Acta de reunión
Acta N° 554
17 Enero, 2019 Oficinas CNO Bogotá

Presentar el acta de la reunión C N O 554.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ISAGEN	Andres Restrepo	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
TERMOTASAJERO	Hernando Diaz	SI	NO
EPSA	German Garces	NO	SI
MINENERGIA	Sandra Salamanca	SI	NO
IDEAM	Eliecer Díaz	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Luis Alejandro Camargo Suan	NO	SI
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO

ELECTRICARIBE	Fredy Martínez	NO	SI
EPSA	Julian Cadavid	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Guillermo Valencia	NO	SI
MINENERGIA	Lina María Castaño	SI	NO
CEO	Omar Serrano	NO	SI
EMGESA	Yamile Saenz Ospina	NO	SI
ENEL EMGESA	Andrea Bonilla	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	11:00 - 11:15	Verificación del quórum.
2	11:15 - 11:50	Informe Ideam.
3	11:50 - 12:35	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
4	12:35 - 01:05	Elección presidente.
5	01:05 - 01:35	Informe secretario técnico.
6	01:35 - 02:05	Informe comités.
7	02:05 - 03:05	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
8	03:05 - 03:50	Informe UPME
9	03:50 - 04:10	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

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

Desarrollo

El calentamiento de la zona 3-4 del Pacífico Ecuatorial se está reduciendo y la probabilidad del fenómeno del niño se ha reducido al 90 %, y hay una probabilidad del 65 % que se mantenga hasta la primavera.No hay aún acoplamiento de la atmósfera con el Océano Pacífico.

Para los meses de Enero, Febrero y Marzo se evidencia déficit de precipitaciones en la región caribe y partes de la región andina, lo anterior respecto a la media climatológica. Sin embargo, para el trimestre EFM, los déficit se ven de manera generalizada en el Caribe y la zona Andina.

Se comenta por parte de AES y XM, que independientemente de que el fenómeno seco, ya sea Niño o una temporada seca, las reducciones en precipitaciones son notorias en las zonas donde están ubicadas las plantas del SIN, y la tasa de desembalsamiento se ha incrementado.

Para el trimestre Enero-Febrero-Marzo (EFM) de 2019, los análisis de IDEAM basados en la condición del comportamiento de la lluvias del último semestre de 2018 y la predicción climática para los siguientes tres meses, estiman que el 31.68 % de la superficie de Colombia estaría en condiciones deficitarias de precipitación.

El Caribe “seco” y gran parte de la región Andina viene con una situación deficitaria y la predicción climática estima una reducción de precipitación con respecto a los valores climatológicos; situación que puede derivar hacia una probable evolución de sequía meteorológica (aquella que se refiere exclusivamente a la escasez de lluvia durante un período determinado).

La condición de los Llanos Orientales para el trimestre EFM, es que normalmente (climatológicamente) sea escasa (sequía estacional) y no le antecede una situación con valores de precipitación por debajo de lo normal en los últimos seis meses.

Finalmente, el centro-sur de la región Pacífica presentará valores por debajo de lo normal pero no de sequía meteorológica debido a que es un lugar que climatológicamente es húmedo a lo largo de todo el año, inclusive estacionalmente el noroeste del Cauca es cuando se presentan los mayores volúmenes de precipitación.

Conclusiones

El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática permiten determinar que, durante el último trimestre septiembre-octubre-noviembre, la dinámica de interacción océano-atmósfera empieza a evolucionar hacia un evento cálido particularmente en la parte oceánica, ya que las anomalías de la temperatura del mar se encuentren superiores a la media y por encima del umbral de +0.5°C acompañada de la parte atmosférica por un paulatino (pero no continuo) debilitamiento de los vientos Alisios.

En términos de predicción climática para la precipitación durante enero de 2019, se estima que presente condiciones de precipitación deficitaria en gran parte de las regiones Caribe y Orinoquía. La región Andina presentará una condición similar a las mencionadas regiones, excepto hacia el eje cafetero y oriente de Valle, donde las precipitaciones se estiman entre normal y ligeramente por debajo con respecto a los promedios climatológicos.

El modelo determinístico del IDEAM estima que precipitaría máximo el 25% (reducciones del 75%) con respecto a la climatología de referencia (100%) en las regiones Caribe y Orinoquía y alrededor del 60% (reducciones del 40%) sobre la región Andina. En la Región Pacífica se prevén lluvias dentro de lo normal y ligeramente excesivas al oeste de Nariño mientras que, en la Amazonía se esperan precipitaciones por debajo de lo normal especialmente en su franja sur.

Con respecto al trimestre consolidado enero-febrero-marzo (EFM) y en términos de precipitación, se prevén

precipitaciones por debajo de lo normal en gran parte de las regiones Caribe, Andina y Pacífica. En la Orinoquia, se esperan volúmenes de precipitación cercanos a los promedios climatológicos, lo que se traduce en precipitaciones escasas, propio de la época del año. Para la Amazonía se estiman precipitaciones dentro de lo normal excepto en su zona centro-sur donde se esperan lluvias por encima de los promedios climatológicos.

Con respecto a la temperatura media y, para el trimestre EFM, los modelos globales estiman que dichos valores estarán por encima de los promedios climatológicos; no obstante, el modelo de análisis compuesto del IDEAM estima una alta probabilidad que para el mes de enero la temperatura media mínima estará por debajo de lo normal en zonas de los altiplanos cundiboyacense y antioqueño mientras que para el mes de febrero, el modelo determinístico del IDEAM indica que la temperatura mínima promedio se ubique hasta 1.5°C por debajo de los promedios históricos en dichas zonas. Por otro lado, se estima que la temperatura media máxima se presente incluso por encima de 1.5°C en los meses de enero y febrero para grandes porciones de las regiones Andinas y Caribe.

2. APROBACION DE ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

Actas

- ACTA 550: publicada para comentarios el 14 de enero. Comentarios de ISAGEN. Se da una semana más para observaciones.
- ACTAS 551, 552, 553: CNO no presenciales.

Acuerdos. Se aprueban los siguientes acuerdos:

- la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control asociados a las unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 de la central de generación San Carlos.
- la incorporación de un cambio de los modelos del generador de las unidades 1, 2, y 3 y los sistemas de control de las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Betania.
- la incorporación de un cambio de los modelos del generador y los sistemas de control de la central El Quimbo.
- la incorporación de un cambio de los modelos del generador de las unidades CT1 y ST1 de la planta de generación Flores 1.
- la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 5 de la central de generación Guavio y la respectiva curva de carga.
- la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 3 de la central de generación Betania y la respectiva curva de carga.
- se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades 1 y 3 de la planta de generación Betania y se fija una periodicidad de 4 años para la realización de las mismas.
- se establecen los Procedimientos para el Cálculo mensual de los Factores de Pérdidas del nivel de tensión 4.
- se integra la lista de firmas verificadoras del parámetro "Suministro de combustibles y transporte de gas natural.
- se actualiza la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez.

Conclusiones

- Se dá una semana más para recibir comentarios al acta 550.

- Se aprobaron los acuerdos presentados en la reunión del día de hoy.

3. ELECCION DE PRESIDENTE	NO	Elegir presidente del Consejo para el año 2019.	APROBACIÓN	NO	NO

Desarrollo

Se solicita por parte del Secretario Técnico del Consejo la postulación de candidatos para la elección del nuevo presidente del CNO. TEBSA e ISAGEN se postulan.

Luego de la votación, ISAGEN es elegido para ejercer la presidencia del Consejo 2019 por mayoría con nueve votos de los 13 posibles.

También se conforma el Comité de estrategia 2019 de la siguiente manera: EPSA, ITCO, CEO, Ángela Cadena, Carmenza Chahín, ISAGEN y XM.

Finalmente se hace un reconocimiento a ITCO por su labor como Presidente durante el 2018.

Conclusiones

4. INFORME DEL SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar al Consejo el informe del Secretario Técnico.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

- Se presenta el presupuesto de funcionamiento del Consejo 2019. La Comisión para la revisión de detalle de los diferentes rubros, conformada por PROELECTRICA, INTERCOLOMBIA y XM, dieron su visto bueno, razón por la cual se somete a ratificación del Consejo. El incremento del presupuesto es del 6.8 % considerando el aumento del salario mínimo del 6 %.

- El documento de 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, está en revisión por parte del Subcomité de Controles y el Comité de Distribución. Falta por establecer el procedimiento asociado a la prueba "*verificación funcional del sistema de* control". Adicionalmente, se está gestionando una reunión con la CREG para recibir las inquietudes que tienen sobre el documento: "LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA AGPE EN EL RANGO DE CAPACIDAD ENTRE 0.1 y 1, y AGGE MENOR A 5 MW". Según comunicación recibida, la Comisión tienen algunas observaciones sobre las responsabilidades del suministro de información para la elaboración de los estudios.

- Ya fueron definidos por el grupo de trabajo XM-CNO-UPME los aprovechamientos máximos de cada una de las plantas hidroeléctricas del SIN, de cara a la segunda evaluación de impacto de la Guía

metodológica para el cálculo del Caudal Ambiental. En estos momentos, a partir del escenario de largo plazo suministrado por la UPME, el cual tiene una participación muy alta de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER y no considera en el horizonte de análisis a Ituango, XM está realizando las simulaciones correspondientes con el modelo energético SDDP.

- El 28 de diciembre de 2018 la UPME aprobó la conexión temporal de la carga de Puerto Drummond en la "T "autorizada por el Consejo a Transelca, desde el 1 de enero y hasta el 31 de mayo de 2019 y le solicitó gestionar el contrato de conexión con el Grupo de Energía de Bogotá, por ser este el transmisor propietario de la subestación Río Córdoba 220 kV donde le fue aprobado el punto de conexión.

- Se publicaron para observaciones hasta el 18 de enero del año en curso los Documentos UPME:
  - Pliego de Términos y Condiciones Específicas de la Subasta de Contratación de Energía Eléctrica a largo plazo.
  - Anexo 1, "Metodología de Evaluación de los Criterios de Calificación.

Respecto a los documentos, es importante mencionar que la UPME en la "Metodología de Evaluación de los criterios de calificación" está solicitando que la información a utilizar cumpla con los Acuerdos del CNO para la estimación de la serie histórica de aportes hídricos, al igual que los protocolos para la reconstrucción de las series de velocidad del viento e irradiación global horizontal (Acuerdos 1127 y 1042, respectivamente). En este momento se está elaborando la carta de observaciones a la Unidad.

- Teniendo en cuenta lo definido por el CNO con relación al grupo de trabajo de Restricciones, en la reunión de diciembre de 2018 del Comité de Operación se estudiaron sus principales causas. Adicionalmente, por recomendación de la UPME, se analizó la presentación de PHC en la jornada de ASOCODIS sobre este tema. Revisando su diagnóstico y recomendaciones, los planteamientos de PHC corroboran lo identificado con anterioridad por el grupo de trabajo CNO-XM-UPME, es decir, las principales causas de las restricciones y las alternativas para mitigarlas:

1. Criterios de expansión-operación.Estado de la red, mantenimientos e indisponibilidades (red degradada).
2. Atraso de proyectos de expansión de red.
3. Desviaciones en los pronósticos de demanda de corto plazo que generan redespachos y autorizaciones.
4. Homogeneización de criterios entre el planeamiento de la operación y expansión (incluyendo los de confiabilidad).

Soluciones:

1. Homogeneización de criterios entre el planeamiento de la operación y expansión (incluyendo los de confiabilidad).
2. Establecimiento del porcentaje del tiempo en que la red esta degradada y tener en cuenta este aspecto en la planeación de la expansión.
3. Asignación adecuada del costo de las restricciones.
4. Llevar a cabo pronósticos de demanda diariamente, e inclusive con menor resolución.
5. Incentivos para la flexibilización de las plantas que generan bajo condiciones de seguridad-optimización de configuraciones y reducción de mínimos técnicos.
6. Coordinación gas electricidad.
7. No tener en cuenta en el costo equivalente de las restricciones parámetros exógenos.
8. Posibilidad de asignación del AGC por áreas.
9. Acelerar los procesos de convocatoria de los proyectos definidos para reducir restricciones.
10. Definición del marco regulatorio para la implementación de sistemas BESS.
11. Asignación de todas las reconciliaciones negativas al alivio de restricciones.
12. Optimización de los planes de mantenimiento, entre otras.

