Acta de reunión
Acta N° 584
6 Febrero, 2020 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 584 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MINENERGIA	Diana Cely	SI	NO
SSPD	Mauricio Palma	SI	NO
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO

ENEL EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
EPSA	Julian Cadavid	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI
XM	Lina Ruíz	NO	SI
XM	Jaime Zapata	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
MINENERGIA	John Zuñiga	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del quorum.
2	08:40 - 08:55	Informe del IDEAM.
3	08:55 - 09:40	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
4	09:40 - 10:40	Informe del Secretario Técnico.
5	10:40 -11:40	Informe final de la verificación quinquenal muestra 2.
6	11.40 - 12:40	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:40 - 01:10	Informe UPME.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo

1. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas para aprobación y los acuerdos recomendados al Consejo Nacional de Operación en su reunión 584.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1.Aprobación de Actas:

- ACTA 577: Fue publicada para comentarios el 14 de enero de 2020. Se recibieron observaciones de PROELECTRICA, ISAGEN, EPM, TEBSA y ENEL EMGESA. El Consejo aprueba el Acta.
- ACTA 578: Fue publicada para comentarios el 13 de enero de 2020. Se recibieron observaciones de ISAGEN. El Consejo la aprueba.
- ACTA 583: Fue publicada para comentarios el 22 de enero de 2020. Se recibieron observaciones de ISAGEN, TEBSA, CELSIA, EMGESA, INTERCOLOMBIA, XM. Se acuerda dar un plazo de ocho (8) días más para observaciones.

2.Aprobación de Acuerdos :

- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 1 de la planta de generación Guavio y la respectiva curva de carga.
- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Termoguajira y la respectiva curva de carga.
- Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de la unidad 2 de la planta de generación Cartagena y la respectiva curva de carga.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los modelos de control asociados de la unidad 3 de la planta de generación Guatapé.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los modelos de control asociados de las unidades 2 y 5 de la planta de generación Dario Valencia.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros técnicos y los modelos de control asociados de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Termoguajira.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, del consumo térmico específico y las rampas de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Termoguajira operando con carbón.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico de la unidad 5 de la planta de generación Termozipa.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 3 de la planta de generación Termozipa.
- Por el cual se aprueba la Nueva Serie de caudales naturales del rio Nare Cuenca Propia.
- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Punchiná.
- Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2020.
- Por el cual se establece la integración del Comité de Transmisión para el año 2020.
- Por el cual se establece la integración del Comité de Distribución para el año 2020.
- Por el cual se establecen los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN- y los máximos valores para estos durante el año 2020.

El Consejo resalta el incremento de la capacidad de suministro de potencia reactiva de las unidades de

Termoguajira, la cual se duplico con las pruebas realizadas. Lo anterior implica un mayor peso relativo de estas máquinas, razón por la cual la programación de unidades de generación en el área Caribe para el soporte de tensión es menor.

Conclusiones

Se aprueban las actas 577 y 578 y los acuerdos recomendados .

2. INFORME DEL IDEAM	NO	Presentar el seguimiento climatologico y la predicción climática del país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En enero los indicadores que monitorean el fenómeno de El Niño (ONI y atmosfera) trataron de acoplarse. Según el IDEAM, febrero tendrá más días secos, ó sea deficitarios respecto a precipitaciones y aportes. La temperatura en la zona 3-4 indicaría condiciones neutrales. El indicador ONI en el trimestre Noviembre/Diciembre/Enero-NDE fue de 0.6°C (calentamiento). El IDEAM indica que persiste la fase neutral del ENOS. En este contexto, las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de inicio de año, modulada por las oscilaciones intraestacionales, explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio colombiano.

Se presentaron la gráfica y los análisis del IDEAM con respecto al seguimiento a la oscilación Decadal del Pacifico, como parte de la posible explicación del déficit hidrológico que se esta presentando, donde se observa que en los ciclos de diez años son mas fuertes en uno u otro los eventos extremos. Este tema esta en investigación del IDEAM y continuará mostrando los avances.

Conclusiones

El IDEAM indica que persiste la fase neutral del ENOS. En estas condiciones, las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de inicio de año modulada por las oscilaciones intraestacionales, explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio colombiano.

