



Acta de reunión
Acta N° 541
12 Julio, 2018 Oficinas CNO Bogotá

Presentar el acta de la reunión CNO 541. EPM solicita un espacio en el punto de Varios para dar un informe de la situación de Hidroituango.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Pablo Franco	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
ELECTRICARIBE	Mario Augusto Rubio	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO

MINMINAS	Ulpiano Plaza	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	09:00 - 09:35	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos
2	09:35 - 10:20	Informe del IDEAM.
3	10:20 - 10:50	Informe Secretario Técnico.
4	10:50 - 11:20	Informe Comités.
5	11:20 - 11:35	Resultados del Informe de calidad del servicio de Distribución de energía del 2017 - SSPD.
6	11:35 - 12:35	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:35 - 01:05	Informe UPME.
8	01:05 - 01:35	Organización visita planta de regasificación.
9	01:35 - 01-01:50	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. APROBACION DE ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo en su reunión 541 las actas pendientes y los acuerdos con recomendación para aprobación del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES:

- ACTA 535: publicada el 4 de junio de 2018. Comentarios de TEBSA, ISAGEN y XM.
- ACTA 536: Publicada el 4 de junio de 2018. Comentarios de INTERCOLOMBIA e ISAGEN.
- ACTA 538: Publicada para comentarios el 4 de junio de 2018.
- ACTA 539: Publicada para comentarios el 11 de julio de 2018. Comentarios de EPM y PROELECTRICA.

Las Actas 535, 536 y 538 fueron aprobadas con los comentarios correspondientes. Para el acta 539 se dió un plazo adicional de una semana para más comentarios y se aprobará en la reunión ordinaria de agosto de 2018.

2. ACUERDOS: Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la actualización de serie hidrológica de Guatapé asociada con la Central Playas del año 2017.
- Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de las series hidrológicas Cucuana y San Marcos de la central Cucuana del año 2017.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta y del consumo térmico específico (heat rate) de la planta de generación Termovalle en operación con combustible líquido fuel oil # 2.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los sistemas de control de la unidad 1 de la central de generación Paipa.
- Por el cual se aprueba la actualización de los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Quimbo y las respectivas curvas de carga.
- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Neusa.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta de las unidades 4, 5 y 6 de la planta de generación Termomechero.

Respecto al acuerdo " 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" y que se motiva por la solicitud de cambio de razón social de CONSULTORES UNIDOS S.A., firma que hace parte de la lista de interventores de los proyectos de expansión de los STRs por GESTION Y DISEÑOS ELECTRICOS S.A., se dió lectura al informe del Comité Legal así:

RECOMENDACIÓN COMITÉ LEGAL:

3. Análisis situación integrante lista de interventores de proyectos del STR

Con ocasión de la solicitud de cambio de razón social de la firma Consultores Unidos S.A. por Gestión y Diseños Eléctricos S.A., se contrató la debida diligencia de estas firmas con Infolaft quién entregó el informe, cuya conclusión es la siguiente:

GESTIÓN Y DISEÑOS ELÉCTRICOS S.A. y CONSULTORES UNIDOS S.A. tienen el mismo NIT.

"NO se observó información en la que se relacione a CONSULTORES UNIDOS y GESTIÓN Y DISEÑOS ELÉCTRICOS S.A. NIT. 860.031.282-3, con investigaciones por lavado de activos y financiación del terrorismo."

Igual resultado se tuvo para el análisis de los registros relacionados con asuntos judiciales y administrativos en las siguientes bases de datos: SPOA (Fiscalía General de la Nación), Sistema de Consulta de Procesos del Consejo Superior de la Judicatura de Paloquemao, Sistema de Consulta de Procesos de los Juzgados de Ejecución de Penas y Medidas de Aseguramiento, Boletín de Responsables Fiscales de la Contraloría General de la República, Consulta de antecedentes disciplinarios de la Procuraduría General de la Nación, Certificado de Antecedentes Judiciales de la Policía Nacional, Fiscalía - Base de Postulados a Justicia y Paz, Sancionados del Autoregulador del Mercado de Valores, Contadores sancionados de la Junta Central de Contadores, Lista de Proveedores Ficticios de la DIAN, Base NSN de Infolaft, Base PAI de Infolaft.

Infolaft informa que (...) "se encontró una coincidencia en información de prensa con la empresa CONSULTORES UNIDOS S.A, anterior nombre de GESTIÓN Y DISEÑOS ELÉCTRICOS S.A, en el presunto caso de corrupción de Odebrecht en Colombia. Según los medios consultados, Eduardo José Zambrano Caicedo, quien fungió como accionista de la compañía, habría usado la misma para mover dineros producto del entramado de corrupción. Por tanto, teniendo en cuenta lo hallado, resulta necesario que se evalúe el nivel del riesgo reputacional y/o operacional al que se expone la compañía al realizar una negociación en donde la empresa CONSULTORES UNIDOS S.A, anterior nombre de GESTIÓN Y DISEÑOS ELÉCTRICOS S.A, sea parte vinculada. Dicha decisión deberá revisarse al tenor de las políticas internas que sobre el riesgo tenga la compañía. Resulta necesario insistir que la existencia de estos resultados no desvirtúa la presunción de inocencia, sin que ello

signifique que suponga un riesgo para la transacción de conformidad con las Políticas de la empresa.”

El Comité Legal analizó los resultados del informe de Infolaft y considera que es procedente acceder a la solicitud de modificación de la razón social de la firma Consultores Unidos S.A. en el acuerdo CNO, porque no hay causal legal alguna para su negación.

Se recomienda al Consejo informar los resultados del análisis a la UPME.

Adicionalmente y teniendo en cuenta que en el artículo 26 de la Resolución CREG 024 de 2013 se prevé que la lista será elaborada por el CNO de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin, se solicite a la Unidad estudiar la viabilidad de incluir dentro de los lineamientos para el ingreso a la lista de interventores de los proyectos en el STR, una certificación firmada por el representante legal de la firma aspirante de no estar incluido en ninguna lista de las establecidas a nivel local o internacional para el control de lavado de activos y financiamiento del terrorismo y la declaración de que los recursos con los cuales se constituyó la firma no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal Colombiano.

Analizada la recomendación por el Consejo, sus miembros ISAGEN, EPSA y AES CHIVOR solicitan que se les remita el informe de la firma INFOLAT con sus respectivos anexos para sus análisis internos; el Consejo considera necesario suspender la aprobación de este acuerdo en tanto se concluye por parte de los miembros mencionados los análisis respectivos y manifiestan los resultados del mismo.

Conclusiones

-ACTA 539 una semana mas para comentarios.

- Se aprobaron los acuerdos con excepción del correspondiente al cambio de razón social de CONSULTORES UNIDOS S.A. el cual queda pendiente de analisis internos de EPSA, ISAGEN y AES.

- Se solicite a la UPME estudiar la viabilidad de incluir dentro de los lineamientos para el ingreso a la lista de interventores de los proyectos en el STR, una certificación firmada por el representante legal de la firma aspirante de no estar incluido en ninguna lista de las establecidas a nivel local o internacional para el control de lavado de activos y financiamiento del terrorismo y la declaración de que los recursos con los cuales se constituyó la firma no provienen de ninguna actividad ilícita de las contempladas en el Código Penal Colombiano. Más información sobre los formatos de texto

-

2. INFORME DEL IDEAM.	NO	Presentar las condiciones hidroclimaticas actuales y la predicción climática para Julio y el trimestre Junio-Julio y Agosto.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Precipitaciones durante junio de 2018: Durante este mes hubo regiones con excesos y otras con déficit. Por ejemplo en la región andina, donde se ubican varias plantas hidroeléctricas, se observan condiciones normales (en relación a la media histórica). Al respecto, ISAGEN recomienda hacer énfasis en los ríos que son de interés, no el promedio nacional.
- Del 1 al 10 de julio se observan condiciones deficitarias en precipitaciones, en la región andina, centro, sur, pacífica y caribe.
- Proyección MJO: El IDEAM menciona que van a predominar la fase subsiguiente durante el mes de julio, lo que implicaría lluvias ligeramente por debajo de la media histórica.
- Seguimiento océano pacífico tropical-Anomalía TSM: Se observan condiciones que indican conformación de fenómeno de El Niño, sin embargo, actualmente hay neutralidad. De todas maneras, las probabilidades de Niño siguen creciendo hacia septiembre del año 2018.
- Índice seguimiento Región 3-4: No se ha cumplido la condición para declarar un fenómeno cálido. El índice MEI tampoco indica la materialización de Niño.
- Proyecciones IRI región 3-4: Actualmente hay probabilidad de neutralidad para todo el trimestre JAS, pero a partir del siguiente se incrementa la misma respecto a la materialización del fenómeno de El Niño. Australia pronostica condiciones niño para noviembre de este año. El centro europeo muestra actualmente condiciones neutrales, pero niño hacia finales de año.

- Para julio IDEAM ve déficit de precipitación en toda la región caribe, andina, sur, centro y pacífico. Para JAS se mantendría la proyección.

XM propone que el SH presente en el CNO lo que están viendo respecto a los escenarios de El Niño. Se acuerda que es posible y se hará cada mes.

Conclusiones

En cuanto a lluvias:

- Condición deficitaria: Regiones Andina, Caribe y Pacífica.
- Condición Excesiva: Núcleo en el centro-sur de la Amazonía.

En cuanto a la temperatura:

Temperatura Máxima entre normal y por encima del promedio.

Temperatura Mínima entre normal y por encima del promedio.

- SH presente en el CNO lo que están viendo respecto a los escenarios de El Niño.

3. INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación en su reunión 541 el informe del Secretario Técnico.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Aspectos Administrativos

- Acerca de la matriz de riesgos de la operación y la identificación de los planes de acción para administrar los riesgos establecidos, se recibieron comentarios que se incorporaron a la nueva versión.
- Se propone reunión del Comité Asesor de Estrategia para el lunes 16 de julio. a.

Aspectos Técnicos

- El Comité de Distribución definió las verificaciones y pruebas requeridas durante el proceso de conexión de los AGPE, AGGE con capacidad menor a 5 MW y GD. Adicionalmente, estandarizó los formatos de solicitud de conexión simplificada y el contenido de los estudios simplificados, a partir de la información enviada por los operadores de red. El Consejo da cumplimiento a las tareas asignadas por la CREG en la Resolución 030 de 2018, con los documentos antes mencionados y el Acuerdo 1071, "Por el cual se aprueba el documento Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación (menores a 5 MW) en el SIN colombiano".

La CREG solicitó una reunión para presentar formalmente los documentos enviados (martes 17 de julio). A partir de la retroalimentación recibida, se propondrá al Consejo la mejor manera de adoptar el documento de las pruebas y verificaciones previas a la conexión de la AGPE, AGGE con capacidad menor a 5 MW y GD.

- El 05 de junio del año en curso se enviaron a la CREG los siguientes protocolos, asociados a las tareas asignadas por la Comisión en su Resolución CREG 167 de 2017, "Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas":
- Variables por considerar, calidad y tratamiento de las mediciones para hacer el modelamiento energético de la planta o parque, haciendo uso de los modelos numéricos o software especializado, que cumpla con los estándares de la industria eólica.
- Función de Conversión para cada planta o parque, que permita obtener la producción de energía neta mensual promedio en kWh/día a partir de velocidades del viento promedio mensual.
- Lista de técnicas aplicables para referir las velocidades de viento a diferentes alturas, de acuerdo con las mejores técnicas utilizadas en la industria eólica.

- Lista de entidades reconocidas a nivel nacional o internacional que pueden utilizarse como fuentes de información secundaria.
- Lista de métodos de extrapolación que cumplan con estándares de la industria eólica. Lo anterior para la construcción de la serie histórica de vientos referenciada en el numeral 2.3 de la citada Resolución.

Al respecto, se informó a la CREG que los productos están en etapa de socialización y que se está trabajando con la Comisión Temporal de Plantas Eólicas para resolver cada una de las inquietudes de los agentes (modelación energética de los parques eólicos y las condiciones de medición del recurso, velocidad y dirección de la velocidad del viento, temperatura y presión).

- El Subcomité Hidrológico revisó el equipo de trabajo propuesto por la Universidad Nacional sede Medellín y encontró que cumplió con lo solicitado. Se recibió la propuesta técnica y económica de la UNAL-Medellin, para desarrollar el estudio; se solicitó al Consejo que el SH revise la propuesta y negocie los tiempos y los aspectos económicos de la propuesta.
- Guía de Caudal Ambiental. Se envió comunicación conjunta XM-CNO para dar respuesta a cada uno de los puntos planteados por el MADS. Especial énfasis se dio al impacto mínimo de la Guía, que según el Ministerio solamente cubre a los proyectos futuros (reducción del 4 % del valor esperado de la generación hidroeléctrica agregada durante un horizonte de 15 años).
- En el Comité de Operación se redactó la comunicación de comentarios sobre la Resolución MME y su memoria justificativa "Por el cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista". Se solicitó la revisión de las competencias legales y funciones de las entidades que intervendrían en la ejecución de este mecanismo, y los criterios de clasificación y preclasificación de los proyectos candidatos por parte de la UPME.
- Se llevaron a cabo dos reuniones de inicio de tareas con los consultores contratados por la CREG para abordar la modernización del MEM respecto al despacho vinculante y mercado intradiario, y la actualización del Código de Redes (Códigos de Planeamiento, Operación y Conexión).

Respecto al Código de Redes, la CREG informó que espera publicar para comentarios en el mes de agosto una resolución transitoria sobre requisitos de conexión y operación de las nuevas plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se instalen en el SIN, para posteriormente tener la versión definitiva en el mes de octubre del año en curso. Adicionalmente, el CNO se reunió con el consultor para definir la metodología de intercambio de información y los principales puntos para tener en cuenta en la reformulación de los tres códigos mencionados.

- Se enviaron comentarios a las resoluciones CREG 064-067 de 2018, donde el regulador plantea una subasta de reconfiguración de venta para el periodo 2018-2019, la asignación administrada a prorrata de la ENFICC de las obligaciones para los periodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, una subasta de expansión para el horizonte 2022-2023 y un nuevo mecanismo de expansión. Se llamó la atención sobre la situación esperada en el SIN si Ituango no entra en servicio durante los próximos 5 años y las condiciones del sistema para posibilitar una pronta interconexión de nuevas plantas, específicamente el estado de la red, la firmeza que aportan algunas tecnologías de generación, las limitantes de importación de energía desde Ecuador y la importancia de contemplar proyectos de desconexión de demanda bajo condiciones de escasez (activación del Cargo por Confiabilidad).
- Se llevó a cabo una reunión de la UPME, XM y el CNO con la comisión de empalme del nuevo gobierno. Se discutió sobre la situación esperada del sistema sin Ituango, las restricciones actuales para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte y nuevas plantas de generación, el costo futuro de la prestación del servicio y las medidas de mitigación de los riesgos identificados.
- La CREG convocó al CNO a una reunión el próximo 16 de julio, para revisar de manera general la periodicidad de las pruebas, reporte de información y auditorias de los siguientes parámetros, según aplique: Capacidad Efectiva Neta-CEN, Factor de Conversión, Heat Rate, Batimetrías, Serie Histórica de Aportes Hídricos y Curvas de potencia/nivel de embalse. Adicionalmente, la Comisión quiere conocer los aspectos a mejorar en los estatutos de racionamiento y desabastecimiento. Lo anterior, ante la posibilidad de la materialización de un evento cálido en un horizonte de 5 años y la debida preparación que necesita el SIN para ello.
- Situación Córdoba/Sucre: Se han realizado varias reuniones durante las últimas semanas entre el CNO, XM, UPME y ELECTRICARIBE, para la búsqueda de alternativas de mitigación de la crítica situación que afronta la subárea (agotamiento capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú y congestión corredor Boston-Chinú 110 kV). También se analizará el cronograma de puesta en servicio del segundo circuito Boston-Chinú 110 kV, la actualización de los ESPS's, la fecha de entrada en servicio de varios proyectos de generación en la zona, que mitigarían la situación, y la implementación de alternativas DLR (Dynamic Line Rating).
- Se llevó a cabo la primera reunión de actualización del Acuerdo 646, con todos los integrantes del grupo conformado (Comités de Transmisión, Distribución y Operación). En esta primera sesión se abordó el procedimiento para la entrada en servicio de los activos de transmisión y sub transmisión. Se programarán otras reuniones para tratar los aspectos que tiene que ver con la entrada de los proyectos de generación. El objetivo es tener listo el Acuerdo, una vez quede en firme la resolución de transición de la CREG arriba mencionada.

Conclusiones

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar las actividades de los comités del CNO.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En el Comité de Operación reunión ordinaria de Junio se trataron los siguientes temas:

- Informe hidroclimático y ambiental del IDEAM (SH).
- Estado de emergencia subárea Córdoba Sucre.
- Análisis de nuevos acuerdos.
- Escenarios de proyecciones de demanda - UPME.
- Comunicación mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación.
- Situación eléctrica y energética del SIN.
- Avance grupo de trabajo coordinación gas - electricidad.

En el Comité de Transmisión se abordaron los siguientes temas:

- Seguimiento a la planeación jornadas técnicas.
- Continuación revisión propuesta modificación del Acuerdo C.N.O. 646.
- Proyecto mejora de la información informes de eventos y estudios de protecciones.
- Informe XM.
- Revisión comentarios finales y cierre al documento de propuesta de coordinación de maniobras.
- Revisión y seguimiento plan operativo 2018 - corte primer semestre 2018.
- Plan de continuidad XM.

En la reunion ordinaria de junio del Comité de Distribución se abordaron los siguientes temas:

- Racionamiento programado.
- Propuesta modificación del Acuerdo C.N.O. 646 de entrada de nuevos proyectos.
- Informe XM.
- Presentación proyecto GAO-Módulo nueva herramienta de XM para la gestión de eventos.
- Pruebas requeridas durante el proceso de conexión para autogeneración y generación distribuida hasta 5 MW.

En el Comité Tecnológico se analizaron los siguientes temas:

- Revisión comentarios a propuesta de acuerdo sobre el procedimiento para la integración de proyectos de supervisión y control al sistema SCADA/EMS/AGC de XM.
- Propuesta de modificación al artículo 22 de la Resolución 038.
- Integración FERNC - impactos evaluados en cada comité.
- Revisión plan operativo.
- Revisión de regulaciones de mayo y revisión unidades constructivas.

El informe del Comité Legal fue presentado en el punto de actas y acuerdos.

Conclusiones

5. Resultados del informe de calidad		A solicitud de la SSPD se reservó este espacio en la Agenda de la reunión. La			
--------------------------------------	--	---	--	--	--

del servicio de distribución de energía eléctrica del 2017- SSPD	NO	SSPD se excusa por razones de empalme con el nuevo gobierno y espera la presentación en la siguiente reunión.	INFORMATIVO	NO	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Conclusiones

6. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRIC 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 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.	COMENTARIOS	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

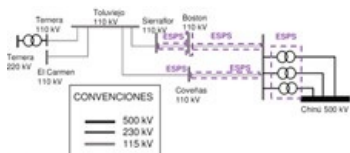
Desarrollo

- SITUACION OPERATIVA AREA CARIBE:



En las dos gráficas se presenta el estado operativo del área Caribe. De manera general se observa un agotamiento de la red, desatención de demanda en estado normal de operación y ante contingencia (Esquemas Suplementarios) y des-optimización del despacho por restricciones.

Respecto a Córdoba/Sucre, XM presenta la crítica situación de la subárea y las acciones tomadas, lo cual se resume en las siguientes gráficas:



Estado actual de la Subárea Córdoba-Sucre



Sobrecarga del circuito Chinú – Boston 110kV en estado normal de operación:

- Programar generación de seguridad en Bolívar (Proeléctrica, Cartagena, Candelaria). Sobrecostos y riesgos operativos.
- Limitar importación de Caribe STN. Programar más generación de seguridad al interior de Caribe. Sobrecostos y riesgos operativos.
- Apertura anillo Tuluviejo 110kV
- En caso de no ser suficiente lo anterior, se debe programar DNA preventiva en Boston.

Sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Boston 110kV y bajas tensiones ante N-1 de Chinú – Coveñas 110 kV:

- Actuaría primero la protección antes que el ESPS, provocando apagón de la zona.
- En caso de actuar el ESPS deslastrando el 100% de la carga de Boston correctamente antes que la protección, se sigue evidenciando sobrecarga del circuito Chinú – Boston 110 kV y bajas tensiones, lo cual podría generar disparo del circuito y eventos en cascada provocando apagón de la zona.

Sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Coveñas 110kV y bajas tensiones ante N-1 de Chinú – Boston 110 kV:

El ESPS deslastra el 12% de la carga de Coveñas, pero no es suficiente y se sigue evidenciando sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Coveñas 110 kV y bajas tensiones, lo cual podría generar disparo del circuito y eventos en cascada provocando apagón de la zona.

Sobrecarga no admisible en transformación de Chinú 500/110 kV ante N-1 de esta transformación:

- El ESPS deslastra toda la carga de San Marcos, La Mojana, Since, Magangué y Mompox, pero no es suficiente y se sigue evidenciando sobrecarga no admisible en la transformación de Chinú 500/110 kV, lo cual podría generar eventos en cascada provocando apagón de toda la subárea Córdoba-Sucre.
- Programar generación de seguridad en Bolívar (Proeléctrica, Cartagena, Candelaria) y limitación de generación de Porce 3 para que el deslastrado del ESPS sea suficiente para evitar eventos en cascada. Además de tener riesgos de DNA por actuación de ESPS, se están generando sobrecostos operativos.
- Existen casos en los cuales ni la generación es suficiente, por lo que habría riesgos de colapsos ante N-1.