En el próximo Comité de Operación se definirá el plan de trabajo y hoja de ruta por parte del Consejo y esquema de trabajo con CAPT-UPME.

EPSA manifiesta junto con ISAGEN que hay un elemento que no ha sido considerado para la gestión de las restricciones, que es el apoyo institucional y la activación de la mesa de alto nivel. Se acepta la recomendación por parte del Consejo y se comenta que se trabajara en ella en el grupo.

- En función de las medidas de alerta emitidas por el IDEAM y las recomendaciones del Ministerio de

Energía- MINENERGÍA, se conformó el Subcomité de Alerta Niño del CACSSE. La primera reunión de dicho Subcomité se realizó el viernes 11 de enero, en la cual se definió el plan de acción.

- Se llevó a cabo una reunión CNO-CREG, en la que el Consejo expuso la dificultad para expedir el Acuerdo donde se establece el procedimiento para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas solares fotovoltaicas. Como es de conocimiento del CNO, la Resolución CREG 201 de 2017 tiene un error en la fórmula para determinar la ENFICC (está la CEN y no la Potencia Dc-PDc). El Consejo envió comunicación en la que alertó sobre esta situación (se puede consultar en la página web del Consejo). Si bien la CREG ya contestó la mencionada carta, se está analizando su respuesta, para efectos de la expedición del Acuerdo.

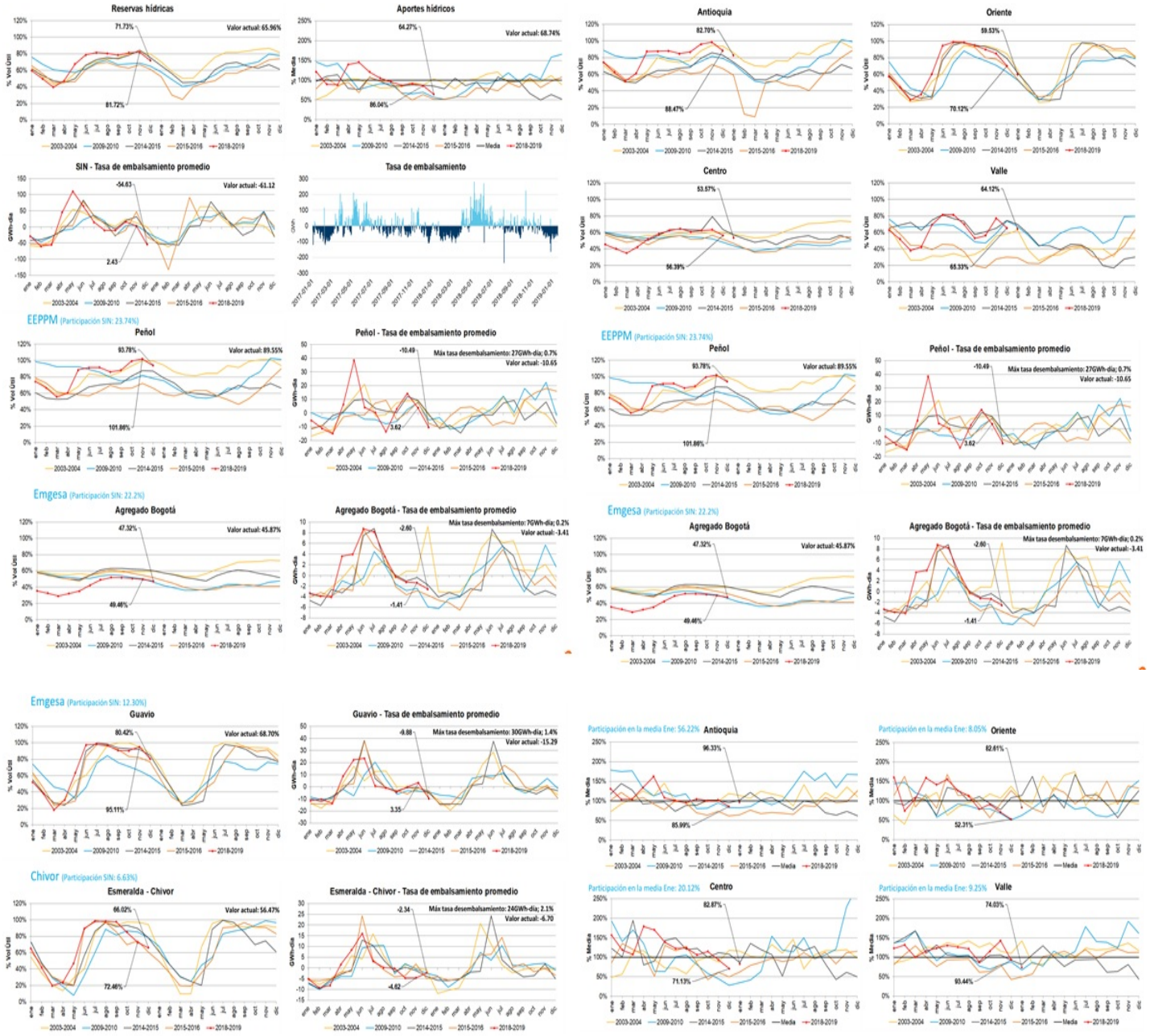
- La CREG solicitó al Consejo información relacionada con la creación del CSIRT y la implementación del Acuerdo 788 de 2015 (Guía de Ciberseguridad) para una reunión que se organizará a finales del mes de enero. La respuesta se coordinará con la Comisión de Ciberseguridad y XM.

Conclusiones

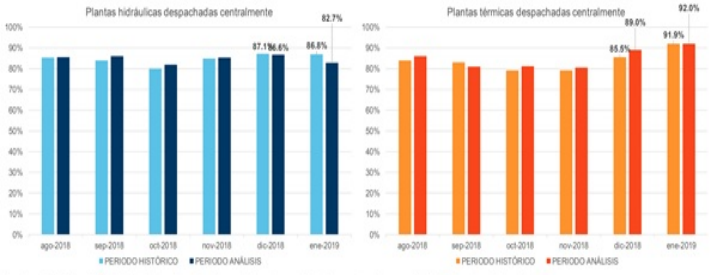
5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el informe Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos 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

Respecto a las principales variables del SIN, en la siguiente gráfica se muestra su principal evolución:

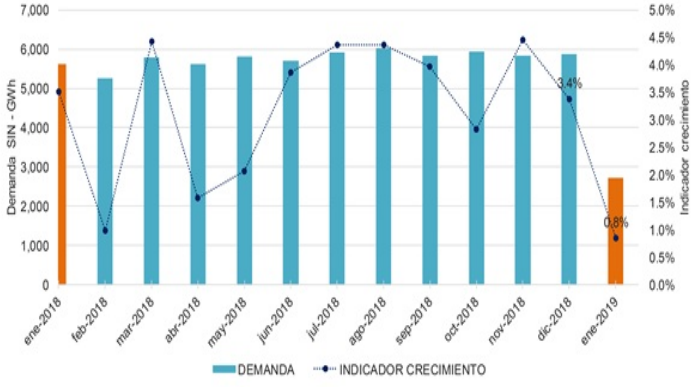


Evolución de disponibilidad real (%) de las plantas despachadas centralmente versus histórico



La disponibilidad real (%) de las plantas despachadas centralmente es calculada respecto a la capacidad efectiva neta de las plantas.
Periodo de análisis: desde el 1 de agosto de 2018 hasta el 15 de enero de 2019
Periodo histórico: corresponde a los mismos meses del periodo de análisis entre los años 2013 y 2016

