaciones Regionales : delimitación de Páramos que impacta la disponibilidad de carbón.

En cuanto a la oferta, se presenta una disminución para los termicos de la oferta de la Producción total interior país: Boyacá - Cundinamarca, por el incremento de la Demanda de carbón para uso en coque metalúrgico.

Se propone que en virtud de las actuales condiciones del sistema por el seguimiento al Fenómeno El Niño y el incremento en la generación térmica del sistema, es indispensable que la actual oferta de recurso primario carbón, asociada a los contratos en firme se mantenga.

De acuerdo con lo anterior, se sugiere al Consejo adelantar gestión con la Agencia Nacional Minera ANM con el fin de plantear que: durante el seguimiento al actual Fenómeno El Niño se replanteen las suspensiones a las minas por aspectos documentales y que no comprometan la vida o la integridad de quienes allí trabajan, implementando un periodo de transición con el fin de garantizar el recurso para el sector termoeléctrico y en relación con los procesos de levantamiento de suspensiones, se sugiere priorizar la gestión con el fin que se den en el menor tiempo posible.

### Conclusiones

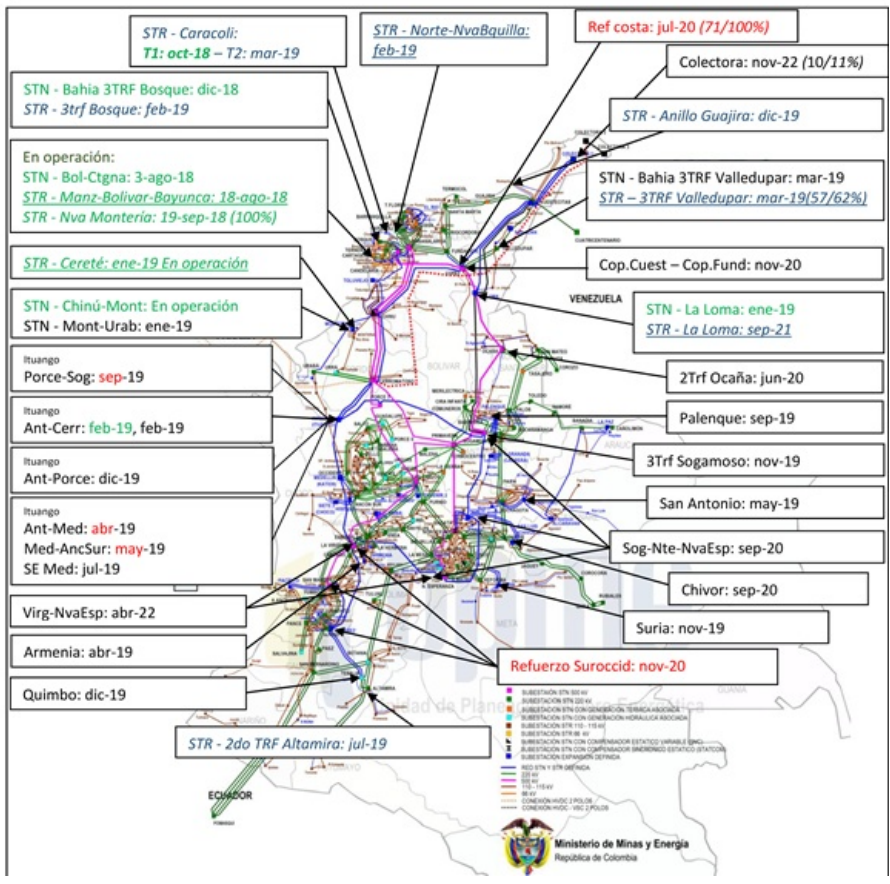
El Consejo define enviar una comunicación a MINENERGIA con el fin de plantear que durante el seguimiento al Actual Fenómeno El Niño se replanteen las suspensiones a las minas por aspectos documentales y que no comprometan la vida o la integridad de quienes allí trabajan, implementando un periodo de transición con el fin de garantizar el recurso para el sector termoeléctrico y en relación con los procesos de levantamiento de suspensiones, se sugiere priorizar la gestión con el fin que se den en el menor tiempo posible. Adicionalmente se incluirá el tema del caudal ambiental, manifestando el impacto y los resultados del grupo de trabajo.

7. INFORME DE UPME	NO	Presentar el estado de las convocatorias del STN y del STR.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

### Desarrollo

1. La Unidad indica el estado de las principales convocatorias del STN y STR, como se muestra en la siguiente figura. Vale la pena resaltar el estado del proyecto Norte 500/230 kV y red asociada, donde se advierte sobre el atraso significativo de este proyecto y su potencial impacto en el área oriental.

**FECHAS PREVISTAS DE ENTRADA EN OPERACIÓN PROYECTOS CONVOCATORIAS**



**Conclusiones**

8. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

**Desarrollo**

- La próxima reunión ordinaria del Consejo será el día 7 de marzo de 2019 en la cual se volvera al horario original de inicio de 8 y media de la mañana.

**Conclusiones**

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte