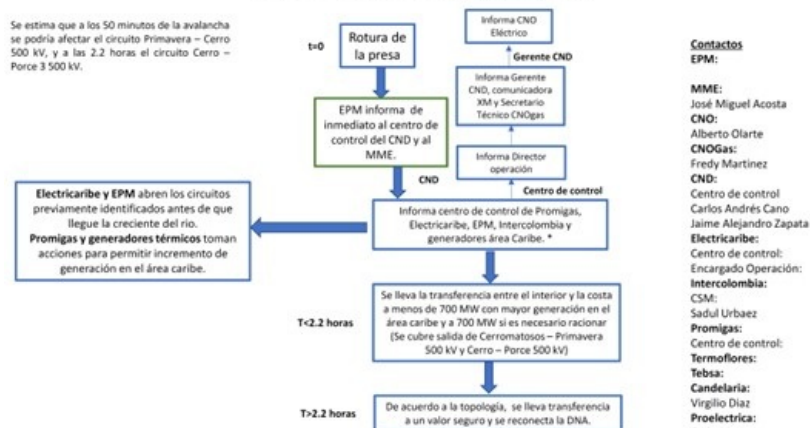
una empresa ISA

Acciones mediano plazo	Responsable	Fecha
Entrada en operación de Chinú – Boston 2 110kV (reuniones periódicas para ver condición del proyecto)	Electricaribe - UPME	6 meses de construcción después de imposición de servidumbre Reunión de revisión el 5 de julio de 2018
Presentación de cronograma de puesta en operación de Chinú – Boston 2 110 kV	Electricaribe	12 de julio de 2018
Retroalimentación de la posibilidad de implementación de soluciones DLR (Dynamic Line Rating)	Electricaribe	12 de julio de 2018
Medidas de mitigación para soportar hasta la entrada del proyecto Toluviejo 220/110 kV en el 2022 (revisión entrada de proyectos de generación menor, baterías).	UPME	

Plan de contingencia y recomendaciones Ituango: En las siguientes gráficas se muestra el plan de contingencia y las recomendaciones a seguir:

Plan de contingencia

Se estima que a los 50 minutos de la avalancha se podría afectar el circuito Primavera – Cerro 500 kV, y a las 2.2 horas el circuito Cerro – Porce 3 500 kV.



Contactos

EPM:

MME:

José Miguel Acosta

CNO:

Alberto Olarte

CNOGas:

Fredy Martinez

CND:

Centro de control

Carlos Andrés Cano

Jaime Alejandro Zapata

Electricaribe:

Centro de control:

Encargado Operación:

Intercolombia:

CSM:

Sadul Urbaz

Promigas:

Centro de control:

Termoflores:

Tebsa:

Candelaria:

Virgilio Diaz

Proeléctrica:

Cartagena:

Guajira, Gecekas:

Urra:

Se debe solicitar deshabilitar recierre de los circuitos afectados.

La comunicación entre centros de control se realizara por los canales establecidos.

Otras acciones	Responsable
Realizar levantamiento de circuitos que podrían verse afectados.	Intercolombia, Electricaribe, EPM
Realizar inventario de equipos que podrían requerirse para minimizar afectación a usuarios.	Electricaribe y EPM
Construir inventarios de equipos (Repuestos, plantas Diesel, etc) que podrían prestar otras empresas	MME y CNO
Realizar levantamiento de posible afectación de vías y construir plan de transporte de equipos.	MME
Identificar disponibilidad de combustible para las plantas Diesel.	MME

Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango.	Construir e informar nuevo cronograma	Única Vez	EPM
	Realizar seguimiento a la ejecución del nuevo cronograma	Trimestralmente	CNO
Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas.	Construir balances físicos de gas para los años 2019 a 2022 (Interior y costa)	Semestral	CNO Gas
	Realizar seguimiento a restricciones del sistema de transporte de gas	Semestral	CNO gas
	Realizar seguimiento a la logística y plan de mantenimientos de las estación regasificadora	Semestral	CACSSE
	Realizar seguimiento a los planes de mantenimiento de las plantas térmicas	Semestral – Horizonte anual	CNO
	Seguimiento a la propuesta regulatoria de caudales ecológicos del MADS	Semestral	MME
	Hacer levantamiento de las restricciones para la operación de los embalses cerca a su mínimo útil.	Semestral	CNO
	Realizar ajustes regulatorios para incluir el gas con destino a la generación de seguridad en la demanda esencial	Única Vez	MME

Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada.	Continuar realizando seguimiento a la evolución de las principales variables energéticas del sistema	Mensual	CNO
	Realizar actualización periódica de los pronósticos de demanda	Trimestral	UPME
	Realizar seguimiento a la entrada de Grandes consumidores	Trimestral	UPME
Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas.	Construir listado de proyectos con concepto de conexión y fecha de entrada previa a 2022	Permanente	UPME
	Hacer seguimiento a fecha de entrada de proyectos	Trimestral	UPME
	Identificar causas de atraso y gestionar	Trimestral	UPME - MME
Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso.	Construir listado de proyectos en desarrollo	Permanente	UPME
	Identificar posibilidades de adelanto	trimestral	UPME

Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan.	Crear los incentivos regulatorios para mantener la operación dual de las plantas	Única Vez	CREG
	Revisar logística de suministro y transporte de combustibles líquidos	Anual	CNO
Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda.	Realizar los ajustes regulatorios requeridos.		CREG
Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida	Emisión definitiva de resoluciones		CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.		CNO
Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año 2022	Emisión definitiva de resoluciones		CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.		CNO

Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Gestionar otras fuentes de energía	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – ESA.	Única Vez	XM
	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – obras del STR	Semestral	UPME
	Identificar posibilidades de energía adicional de plantas existentes o retiradas del mercado.	Semestral	CNO
	Actualizar inventario de excedentes de autogeneradores del sistema	Anual	UPME
Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacífico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.	Realizar las gestiones necesarias para la entrada en operación en el año 2021	Única Vez	UPME
	Hacer seguimiento a la ejecución del proyecto	Semestral	UPME
	Revisar el mecanismo regulatorio de asignación del gas de la planta de regasificación	Única Vez	CREG

Respecto al plan de contingencia. Se acuerda que se de un plazo para comentarios hasta 18 de julio, para retroalimentar la propuesta, y después de ello enviar el plan al CACSSE.

Recomendaciones para el 20 de julio: Con motivo de la posesión del Senado y la Cámara 2018 – 2022 que se realizará el próximo 20 de julio en Colombia, para realizar la planeación de los mantenimientos en los activos de la red del SIN para la semana 29 se recomienda tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

No programar mantenimientos de alto impacto en la red del SIN ni mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.