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



En cuanto al panorama energético de mediano plazo, en la siguiente gráfica se muestra la condición esperada del SIN durante los próximos dos años:

Horizonte
MP: 2 años, resolución semanal

Condición Inicial Embalse
MP: Enero 13, 67.1%

Intercambios Internacionales
No se consideran

Demanda
Escenarios (Actualización Oct/18):
Alto UPME: Ene/19-Mar/19
Medio UPME: Abr/19-Mar/21

Desbalance hídrico
14.7 GWh/día promedio mensual

Información combustibles
Precios: UPME Ene/19. Falta GNL.
Disponibilidad reportada por agentes

Parámetros del SIN
- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Mttos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Ene/19 - Ene/20

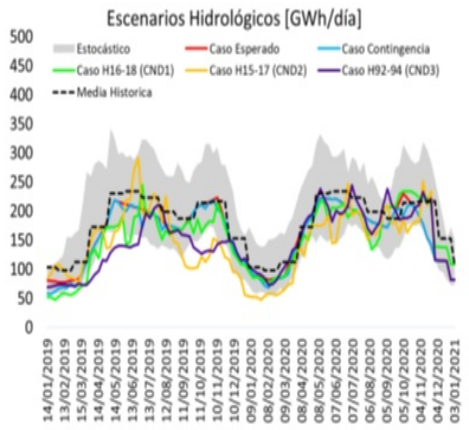
Expansión Generación
- MP: No considera expansión en generación.

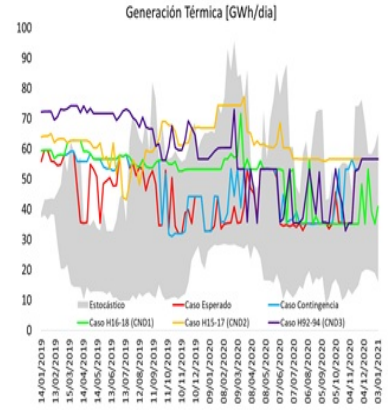
Costos de racionamiento
Último Umbral UPME Ene/18.

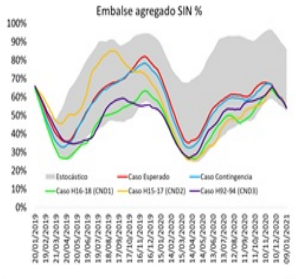
Mín. Embalses
MOI, MAX(MOS,NEP)

Hidrología
Esperado
Contingencia
CND1
CND2
CND3
Estocástico

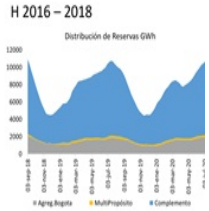
Proyectos de generación
No considera proyectos de expansión (Solo OEF)

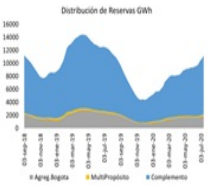


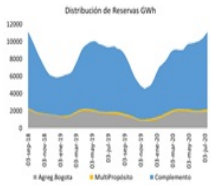


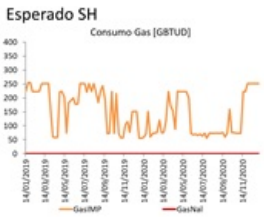


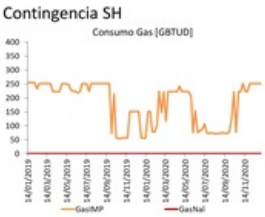
Generación Térmica GWh/día					
Mes	Esp	Cont	CND1	CND2	CND3
Ene	58	60	60	64	72
Feb	55	58	58	63	71
Mar	59	59	61	63	74

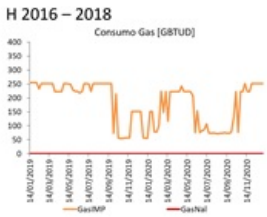


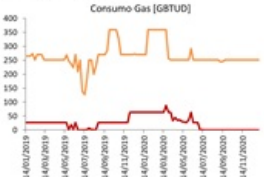


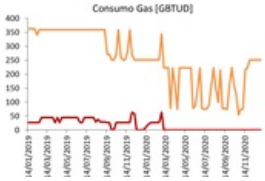












El consumo de Gas Importado se presenta por lo reportado por los agentes en el marco del Acuerdo CNO 695 donde Tebsa, Barranquilla y Termocandelaria sólo consumen este Gas. Las plantas de Flores por su parte reporta en su mayoría Gas Importado y una pequeña porción de Gas Nacional.