3. INFORME CNO 584	NO	Presentar el informe de actividades del Consejo, sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

1. Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, hasta el 31 de enero de 2020 se recibieron las solicitudes de las empresas de generación, transmisión y distribución para ser invitadas a las reuniones del CNO y de los comités y subcomités del Consejo. A continuación, se presentan las empresas que solicitaron asistir al Consejo y a los diferentes Comités y Subcomités:

CNO	Urrá
Comité de Operación-CO	Termonorte, Termoemcali, Compañía Eléctrica de Sochagota, La Cascada

Comité de Supervisión y Ciberseguridad	La Cascada
Subcomité de Análiss y Planeación Eléctrica-SAPE	Termonorte, Termoemcali, ENEL Green Power
Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO	Termonorte, Compañía Eléctrica de Sochagota
Subcomité de Recursos Energéticos-Renovables-SURER	Urrá, ENEL Green Power, La Cascada
Subcomité de Plantas-SP	Urrá, Termonorte, Termoemcali Compañía Eléctrica de Sochagota, Gensa, ENEL Green Power, La Cascada
Subcomité de Controles-SCont	Urrá, Termoemcali, ENEL Green Power, La Cascada
Subcomité de Protecciones-SProt	ENEL Green Power, La Cascada

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento Interno, hay 3 cupos para que asistan como invitados a las reuniones del Consejo, representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución, que estén registradas como agentes del mercado ante el ASIC.

2. Se recibió la oferta económica de la empresa NETCO Ltda. para implementar un sistema de certificado de firma digital para los documentos (actas y acuerdos) que firman el Secretario Técnico y el Presidente del CNO, y firma digital estándar para la suscripción de las actas por parte de los Presidentes y Coordinadores Técnicos de los subcomités y comités. El valor de la oferta es de $ 976.312 por un año de servicio. El consejo aprueba contratar el servicio de NETCO.

3. Con el objetivo de fortalecer la socialización y divulgación de los Acuerdos y las actividades del Consejo, se desarrolló una funcionalidad para la elaboración y divulgación de un boletín informativo, que se enviará a los integrantes e invitados al CNO, Comités y Subcomites y demás personas interesadas que se suscriban al boletín a través de la página WEB. Al respecto, el CND solicita que se lleve a cabo una campaña de divulgación de este boletín.

4. En las reuniones de los Subcomités y Comités del mes de enero se llevó a cabo la inducción del Consejo, un ejercicio de autoevaluación y la formulación del Plan Operativo del año 2020. Se programó para el viernes siete (7) de febrero una reunión con los presidentes y coordinadores técnicos de los diferentes Comités y Subcomités, para la estructuración y articulación del Plan Operativo. Los resultados de este ejercicio y las principales conclusiones de la autoevaluación se presentarán en la reunión del Consejo del mes de marzo del año en curso.

5. DISPAC informó al Consejo que, por motivos de presupuesto, desiste de ser miembro por elección del CNO. Por lo anterior, se convocará a una nueva elección del miembro por elección que represente a los distribuidores que no realicen prioritariamente actividades de generación. A la fecha han manifestado interés de ser miembros EBSA y EMSA.

6. Se plantea a todos los miembros del Consejo la siguiente agenda para la visita a Ituango:

- Jueves 5 de marzo: Reunión CNO 585 en Medellín y partida en la tarde a la Central.
- Viernes 6 de marzo: visita a la central y después de almuerzo regreso a Medellín.
- Se enviará un formato sugerido por EPM para ser diligenciado por cada uno de los participantes a la visita. La reunión se realizará en las oficinas de CELSIA en la ciudad de Medellín quien muy amablemente se ofrecio como anfitrión.

7. Sobre la Resolución CREG 153 de 2019 *"Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional"*, se llevó a cabo una reunión con la Comisión, donde se expusieron los motivos por los cuales el Consejo no podría expedir Acuerdos que instrumenten dicha Resolución, dada la imposibilidad de asegurar que con la medida excepcional no se afecte la operación segura y confiable en los Sistemas de Distribución Local-SDL. Al respecto, se sugirió por parte de la CREG estudiar la posibilidad de incluir en dichos Acuerdos los planteamientos del Consejo, respecto a que el Operador de Red sea a partir de sus análisis el que asegure la no afectación de la operación segura y confiable en el SDL.

Al respecto, el Conejo acuerda enviar la carta acordada previamente, teniendo en cuenta el comentario de la SSPD sobre la importancia de no diluir responsabilidades por posibles desatenciones de demanda si se instrumenta la Resolución vía Acuerdo.

8. Se llevó a cabo la sexta reunión de coordinación Gas/Electricidad entre el CNO eléctrico y el CNO gas. En ella se acordaron los temas que se trabajarán de manera conjunta para mejorar la coordinación de los dos sectores. Las mismas se presentan a continuación:

- Estudiar técnicamente la posibilidad de disminuir los tiempos de renominación, acercándolos a los tiempos del sector eléctrico.
- Extender el "parqueo" para diferentes situaciones y estudiar la posibilidad de construir nueva infraestructura de almacenamiento, brindando flexibilidad al sector eléctrico.
- Estudiar técnica, económica y regulatoriamente cual es la mejor alternativa entre:
- Acometer las inversiones necesarias para que las plantas de regasificación puedan "inicializarse" en los tiempos requeridos por el sector eléctrico. Lo anterior implica analizar y estudiar las limitaciones técnicas que presentan en su arranque.
- Otras medidas que garanticen la operación continua de las plantas de regasificación (generación obligada, servicios de regasificación, entre otros).
- Viabilizar en situaciones de emergencia, las variaciones de salida netas negativas cuando el SIN necesite más gas del contratado por el/los generadores/es, siempre que no pongan en riesgo la estabilidad operativa del SNT.
- Definir desde la regulación una causal de redespacho y posibilidad de autorizar desviaciones, cuando se requiera por restricciones del SNT.
- Implementación del despacho vinculante y el mercado intradiario, considerando la coordinación gas-electricidad.
- Considerar en el planeamiento operativo y de la expansión (energético y de potencia), las restricciones que se imponen mutuamente los dos sectores.
- Desde la regulación, existencia de un procedimiento formal de intercambio de información entre los sectores de gas y electricidad. Ello incluye coordinación entre operadores eléctricos y de gas en los diferentes horizontes y escenarios.
- Adicionalmente, está en revisión del Subcomité de Plantas las fechas para la culminación de los documentos y propuestas conjuntas a ser enviadas a la CREG.

9. Respecto a la Resolución CREG 200 de 2019, "*por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN*", se está revisando en cada uno de los Subcomités y Comités los Acuerdos que serían objeto de modificación, relacionados con los procedimientos para la entrada en operación de plantas de generación que se conectan al SIN o para la ejecución de pruebas. Asimismo, se recomendó a XM tener en cuenta varios aspectos técnicos en la propuesta que el ASIC debe formular en relación a los Acuerdos de conexión compartida entre generadores-ACCG, como límites a la agregación si se identifica que una contingencia sencilla en un activo de conexión puede generar eventos de frecuencia significativos en el SIN, o el control coordinado entre generadores.

10. El CND presentó en el Comité de Operación las alternativas de mitigación a la situación operativa de la subárea Valle por el incremento de la capacidad de generación y las reconfiguraciones topológicas en algunas subestaciones del STN y STR para reducir el nivel de cortocircuito. Se mencionó que se están estudiando traslados de cargas óptimos en algunas subestaciones, incremento de capacidad de transporte en algunas líneas a 115 kV y la posibilidad de instalar un mecanismo DLR-Dynamic Line Rating, lo anterior dada las dificultades identificadas para la implementación de un Esquema Suplementario tipo RAG en Termovalle y Termoemcali. Asimismo, se acordó que CELSIA Colombia presentaría en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica sus análisis, ya que la UPME mencionó que, al considerar la red de distribución en el Modelo Eléctrico, situación que fue tenida en cuenta por la Unidad en la emisión de su concepto, las limitaciones a la generación identificadas por el CND no se presentarían.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Consejo acuerda esperar los resultados de las simulaciones de CELSIA antes de ratificar las condiciones visualizadas por el CND y enviar comunicación a las entidades sectoriales.

11. Teniendo en cuenta que la CREG decidió no modificar lo establecido en la Resolución 060 de 2019 para permitir operar a la planta eólica Jepírachi hasta el año 2023 sin el cumplimiento de algunos requisitos, EPM informó en el Comité de Operación que, en caso de presentarse una situación de emergencia o de riesgo para la atención de la demanda de la subárea GCM, el CND le puede solicitar a la planta incrementar su disponibilidad y generar para reducir la Demanda No Atendida-DNA. Es decir, aún se está considerando a esta planta en el mercado. Al respecto EPM reiteró que Jepírachi no cumple con los requisitos de conexión de la Resolución CREG 060 de 2019 y desconoce la implicación de operar sin cumplir con lo establecido por dicha Resolución. Adicionalmente, informó que la fecha de retiro de la planta es incierta, dado que no es viable en el corto plazo realizar las gestiones asociadas.

Al respecto, MINENERGIA y la SSPD acuerdan que entablarán comunicación con la CREG sobre esta situación, teniendo en cuenta que la planta podría disminuir la magnitud de la DNA si se presenta un evento relevante en la subárea GCM.

12. En la reunión del CACSSE del mes de enero se informó que se retiró a AXIA como agente comercializador del mercado. Teniendo en cuenta que esta empresa es la dueña de la planta de generación Termonorte (88 MW), no es claro el impacto de este evento para la Operación del SIN, específicamente para la subárea GCM. Es importante mencionar que el actual límite de importación de dicha subárea es 540 MW, es decir, la generación interna debe ser mínimo el valor de la demanda menos el valor máximo de importación, condición que no siempre se cumple cuando se tienen indisponibles las unidades de generación de Termoguajira. Bajo dichas condiciones, actualmente es necesario racionar al tener únicamente como recurso a Termonorte.

Al respecto, se acuerda que el CND hará las evaluación eléctricas, energética y de potencia sobre un escenario en el que la planta de generación Termonorte deba salir del sistema por condiciones financieras. Asimismo, se mencionó la importancia de enviar a MINENERGÍA comunicación alertando sobre la situación del área Caribe (Jepírachi y Termonorte).

13. Sobre los informes resultado de la Misión de Transformación, se propone al CNO formular comentarios a los ejes temáticos 1, 2, 3 y 5 a través de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, el plazo vence el 15 de febrero de 2020. Teniendo en cuenta la fecha máxima establecida para envío de observaciones, se acuerda por parte del Consejo que sus miembros envíen directamente al CNO los comentarios, para que se consoliden en una comunicación.

14. El CND revaluó nuevamente los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. Si bien se identifica que el número de restricciones en el Sistema se redujo respecto al año 2019, se identifica que en algunas subáreas se han incrementado en más del 100 % (subáreas Valle, Cauca y Nariño, por ejemplo), y no se han definido para algunas de ellas obras de expansión por parte de los Operadores de Red y la UPME. Teniendo en cuenta lo anterior, se programará una reunión conjunta entre los Comités de Operación, Distribución y Transmisión para analizar los documentos y formular un plan de acción.

15. Se envió comunicación a UPME con comentarios sobre el documento “Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural”. La carta puede ser consultada en la página web del Consejo.

16. La CREG convocó al CND y el CNO a una reunión para discutir sobre una propuesta de formulación de un Reglamento de medición de Variables hidrométricas. La misma se llevará a cabo el martes 11 de febrero del año en curso. Por parte del Consejo asistirán sus funcionarios, el presidente del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables y la Universidad de los Andes.

Conclusiones

- Se aprueba la invitación a Urrá a la reuniones del Consejo y las demas solicitudes de asistencia a los comités y subcomités.

- El Consejo aprueba contratar el servicio de NETCO para sistema de certificado de firmas digitales.

- Se convocará a una nueva elección del miembro por elección que represente a los distribuidores que no realicen prioritariamente actividades de generación ante la no aceptacion de DISPAC.

4. INFORME FINAL DE LA VERIFICACION QUINQUENAL MUESTRA 2	NO	Presentar al Consejo el "INFORME VERIFICACIÓN QUINQUENAL A LOS SISTEMAS DE MEDIDA".	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Verificación quinquenal:

- El CND presenta los resultados y la gestión realizada por parte del ASIC respecto a la primera verificación quinquenal, muestra 2, que trata el Artículo 39 de la Resolución CREG 038 de 2014. De las 1313 fronteras comerciales sujetas a verificación, inicialmente 57 de ellas presentaron hallazgos al cumplimiento de los requisitos del Código de Medida; de este grupo; los agentes representantes solicitaron segunda instancia para 12 de esas fronteras, las cuales dieron concepto favorable y por lo tanto, al cierre de la verificación quinquenal 2017-2022, de las 45 fronteras restantes, solo quedan con hallazgos y en plan de normalización las siguientes tres fronteras:

Tipo de Frontera	**Nivel de tensión**
Tipo Entre Agentes	**4**
Tipo Entre Agentes	**5***
Tipo Generación	**1**

- Se acuerda en el Consejo que esta misma presentación de resultados, la cual se anexa al acta, se haga de manera conjunta en los Comités de Operación, Transmisión y Distribución.

Conclusiones

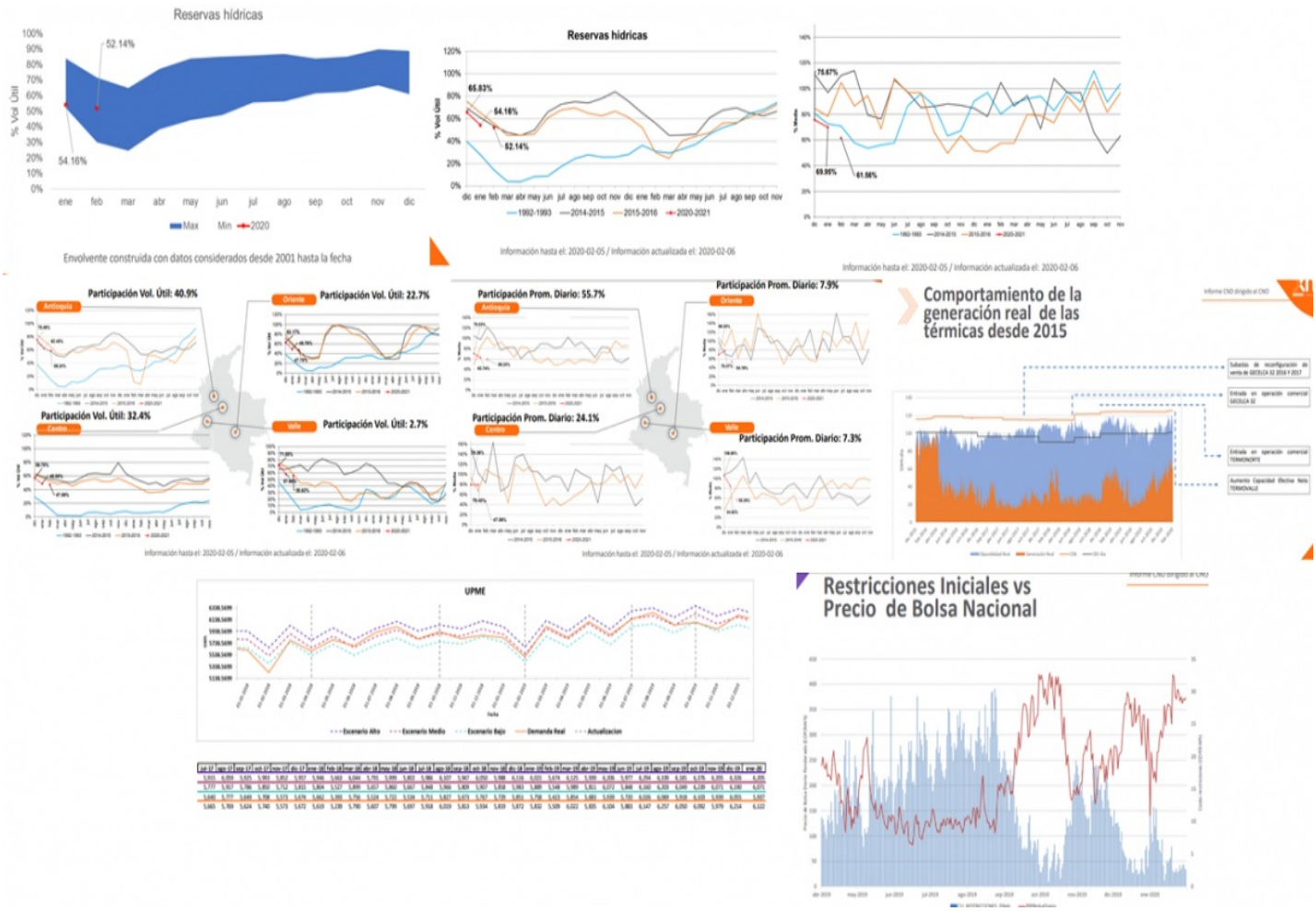
Con los resultados presentados, se da por terminada la primera verificación quinquenal a los sistemas de medida de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, de acuerdo con los criterios y lineamientos señalados en el Anexo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014.

		Informe de la operación real y			

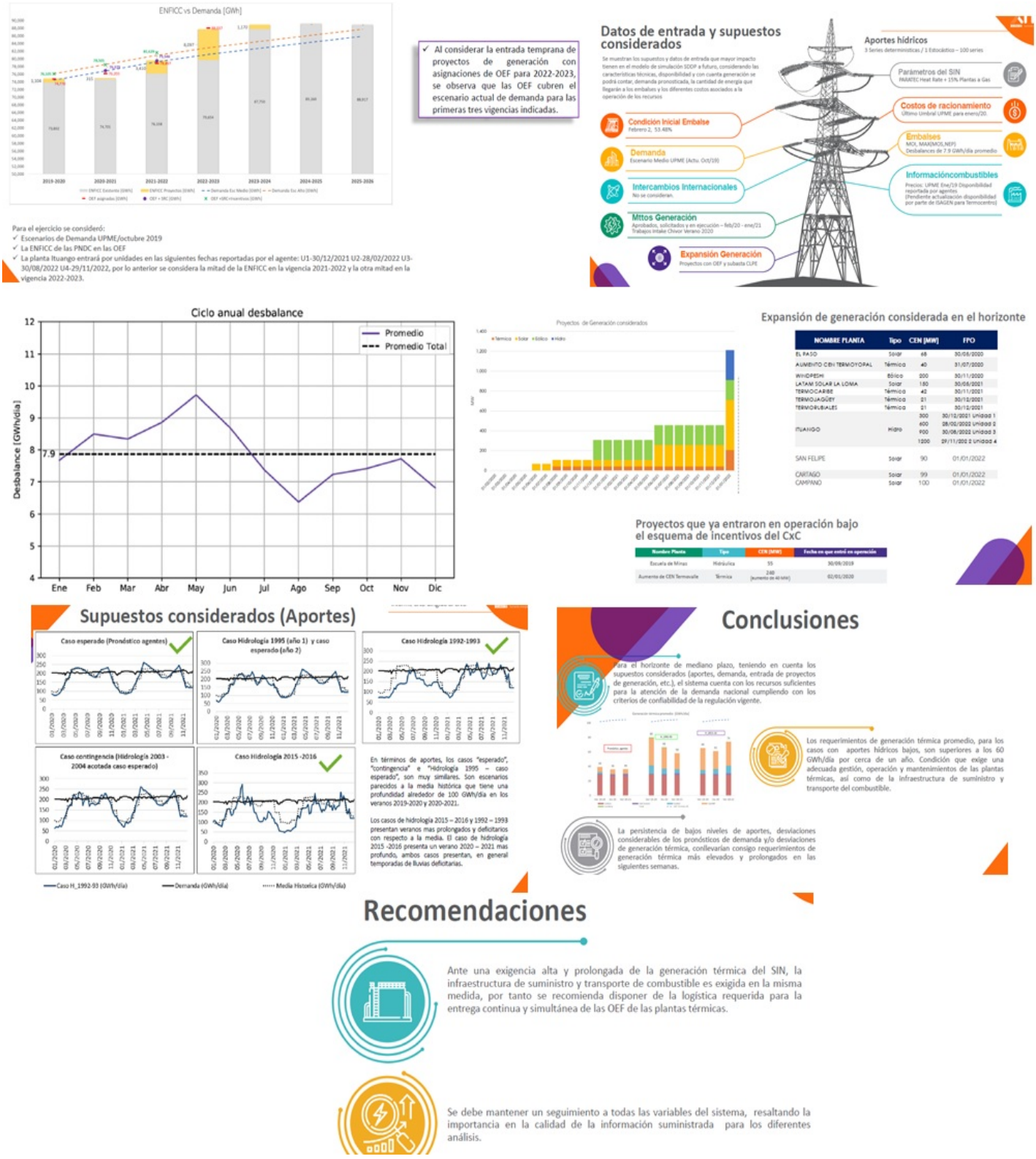
5. INFORME XM	NO	esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura,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

Desarrollo

- La evolución de las principales variables energéticas se muestra a continuación:



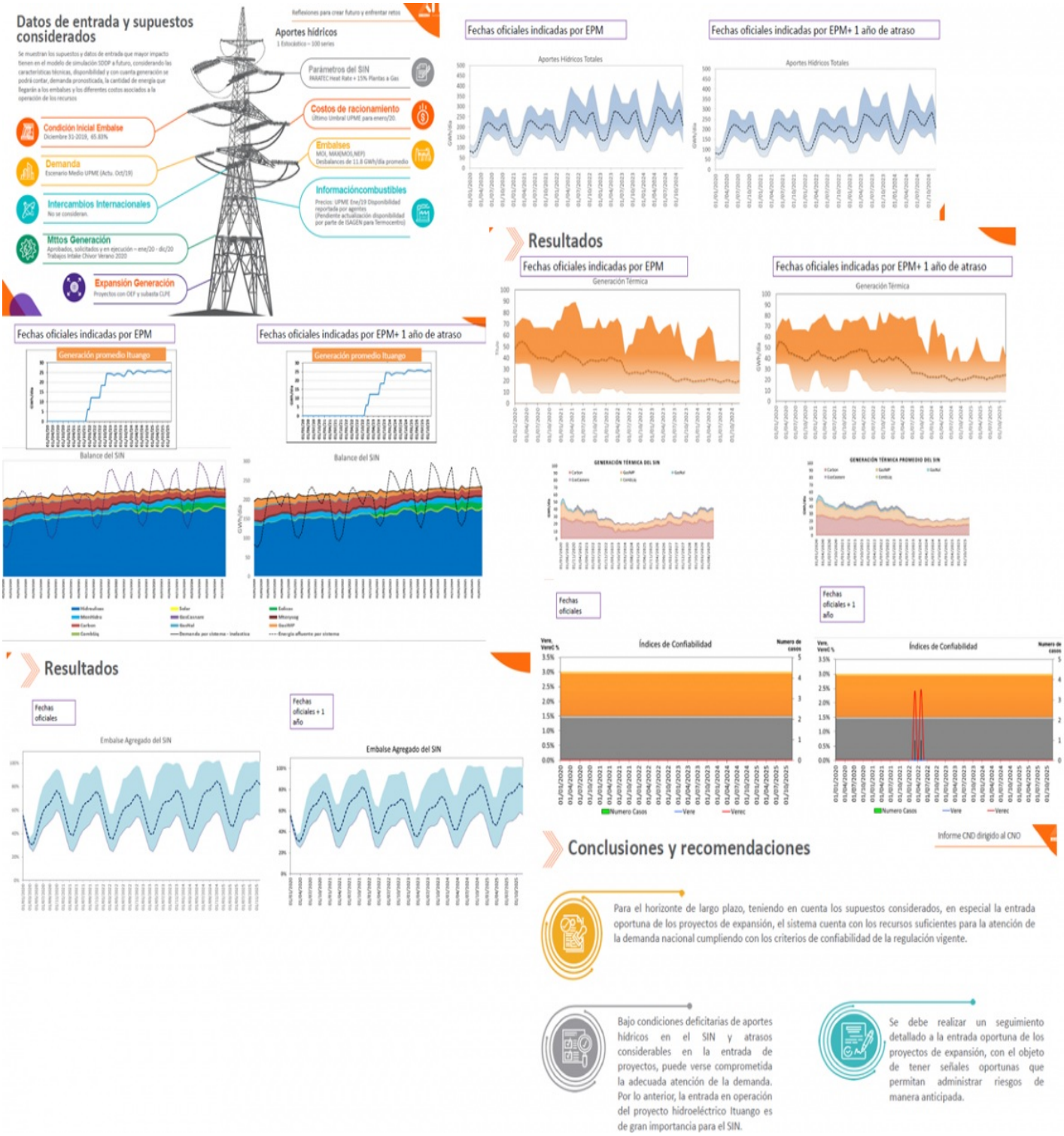
- En relación al panorama energético, las siguientes gráficas presentan los resultados y conclusiones:



En relación a este análisis, vale la pena destacar que los desbalances energéticos, que son considerados como supuesto, se redujeron a 7.9 GWh-día (empezó con un valor de 14.7 Gwh), lo anterior sin tener en cuenta el "cálculo piloto" en masa solicitado por la CREG y la consideración de variación del factor de conversión respecto al volumen de los embalses. Se acuerda en el Consejo analizar el nuevo valor en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER.

- Análisis de sensibilidad para el periodo 2020-2021 contemplando varias condiciones iniciales de embalse: Se analizó por parte del CND este periodo teniendo en cuenta el nivel del embalse agregado del SIN del verano 2015-2016, y un valor determinístico del 60 %. Para ambas casos si bien la generación térmica se incrementa respecto a varios casos simulados, no se presenta desatención de demanda.

- Análisis de largo plazo con atraso de un año de Ituango: En las siguientes gráficas se presenta la corrida de largo plazo para el SIN, las conclusiones y recomendaciones:



- Situación operativa: El CND presentó el comportamiento de la demanda real durante el 2020 frente a los pronósticos enviados por los agentes, la generación real de las Plantas No Despachadas Centralmente – PNDC- frente a la disponibilidad informada por los agentes diariamente en la oferta y la generación real de las plantas de generación variables cubiertas por la Resolución CREG 60 de 2019 y la comparación de esta con los pronósticos enviados para el despacho y el redespacho. Los resultados, que se muestran detalladamente en los anexos a esta acta, indican claramente como las desviaciones de la demanda, el comportamiento de la generación menor y el fuerte cambio de disponibilidad de las plantas de generación variable, han ocasionado un incremento en el número de Redespachos y autorizaciones en tiempo real que debe realizar el CND para mantener el balance generación demanda del sistema, generando cambios importantes en la generación de los recursos marginales. Se analizó la situación de la atención de los desbalances, donde estos, son cubiertos con los recursos marginales en ocasiones y no con la reserva secundaria de frecuencia, cuando el límite de importación al área Caribe se copa. Dada esta condición y el riesgo que puede representar para el sistema se recomienda por parte del CND, adicional al indicador de seguimiento al pronóstico de demanda por agente implementado para el 2020, definir un indicador de seguimiento a la generación de las PNDC, asi mismo revisar el comportamiento presentado de las plantas de generación variable entre la disponibilidad del despacho y el redespacho, lo anterior considerando que se observa que los pronósticos del redespacho se ajustan a la generación real.

En este punto, el presidente del Consejo invita a la reflexión a todos sus miembros y al CND, respecto a si el SIN

está preparado para soportar la incorporación de más de 6 GW de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (como lo sugieren los estudios de XM), teniendo en cuenta que alrededor de 1 GW de capacidad de plantas menores, junto con las desviaciones de demanda, generan actualmente retos para la operación del SIN. Frente a este punto se aclara por el CND que los resultados mencionados los arroja un estudio juicioso de flexibilidad y adicionalmente, la gran mayoría de plantas a entrar son de generación variable cubiertas por la Resolución CREG 060 de 2019 y como se presentó, estas están realizando un adecuado pronóstico en el redespacho, no obstante se debe revisar lo que viene sucediendo entre el despacho y el redespacho. Por otra parte el proyecto de Resolución CREG 100 de 2019 genera incentivos para mejorar los pronósticos de demanda.

Por todo lo anterior, se plantea en el Consejo, que el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO junto con el CND revisen los supuestos considerados en los análisis de flexibilidad del CND, supuestos que podrán ser considerados por el CND en una nueva versión de sus estudios, algunos de los temas que se proponen revisar son la regla operativa de Ituango, condiciones de red degradada, algunas restricciones de suministro por limitaciones en el SNT-gas, entre otros.

- Aplicación Resolución CREG 96 de 2019: La citada resolución establece que cuando una planta que haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta 30 días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta. El CND menciona que consultó a la CREG como se interpreta la norma cuando para un recurso hidroeléctrico, por solicitud de una Corporación Autónoma Regional-CAR, se le pide a un generador producir por fuerza mayor más de 20 MW. La CREG contestó lo siguiente:

De acuerdo con lo planteado en su comunicación, entendemos que se refiere a una situación de fuerza mayor que se origina en un sector diferente al sector eléctrico.

En ese sentido, es preciso recordar que la fuerza mayor como aquel hecho imprevisible e irresistible -causal eximente de responsabilidad contractual o extracontractual-, le corresponde a un Juez de la República determinar o no su existencia previa prueba de quien la alega.

La norma en consulta, no prevé ninguna causal eximente para su inaplicación; empero de llegar a presentarse, tendrá que ser probada y validada ante autoridad competente judicial o administrativa.

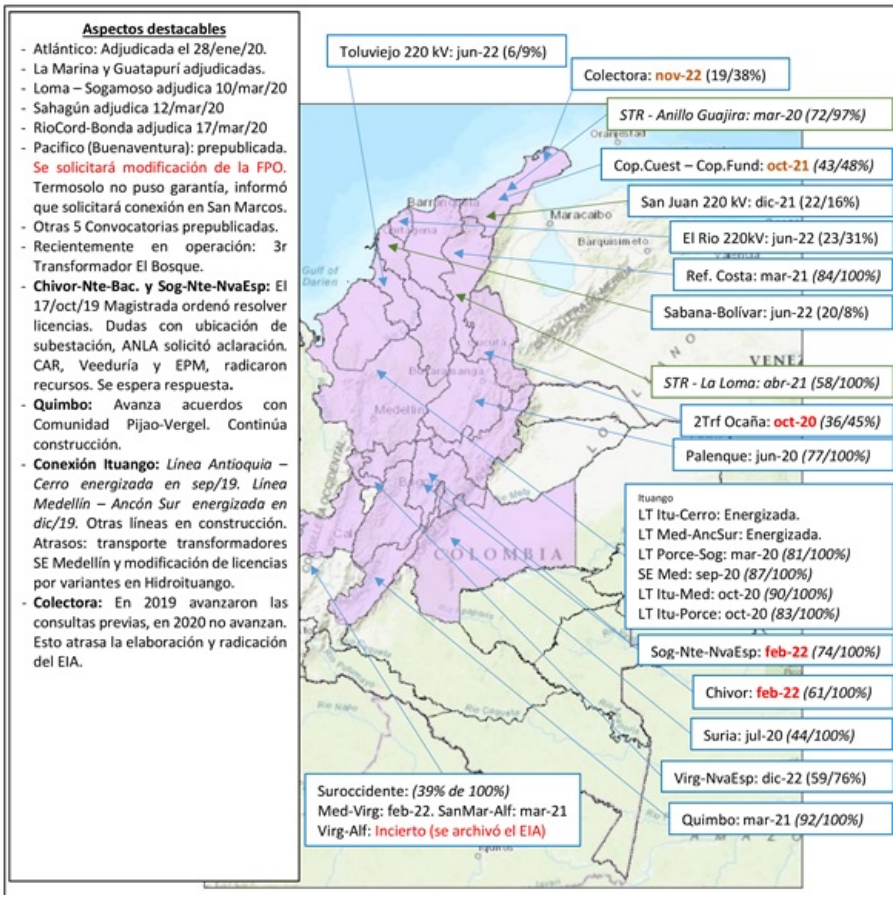
Es decir, no hay exclusiones.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar por parte de la UPME los avances en las convocatorias en desarrollo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

- En la siguiente figura se presenta las fechas esperadas de entrada en operación de los proyectos del STN y STR asignados por convocatoria.



Conclusiones