Variables del SIN

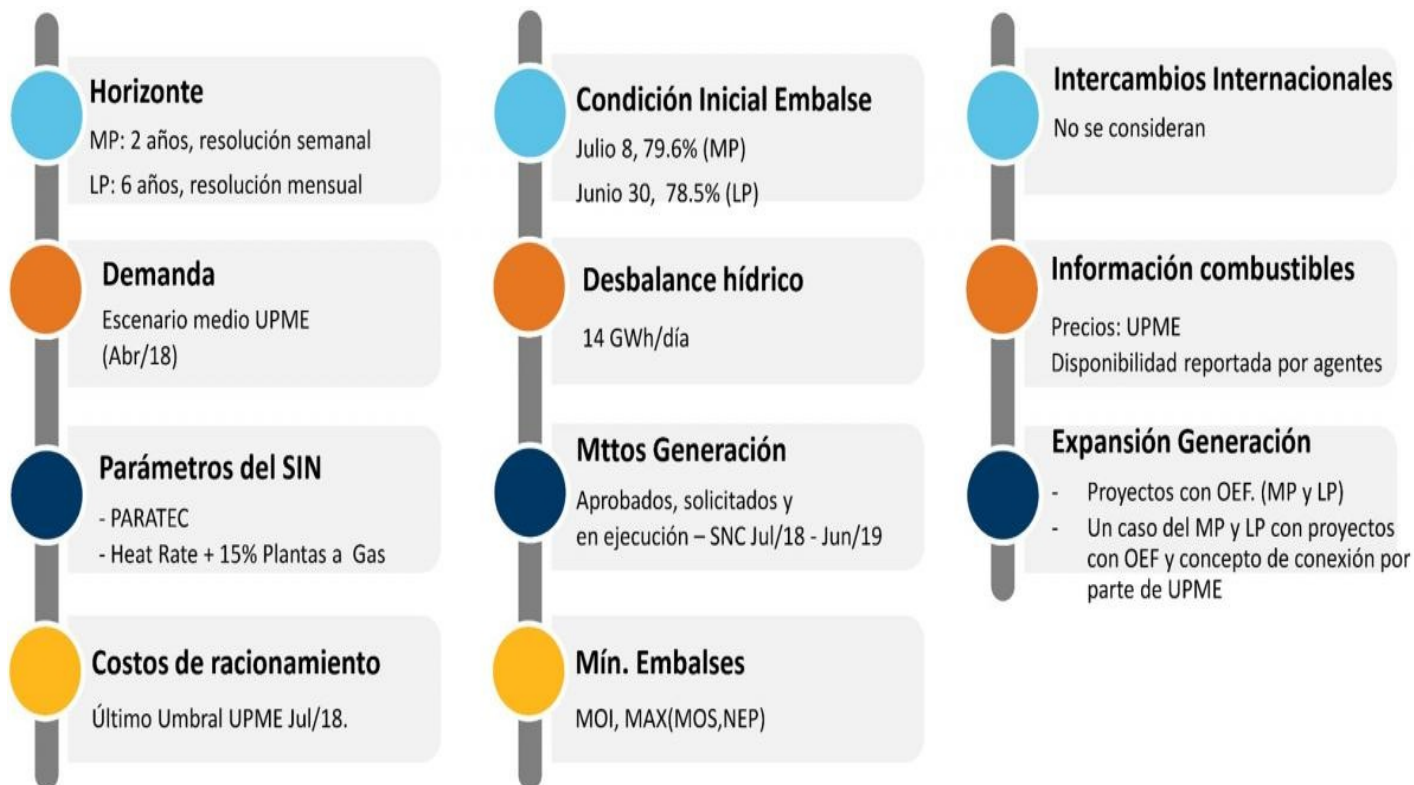
- Las reservas hídricas del SIN a corte 11 de julio se encuentran en el 79.6 %. Los aportes están al

100.8 % de la media.

- Los aportes en Antioquia, Oriente, Centro y Valle fueron 92.01, 109.6, 98.43 y 100 %, respectivamente.
- El nivel de los embalses Peñol, Agregado Bogotá, Guavio y Esmeralda es 91.9, 43.4, 97.5 y 95.8 % del volumen útil, respectivamente.
- La demanda real durante el mes de junio se ubicó en el escenario medio de la UPME, revisión de abril de 2018.

Panorama Energético

- Los supuestos y los análisis energéticos de mediano y largo plazo se presentan en las siguientes gráficas:

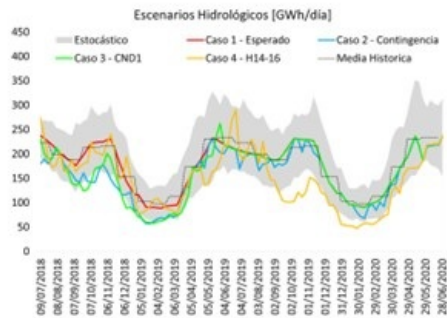


Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebasa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Terrosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas

Panorama Energético Mediano Plazo



una empresa SA

Conclusiones



- Los resultados obtenidos evidencian la necesidad del proyecto Hidroeléctrico Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda.
- En el mediano plazo (2 años) y con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas 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.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2019 con participación de valores semanales promedios superiores a 1 GWh/día.
- En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango presenta violaciones en el índice de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Si se considera un escenario autónomo con la entrada del proyecto Hidroituango a partir de noviembre del 2021 o noviembre del 2022, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de la simulación. Finalmente, ante un escenario autónomo que no considera Ituango pero considera proyectos de expansión con concepto UPME, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de análisis.
- 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. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.

Los indicadores de la operación se pueden consultar en la presentación adjunta al Acta.

Conclusiones

- Los resultados obtenidos evidencian la necesidad del proyecto Hidroeléctrico Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda.
- En el mediano plazo (2 años) y con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas 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.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2019 con participación de valores semanales promedios superiores a

1 GWh/día.

- En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango presenta violaciones en el índices de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Si se considera un escenario autónomo con la entrada del proyecto Hidroituango a partir de noviembre del 2021 o noviembre del 2022, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de la simulación. Finalmente, ante un escenario autónomo que no considera Ituango pero considera proyectos de expansión con concepto UPME, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de análisis.
- 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. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.

7.	INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos de expansión del STN y de STRs.	INFORMATIVO	SI	NO
----	--------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Se menciona que se envió de nuevo el plan de expansión para aprobación final del MME, incluyendo que pasa sin Ituango y la aplicación de la guía de caudal del MADS. Respecto al informe de los proyectos de expansión del STN y STR, en las gráficas de la presentación que se adjunta a esta acta se muestra el estado de los mismos.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
1	STN Transf. Sogamoso 500/230 kV – 450 MVA	Nov-19	●	- Adjudicada a ISA. En trámite de ingresos.
2	STR Transf. Ocaña 500/230 kV – 360 MVA	Jun-20	●	- Recién adjudicada a ISA. En trámite de ingresos.
3	STN Copey – Cuestecitas, Copey – Fundación (Cesar, La Guajira)	nov-20	●	ISA-Intercolombia. - Iniciando ejecución. En diseños - DAA en evaluación. Próximo a resolver. - Identificado el lote para subestación Cuestecitas.
4	STN Bahía tercer transformador El Bosque (Bolívar)	nov-18	●	ISA-Intercolombia. - En diseños
5	STN Bahía tercer transformador Valledupar (Cesar)	mar-19	●	EPSA. - En diseños
6	STN Colectora 500 kV y líneas asociadas (La Guajira y Cesar)	nov-22	●	- Colectora – Cuestecitas definida alternativa . - Cuestecitas – La Loma definida alternativa .
7	STN Virginia - Nueva Esperanza 500 kV (Tolima, Cundinamarca)	nov-21	●	TCE. - ANLA seleccionó alternativa. Avanzan socializaciones para EIA. - Trabajos con CARDER, CAR y MADS para sustracciones. - Fuerte oposición al proyecto
8	STN San Antonio 230 kV (Boyacá)	ene-19	●	ISA-Intercolombia. - Avanza construcción y gestión predial. - Algunas dificultades sociales.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
9	STN Bolívar – Cartagena 220 kV (Bolívar)	jul-18	●	GEB. Finalizadas obras. Entra en operación en jul/2018.
10	STN Línea Quimbo – Alférez 230 kV (Huila, Tolima, Valle)	jun-19	●	GEB. - Finalizó desminado en sitios torre-accesos. Avanza el de vanos . - Avanza excavaciones y montaje de torres. - Bloqueos por comunidad en Tramo 2 (T205-T274). - Dificultades con comunidad Pijao-Vergel. - De T294V2-T296V2 en zona desminado humanitario. - Sin avance con los ingenios azucareros. 30 torres afectadas.
11	STN Chivor 230 kV (Cundinamarca, Boyacá)	nov-19 (*)	●	GEB. - Se otorgó sustracción Reserva Cuenca Alta Rio Bogotá. - Se realizaron previas de Audiencias Públicas Ambientales. - Terminadas las audiencias finalizará evaluación EIA. - Dificultades: oposición de comunidad y autoridades, se reconocen 104 terceros intervinientes de 179 solicitudes.
12	STN Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza (Santander, Cundinamarca, Boyacá)	nov-19 (*)	●	GEB. - MADS otorgó sustracción. Pendiente CAS y CAR. - Suspensiva la evaluación del EIA. - En programación Audiencias públicas Ambientales. - Dificultades: acceso a predios, oposición de comunidad y autoridades, se reconocen 36 terceros intervinientes.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
13	STN Conexión Ituango 500 kV (Antioquia y Córdoba)	A) sep-18 B) feb-18 may-19 may-19 Jun-19	 ● ● ● ●	ISA-Intercolombia. - Antioquia – Cerro: En construcción. Dificultades sociales. - Reactivaron obras en la subestación. - Antioquia - Medellín - Ancón Sur: En construcción. Dificultades sociales. En construcción SE. - Antioquia - Porce III: Iniciando construcción. - Porce III – Sogamoso: Se otorgo licencia en feb/18. Solicitaron adendas al ICANH: respuestas pendientes.
14	STN Refuerzo Suroccidente 500 kV (Antioquia, Caldas, Risaralda, Valle del Cauca)	feb-20 Jun-20 > jun-20	●	GEB. - LT Medellín – La Virginia: EIA en evaluación - LT La Virginia – Alférez: En elaboración de EIA. Atrasado. - LT Alférez – San Marcos: Recién radicó EIA. Atrasado. - Fuerte oposición al proyecto. - En acercamientos con ANI (cruces viales en concesiones).
15	STN Refuerzo Costa 500 kV (Cerro-Chinú-Copey) (Córdoba, Sucre, Cesar)	jul-20	●	ISA-Intercolombia. - Finalizadas Consultas Previas. Posiblemente otras. - EIA se radicó el 28/feb/18. El 9/mar/18 emitió Auto inicio. El 2/may se realizó reunión de info adicional. - SE Chinú: el 2/abr/18 ANLA ratifica modificación de licencia.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
16	STN Suria 230 kV (Meta)	jun-19	●	DELSUR. - El 19/may/18 se realizó audiencia pública. - En evaluación del EIA. - Importante atraso. Dificultades comunidad Restrepo, Meta.
17	STN Palenque 230 kV (Santander)	jun-19 (*)	●	DELSUR. - EIA en evaluación. - Lote SE declarado de utilidad pública por el MME, continua trámite de liberación, presenta dificultades.
18	STN Armenia 230 kV (Quindío, Risaralda)	jun-18 (*)	●	GEB. - Sin pronunciamiento del Consejo Estado por T4. Condiciona el cableado de T3 a T5. - Reunión con CRQ para analizar salidas.
19	STN Chinú – Montería – Urabá 230 kV (Córdoba, Antioquia)	sep-18 Nov-18	●	ISA-Intercolombia. Chinú-Montería: Finalizando. En servicio ago-28. Montería-Urabá: Avanza construcción. Pendiente modificación a licencia y trámites ICANH. SE Chinú 230 kV: por finalizar construcción y montaje. SE Montería: Finalizando construcción y montaje.
20	STN La Loma 500 kV (Cesar)	mar-19	●	GEB. En feb/17 se otorgó licencia (en firme). Inició construcción en abr/18. Se compró el predio para la subestación.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
1	STR Nueva Montería 110 kV (Córdoba)	nov-17 sep-18 (*)	● ●	EPSA. - Finalizado. - La utilidad depende del proyecto STN.
2	STR Tercer Trf Bosque 220/66 kV (Cesar)	dic-18	●	CONSORCIO ENERGÉTICO NACIONAL - CEN. - Avanzan diseños.
3	STR Segundo Trf Altamira 230/115 kV (Cesar)	dic-18	●	GEB. - Avanzan diseños del proyecto. Alertas.
4	STR Tercer Trf Valledupar 220/34,5 kV (Cesar)	mar-19	●	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL. - Avanzan diseños.
5	STR Manzanillo, Bolívar, Bayunca 110 kV (Bolívar)	dic-18	●	EPSA. - Con licencia ambiental. - Avanzan obras en Bolívar y en Manzanillo.
6	STR Norte, Nueva B/quilla 110 kV (Atlántico)	may-19	●	EPSA. - Se otorgó licencia y levantamiento de veda. - Avanzan obras en SE
7	STR Caracolí STR 110 kV (Atlántico)	jul-18 feb-19	● ●	EPSA. - En construcción Tramo 1: subestación y una línea. - Tramo 2 con licencia ambiental. Por iniciar construcción.

	PROYECTO	FPO prevista	ALERTA	ESTADO
8	STR Anillo La Guajira (Cuestecitas-Riohacha-Maicao 110 kV) (La Guajira)	dic-19	●	ELECNORTE. - El 23/mar/18 radicó EIA. - Finalizadas consultas previas (180 comunidades). - Demoras con el ICANH. - Terminando diseños. En coordinación cruce línea Cerrejón Puerto.
9	STR Cereté 110 kV (Córdoba)	sep-18	●	ENELCA. - En construcción. Con dificultades .
10	STR La Loma 110 kV (Cesar)	dic-19 (*)	●	GEB. - Finalizadas consultas previas - Se compró el predio. - EIA en elaboración.

Próximos proyectos

Proyecto	FPO	Estado
La Marina 110 kV	30-nov-21	Abierta
Línea Altamira – Florencia – Doncello 115 kV	30-jun-22	Prepublicada
Sabanalarga – Bolívar 500 kV	30-jun-22	Prepublicada
Chinú – Tolviejo – Bolívar 220 kV	30-jun-22	Prepublicada
San Juan 230 kV	31-dic-21	Prepublicada
Termoflores – El Río – Tebsa 220 kV	30-jun-22	Prepublicada
San Lorenzo 230 kV	30-jun-22	Estructurada
Nuevo Siete 230 kV	30-nov-22	Estructurada
Tolviejo STR	30-jun-22	Estructurada
San Juan STR	31-dic-21	Estructurada
Guatapuri	31-dic-21	En estructuración
El Río STR	30-jun-22	Estructurada
Línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV	30-jun-22	Estructurada
Atlántico 1 y 2	-	En análisis
San Antonio – Alcaraván – Banadía 230 kV	30-nov-21	Estructurada
La Paz 230 kV (reconfiguración y nueva línea)	30-nov-21	Estructurada
Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	30-nov-22	Estructurada
Segunda alimentación Buenaventura 230 kV	30-nov-22	Por estructurar
2° Circuito Cuestecitas - La Loma	30-nov-23	Ampliación
La Loma - Sogamoso 500 kV	30-nov-23	Por estructurar
Salamina 230 kV	30-nov-23	Por estructurar
Hispania 230 kV	30-nov-23	Por estructurar
Línea HVDC Colectora 2 - Cerromatoso	2025	Por estructurar

Conclusiones

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

Desarrollo

- Situación de Ituango: EPM presentó el estado actual de las acciones que se están desarrollando y las próximas :
 - Se espera cerrar definitivamente las dos desviaciones, incluido el Sistema Auxiliar de Desviaciones-SAD.
 - Se espera contratar al perito internacional en un mes.
 - No se sabrá el verdadero estado del proyecto hasta que se revise casa de máquinas.
 - Respecto a las compuertas de la casa de máquinas, se espera tenerlas habilitadas en un mes.
- EPSA solicita que se revise el cronograma de las pruebas de modelos y de reactivas debido al número de pruebas que se están programando.
- La próxima reunión del CNO se efectuará el 2 de agosto.

Conclusiones

9. ORGANIZACION VISITA PLANTA DE REGASIFICACION	NO		INFORMATIVO	NO	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

TEBSA Presentó los aspectos principales para la organización de la visita a la Planta de Regasificación: Grupo máximo de 12 personas y tiempo mínimo de 4 horas. El Consejo define hacer una encuesta para conocer el interés de la visita y la conformación de los grupos de 12 personas. En caso tal la visita se haría después del CNO en la Ciudad de Cartagena

Conclusiones

Presidente (E) - Pablo Franco Restrepo

Secretario Técnico - Alberto Olarte