Los análisis de largo plazo indican la siguiente evolución, dependiendo del escenario analizado:

En cuanto seguimiento a situaciones operativas, se muestra por parte del CND las evolución de las restricciones. En las siguientes gráficas se muestran las medidas de mitigación.

Acciones administración de riesgo Área Caribe

Impacto	Acciones mitigación	Seguimiento
Durante las maniobras de cierre de los circuitos a 500 kV (40 Minutos) o ante retraso en la realización de los trabajos, es posible que no se cuente con la generación de seguridad del área. Al solicitarla vía autorizaciones o redespachos, los agentes manifiestan riesgos para el sector gas.	Ante mantenimientos en los circuitos intercostas de 500 kV que afecten el límite de intercambio: Programar generación de seguridad por un periodo adicional a la duración de los trabajos.	Ha disminuido el numero de autorizaciones al alza durante las maniobras de cierre, se autorizan a bajar una vez se cierra el circuito.
Ante la falla del un activo del sistema (Línea, SVC, Unidad de generación) podría tenerse una transferencia entre el interior y la costa superior al límite de transferencia. (Riesgo de eventos de tensión o colapso del área).	Ante las características técnicas de las plantas del área, se recomienda constar con procedimiento rápido de aplicación de racionamiento con los agentes involucrados.	Se estableció procedimiento, debido al menor numero de eventos, el margen sobre el limite y la mayor generación térmica en los últimos dos meses, no ha sido necesario aplicarlo.

Respecto a la indisponibilidad del SVC, el secretario técnico del Consejo pregunta sobre el estado de este elemento. XM menciona que se están llevando a cabo análisis para establecer la posibilidad que dicho dispositivo no esté bajo condiciones normales de operación en flotación, sino entregando potencia reactiva de manera constante, actuando una porción como un condensador. Los análisis se presentarán en la próxima reunión del Consejo. También el CNO pregunta sobre las restricciones imperantes en las subáreas Atlántico y Córdoba-Sucre. En la primera XM aclara que, si bien ya entró la parte del STN del proyecto Caracolí, los refuerzos del STR asociados a los proyectos Atlántico 1 y 2, que han sido declarado desiertos dos veces por parte de la UPME, son fundamentales. La UPME menciona respecto a los mismos que se va a realizar la tercera convocatoria. CNO sugiere a la UPME y XM estudiar proyectos alternativos que no contemplen infraestructura lineal en caso de que sean declarados desiertos nuevamente. CND y UPME están de acuerdo. En relación a Córdoba Sucre, la segunda línea Boston Chinú, que es fundamental para la confiabilidad de la zona, no ha entrado en servicio. Finalmente, el secretario técnico del Consejo pregunta a ITCO sobre los riesgos de la subestación Antioquia por los recientes acontecimientos del proyecto ITAUNGO. Su representante informa que no hay riesgos adicionales a los ya detectados por EPM. De todas maneras, se acuerda, por sugerencia de ISAGEN, que en la próxima reunión se haga una presentación sobre el estado del proyecto en su totalidad. Los indicadores de la operación y el radar del proyectos pueden ser consultados en su totalidad en las presentaciones adjuntas.

Conclusiones

De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las consideradas, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican: → El sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. → Se requiere mantener valores promedio de generación térmica alrededor de 60 GWh/día para los meses de enero a marzo de 2019.

Se recomienda maximizar la disponibilidad de la generación especialmente durante la temporada seca e igualmente maximizar la disponibilidad de combustibles primario.

La información utilizada para los análisis es de suma importancia para las señales que se brindan, por tanto se resalta la importancia de mantener la información actualizada bajo los formatos aprobados en los acuerdos CNO.

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.

La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.

Con respecto al panorama de Largo Plazo, las conclusiones son las siguientes:

Los resultados obtenidos evidencian la importancia del proyecto de generación Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda. Lo anterior teniendo en cuenta la exigencia y estrés al cual es sometido el sistema ante el atraso en la entrada en operación de este proyecto.

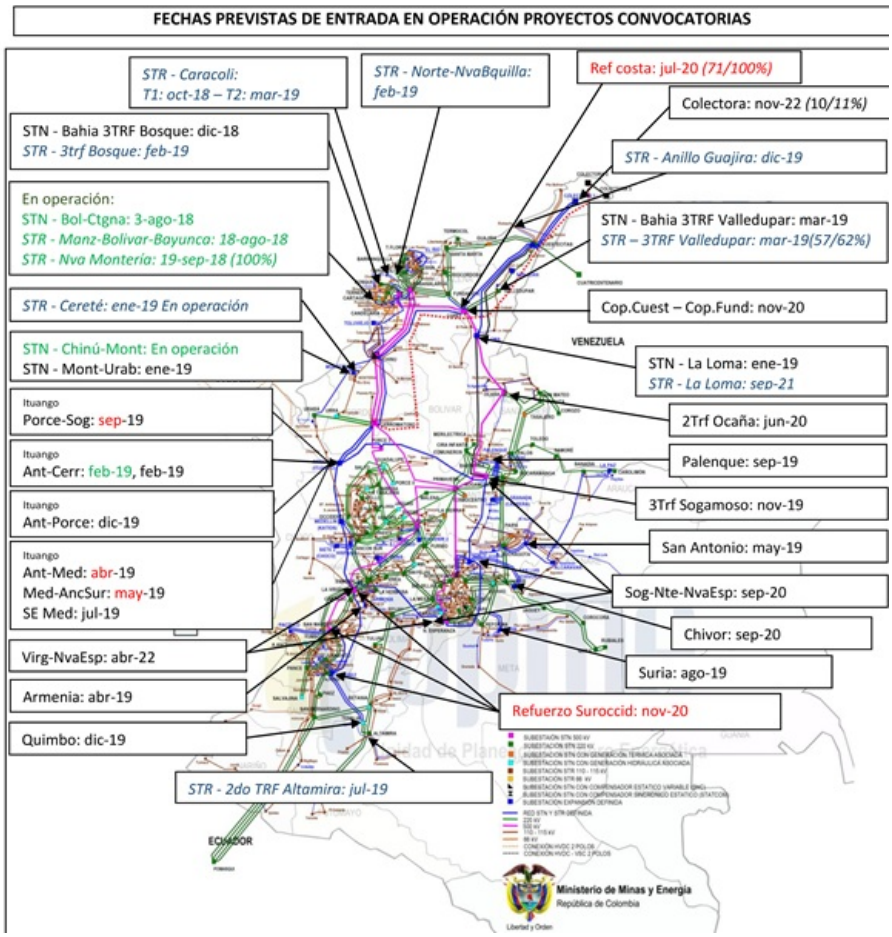
En el horizonte de largo plazo y al considerar la no entrada de proyectos de generación en el horizonte no se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. Por lo anterior, se hacen relevantes las subastas a realizarse en febrero de 2019 y se tendrá mayor certeza del panorama energético del largo plazo.

Al considerar la entrada de Ituango en las fechas indicadas por EPM en su cronograma, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación. Una vez se conozcan los proyectos adjudicados en las subastas, se requiere hacer seguimiento a la entrada en operación de los mismos, así mismo a las obras de expansión de transmisión que se requieran para su conexión.

6. INFORME DE UPME	NO	Presentar el estado de avance de las convocatorias.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En el siguiente mapa se muestra el estado de las principales convocatorias del STN y STR:



Conclusiones

7. VARIOS	NO	Presentar al Consejo los temas varios surgidos en la reunión.	INFORMATIVO		

Desarrollo

- Próxima reunión del Consejo el 7 de febrero.

- Los Informes de los Comités se entregan a los miembros del Consejo para su seguimiento.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte