Acta de reunión
Acta N° 597
4 Junio, 2020 Gotomeeting

Presentar el acta de la reunión CNO 597 .

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
UPME	Julian Zuluaga	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CEDENAR	Ivan Edmundo López Salazar	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EMGESA	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI

INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
XM	Neby Castrillón	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
TERMOVALLE	Olga B. Callejas	NO	SI
XM	Jaime Zapata	NO	SI
CELSIA COLOMBIA	Marcelo Alvarez	NO	SI
CELSIA COLOMBIA	Germán Garcés	NO	SI
MME	Rafael Madrigal	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MME	Sandra Salamanca	SI	NO
MME	Cristian Andres Díaz	SI	NO
MME	Jhon Fabio Zuñiga	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	SI	NO
ELECTRICARIBE	Freddy Martinez	NO	SI
MME	Lina Vega	SI	NO
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
MME	Juan Sanchez	SI	NO
		NO	SI
CELSIA COLOMBIA	Julián Cadavid	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
UPME	Luis Hernandez	SI	NO
SSPD	Mauricio Palma	SI	NO
SSPD	Miguel Velásquez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	01:30 - 01:40	Verificación del quórum.
2	01:40 - 02:15	Informe IDEAM.
3	02:15 - 03:00	Aprobaciones • Actas pendietes. • Acuerdos.
4	03:00 - 03:30	Informe Secretario Técnico.
5	03:30 - 04:15	Comportamiento del mercado eléctrico Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas - UMMEG - SSPD.
6	04:15 - 05:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	05:15 - 06:00	Informe UPME.
8	06:00 - 06:20	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe del clima y los pronósticos de evolución de la situación hidroclimatica.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Los Centros internacionales (IRI AUSTRALIA NOA) plantean que la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de “La Niña” para finales del 2020 se está incrementando. Según el modelo brasileño ETA, para el trimestre Junio-Julio-Agosto (JJA) de 2020 se pronostica un incremento en las precipitaciones por encima de la media histórica.

Respecto a precipitaciones, la proyección de largo plazo vislumbra lluvias por encima del 40 % respecto a la media histórica (modelo determinístico). Para septiembre, por ejemplo, se observan lluvias por encima del 80 % de la media en algunas zonas del país según el modelo determinístico, lo cual es consecuente con las “salidas” del modelo probabilístico.

El IDEAM aclara que el modelamiento climatológico ha disminuido su nivel por falta de revisión de las salidas de los modelos con los datos reales, lo cual se lleva a cabo con aviones y buques. Lo anterior por la actual pandemia ocasionada por el COVID 19.

Bajo las condiciones actuales el IDEAM indica que la fase actual del ciclo El Niño - Oscilación del Sur (ENOS) es Neutral y podría extenderse hasta el tercer semestre del 2020. En este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado por las diferentes perturbaciones de las escalas de variabilidad climática estacional e intra-estacional.

Conclusiones

Bajo las condiciones actuales el IDEAM indica que la fase actual del ciclo El Niño - Oscilación del Sur (ENOS) es Neutral y podría extenderse hasta el tercer semestre del 2020. En este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado por las diferentes perturbaciones de las escalas de variabilidad climática estacional e intraestacional.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación en su reunión 597 las actas y acuerdos para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

Las Actas 590, 591, 595 Y 596 fueron publicadas el 3 de junio de 2020. Las Actas 592, 593 Y 594 fueron publicadas el 27 de mayo de 2020.

El Acta 590 tiene comentarios de XM. El Acta 591 tiene comentarios de ISAGEN, TEBSA y XM. El Acta 592 tiene comentarios de TEBSA y XM. El Acta 593 tiene comentarios de XM. El Acta 594 tiene Comentarios de TEBSA, ENEL EMGESA e ISAGEN. El Acta 595 tiene comentarios de TEBSA. El Acta 596 tiene comentarios de ISAGEN.

Se acuerda por parte del Consejo revisar semanalmente cuatro Actas, dada la cantidad de reuniones que se han presentado debido a la situación energética del país.

Se aprueban los siguientes Acuerdos:

- Incorporación del cambio en el factor de conversión de la planta de generación Miel I.
- Actualización de la información correspondiente a los parámetros de Volumen Total, Volumen Máximo Técnico, Volumen, Útil Volumen Mínimo Técnico y Volumen Muerto para el embalse Betania.
- Declaración de una nueva curva operativa de carga de las unidades Gas CT2, Gas CT3 y Vapor ST2 de la planta de generación Flores IVB, haciéndose necesario solicitar el cambio de los parámetros de las curvas de cargabilidad en las que se define la capacidad para entrega y absorción de potencia reactiva de las unidades en función de la potencia activa generada.
- Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.

Conclusiones

- Se aprobaron por el Consejo los acuerdos recomendados.

- Debido a la gran cantidad de actas se recomienda aprobar por lo menos 4 actas en las reuniones semanales que se citen en adelante.

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

Desarrollo

- El 29 de mayo de 2020 se recibió comunicación de los integrantes del CNO: TEBSA, GECELCA y TERMOVALLE, dirigida al Consejo Nacional de Operación, cuyo asunto es la propuesta de acciones a seguir ante la situación energética actual. Los integrantes firmantes solicitan al Consejo espacio en el orden del día de esta reunión para presentar su propuesta.

En este punto TEBSA hace una presentación de lo expresado en la comunicación, donde se enumeran brevemente los antecedentes que la motivaron, y unas propuestas de mediano y largo plazo, las cuales se listan a continuación:

- Buscando disminuir la diferencia entre lo esperado por los resultados del análisis energético y lo real, se propone mejorar consistencia en el procedimiento sobre los supuestos de los análisis energéticos que atiendan las necesidades de embalsamiento (ajustes en Acuerdo 695):

  - Metodología de solución: De manera transitoria, y mientras se utilicen series de aportes determinísticas, considerar como generación térmica los valores determinados en el despacho para las últimas dos semanas, como una forma de representar en el modelo la realidad del mercado y analizar los riesgos que muestran los resultados.

  - Incluir en los supuestos un Cisne Negro (falla de unidad grande del sistema) y efecto de restricciones por COVID-19 en recuperación.

  - Para las simulaciones, utilizar como CAR la curva resultante de aplicar metodología de cubrir riesgo de confiabilidad al final del verano.

  - Realizar comparaciones entre los supuestos y variables de salida de las simulaciones respecto a lo presentado en la operación real, para evaluar los ajustes a realizar.

- Solicitar a la CREG modificar los indicadores de los niveles de alerta y riesgo de la resolución CREG 026 de 2014, revisando la definición de estos indicadores que determinan la condición del sistema, según el estatuto, de manera que se logre una señal anticipativa que permita tomar acciones que garanticen la confiabilidad del SIN:

  - Adicionar una condición con la que el Sistema pasaría de Vigilancia a Riesgo: "Si el ED está en rojo y el nivel del embalse agregado del SIN en un mes es inferior al mínimo agregado de los últimos 10 años, el sistema pasaría de Vigilancia a Riesgo “.

  - Eliminar la variable HSIN, dado que no muestra a futuro la incertidumbre de esta variable y se concentra en la historia, aspecto que invalida la toma de acciones concretas para mitigar la condición de riesgo futuro del sistema. Es decir, invalida y es opuesto a la señal que es necesaria dar para preservar la operación confiable, segura y económica.

  - En el procedimiento de realización del Análisis Energético y de Potencia definido por el CNO modificar la metodología de solución realizando simulaciones con series de aportes hidrológicas estocásticas.

En relación a la propuesta de TEBSA, GEELCA y TERMOVALLE, el CNO manifiesta que contestará la carta y analizará las propuestas técnicas en el seno del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO. También aclara que algunos de los planteamientos de la comunicación ya han sido considerados por el Consejo, tanto así que el CNO simuló casos con generación térmica limitada, salida de plantas durante el verano, y semanalmente está comparando la salida del caso “Referencia” con el comportamiento real de las variables. Asimismo, se menciona que considerar una CAR alta en las simulaciones determinísticas debe revisarse con mucho cuidado.

- En el Subcomité de Plantas-SP del Consejo GECELCA presentó los problemas identificados por la declaración de los estados de emergencia de la subárea GCM durante la ejecución de algunos mantenimientos, los cuales son cada vez más complejos y ocasionan un alto requerimiento de las unidades de Guajira por seguridad. Por lo anterior, y ante el incremento del “ciclaje” de las unidades que se ha venido presentando, se identifica un riesgo técnico para las unidades, ocasionando la disminución de su vida útil y la confiabilidad de la subárea. En el subcomité se conformó un grupo de trabajo para la armonización de las conclusiones de la situación presentada por Gecelca y TEBSA, y redactar una comunicación dirigida a la CREG con una propuesta de corto plazo para mitigar esta situación. Se acordó en el CNO que la comunicación formulada debía revisarse, antes de ser enviada, en el Comité de Operación del Consejo.

- De acuerdo con la Resolución CREG 41 de 2020, el 30 de junio del año en curso vence el plazo para que el Consejo expida los acuerdos relacionados con el esquema que permite a los generadores compartir activos de conexión al SIN (Resolución CREG 200 de 2020). Se convocará una reunión extraordinaria para presentar los acuerdos para su aprobación. Los Acuerdos que se han revisado en los subcomités y comités del CNO y cuyas modificaciones se van a presentar al CO y posteriormente al CNO son los siguientes:

1. Acuerdo 1258 Por el cual se actualiza el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN".
2. Acuerdo 1209 Por el cual se aprueba la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos para el planeamiento operativo del SIN (formatos).
3. Acuerdo 1236 Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse.
4. Acuerdo 1238 Por el cual se actualiza la estandarización del formato de registro, envío de información y clasificación de eventos de generación por parte de los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad Histórica.
5. Acuerdo 512 Ajuste de la redacción procedimiento CEN plantas hidráulicas (Anexo).
6. Acuerdo 1127 Por el cual se aprueban los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas (Anexo 2 ajuste redacción CEN plantas eólicas).
7. Acuerdo 1213 Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL (formatos).
8. Acuerdo 1214 Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional-STR-, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación.

- El 26 de junio se va a realizar de manera virtual el Taller de Demanda de Energía 2020, organizado por el Comité de Distribución. El objetivo de este es presentar las diferentes metodologías empleadas por los Operadores de Red-OR para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. Asimismo, se contará con la participación de varias cargas especiales y empresas dedicadas al desarrollo de herramientas analíticas para la elaboración de dichos pronósticos.

- La UPME publicó para comentarios hasta el 19 de junio la prepublicación de la Convocatoria Pública “UPME STR 01-2020, Almacenamiento de Energía con Baterías-Atlántico”. Teniendo en cuenta el contenido de esta y sus anexos, se acordó en los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, Plantas-SP, y en los Comités de Operación y Distribución, formular las respectivas observaciones. Se debe mencionar que aún no son claras las funciones para estos dispositivos en la gestión de restricciones (si aplica para el tipo operativa o eléctrica) y si la obra ya está definitiva o se podría replantear, lo anterior teniendo en cuenta los beneficios técnicos, económicos y de oportunidad de ejecución de otro tipo de tecnologías como los DFACTS.

- La CREG informó al CNO que está elaborando una actualización transitoria del Reglamento de Distribución (Resolución 070 de 1998) para considerar las condiciones técnicas que permitan la vinculación de las plantas fotovoltaicas y eólicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL. Menciona la Comisión que dicha resolución sería equivalente a la Resolución 60 de 2019, pero para

los niveles de tensión 1, 2 y 3. En este sentido, se le solicitó al CNO sus comentarios al documento preliminar CREG “Temas de discusión reglamento de distribución para plantas solares y eólicas en el SDL”. La fecha límite para el envío de las observaciones es el 19 de junio del año en curso.

- Se solicita a los miembros del CNO gestionar la participación de sus representantes en la reunión extraordinaria SAPE número 310, la cual se llevará a cabo el viernes 05 de junio en horas de la tarde. El objetivo de esta es conceptuar sobre la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subárea Nariño, el cual permitiría incrementar el límite de importación desde Ecuador hasta un valor cercano a 460 MW, es decir, casi 11 GWh-día en términos energéticos.

En este punto ISA-INTERCOLOMBIA plantea que el Esquema de Separación de Áreas-ESA es, según el Acuerdo 1019, un Esquema Suplementario tipo 1, sistémico, razón por la cual solicita que se expida el Acuerdo Correspondiente para cobijar el mismo. El CND menciona que no se encuentra pendiente ninguna acción por parte de XM al respecto, y que el ESA obedece a un acuerdo operativo binacional. ISA-INTERCOLOMBIA reitera nuevamente la relevancia de cobijar a este Esquema con un Acuerdo, dado que durante el último evento de actuación del mismo hubo Demanda No Atendida-DNA en Colombia cuando se estaba importando desde Ecuador una potencia instantánea superior a 390 MW. Finalmente se acuerda discutir en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE sobre el límite de importación desde Ecuador y establecer los efetos para la estabilidad del SIN cuando se importe 460 MW en un periodo de demanda mínima.

- En el Comité de Distribución y el Subcomité de Controles el CND presentó los avances sobre la construcción de un modelo de carga validado y diferenciado para todas las áreas el SIN. Se mostraron las diferentes simulaciones para cada tipo de modelo y la composición de la demanda, establecida a partir de la información del Operadores de Red y la UPME. Respecto al trabajo futuro se destaca: i) Ajuste fino de parámetros de todas las áreas del SIN; ii) Implementación del modelo de carga en la Base de Datos-BD oficial; iii) Inclusión del modelo de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en la BD oficial; iv) Desarrollo de una plataforma para el reporte de información y v) Mantenimiento del modelo implementado.

- En el SAPE se discutió sobre la filosofía de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, teniendo en cuenta la solicitud de algunos agentes generadores para utilizar dichos dispositivos como alternativa temprana de conexión. Se concluyó por todos los miembros de dicho subcomité que el Acuerdo 1019 considera las competencias y funciones del CNO, respeta los conceptos de conexión de los transportadores y la UPME, y no cobija el atraso de proyectos de generación, o el adelanto de estos.

Sin embargo, se mencionó por parte del Consejo que, bajo condiciones de emergencia y previó a un mandato regulatorio, el CNO podría junto con el CND y la UPME autorizar un ESPS para adelantar la conexión de plantas de generación que se necesiten bajo condiciones de escasez.

- En el Comité de Distribución se definió la prueba de un indicador para cuantificar la Demanda No Atendida-DNA que se presenta en el SIN por la actuación de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS. El mismo consiste, a partir de la información reportada por los Operadores de Red, en agregar toda la DNA y diferenciarla por eventos de agotamiento de red y contingencias en el SIN.

- En las actas de las reuniones CNO 591, 592, 593, 594 y 595 se encuentra todo el detalle de las acciones y recomendaciones del Consejo respecto al seguimiento de la situación energética del país. Entre ellas destaca la definición de un indicador de monitoreo semanal al volumen útil agregado del SIN. Dicho índice se compara con una curva de “Referencia”, que es producto de una simulación determinística de la operación del sistema, considerando, entre otros supuestos:

Horizonte de simulación de dos (2) años.

Curva de Aversión al Riesgo-CAR, que fue construida considerando los niveles mínimos históricos estacionales de cada embalse del SIN, con información desde el año 2004.

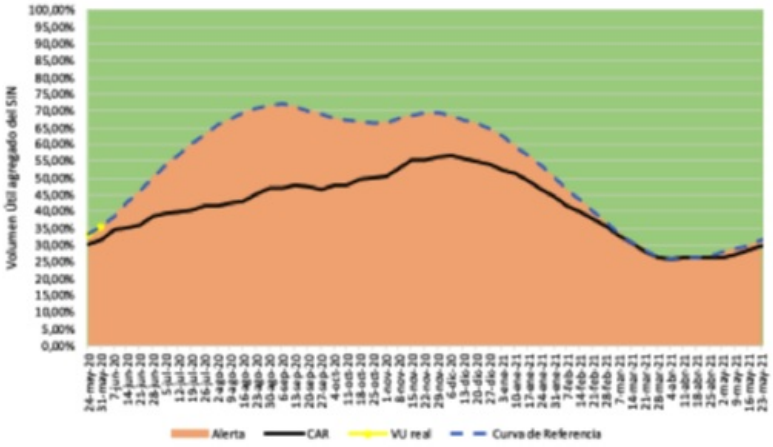
Cumpliendo con la solicitud del CACSSE, la demanda de energía eléctrica durante los dos (2) años de simulación llega al escenario alto de la UPME, revisión octubre de 2019, de la siguiente manera: Escenario bajo en los

meses de mayo, junio, julio y agosto de 2020, escenario medio en septiembre, octubre y noviembre de 2020 y escenario alto desde diciembre de 2020 hacia adelante.

Respecto a los aportes hídricos, la simulación determinística considera la hidrología del caso contingencia (2015-2016 acotado al esperado), definida en la reunión número 396 del 14 de mayo de 2020 del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO.

No se consideran importaciones desde Ecuador en todo el horizonte de análisis.

Se considera un desbalance promedio en el SIN de 7.7 GWh-día.



Se está analizando con los desarrolladores de la página del CNO y XM la posibilidad de generar una interfaz de importación de datos, para la construcción del tablero de seguimiento del indicador. Pendientes de reunión con las personas de tecnología de XM.

- Se convocará próximamente un CNO no presencial para la aprobar la inclusión de una nueva firma en la lista de los auditores al Centro Nacional de Despacho-CND de XM.

- Se menciona que durante la reunión CACSEE 53 se abordaron los siguientes temas: i) Situación climática del país (IDEAM); ii) situación energética actual y el panorama energético de mediano plazo (CND); y iii) actividades durante la emergencia, los acuerdos aprobados y el indicador de seguimiento al volumen útil agregado del SIN de acuerdo con la situación energética actual (CNO).

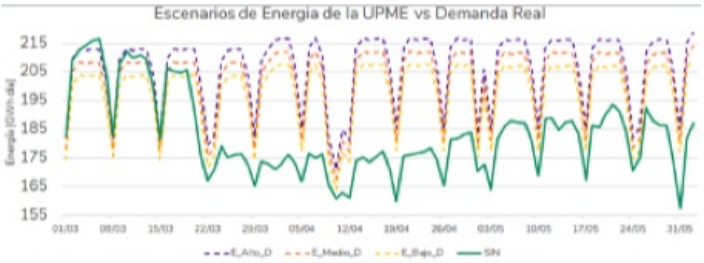
Conclusiones

- Las propuestas de TEBSA,GECELCA y TVALLE se llevaran al SPO para su estudio.

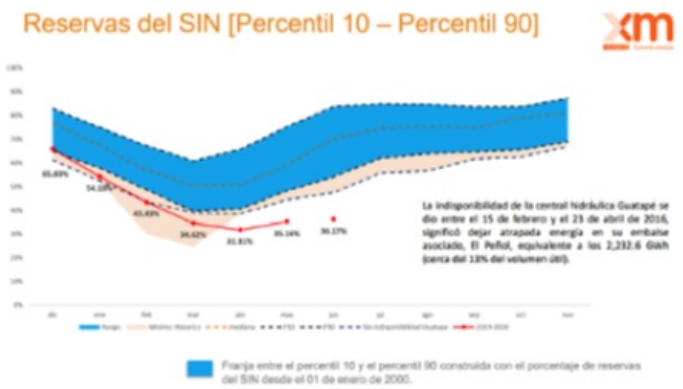
4. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar al Consejo la situación eléctrica y energética del SIN y los riesgos asociados.	INFORMATIVO		

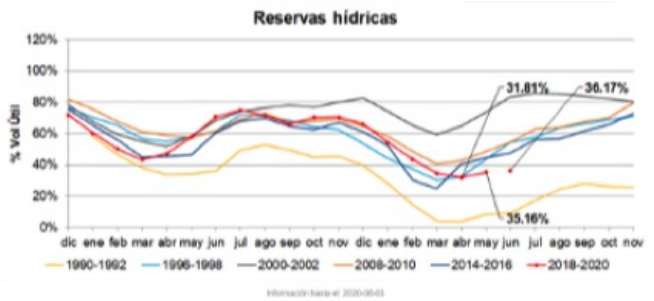
Desarrollo

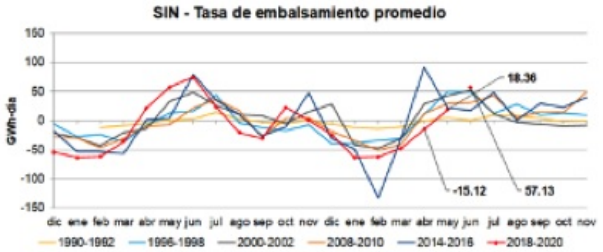
El CND presenta como han evolucionado hasta la fecha las principales variables energéticas del SIN. En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de estas:

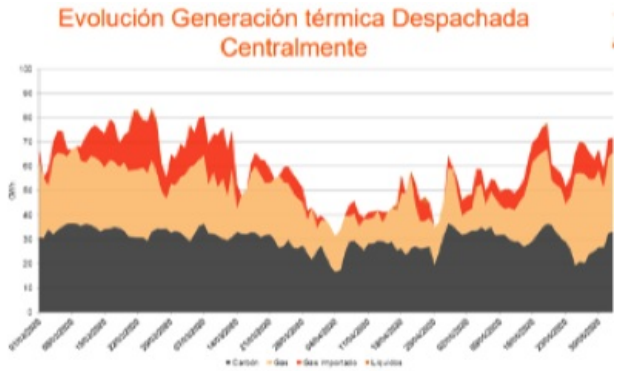


Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.6% en mayo cerca del -8.2%, y en lo que va corrido de junio cerca de un -11.2%

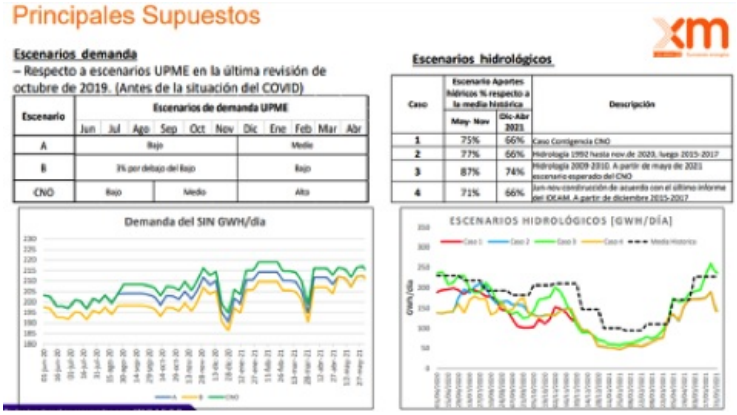


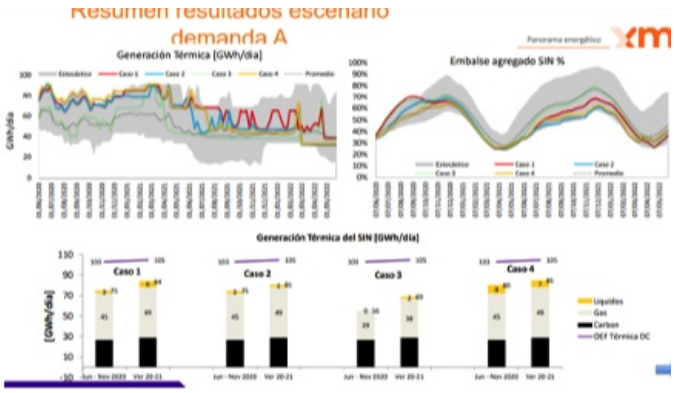


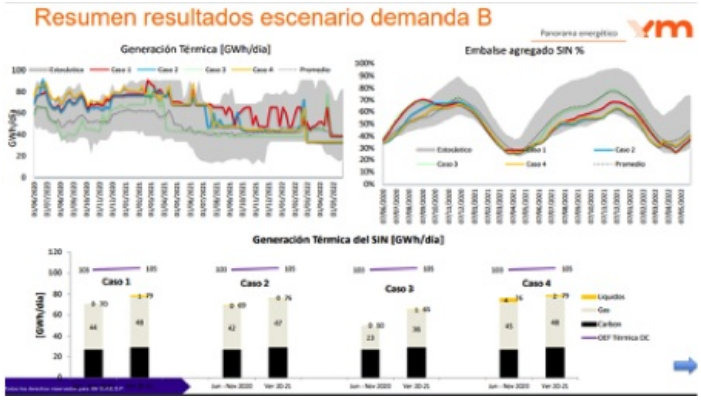


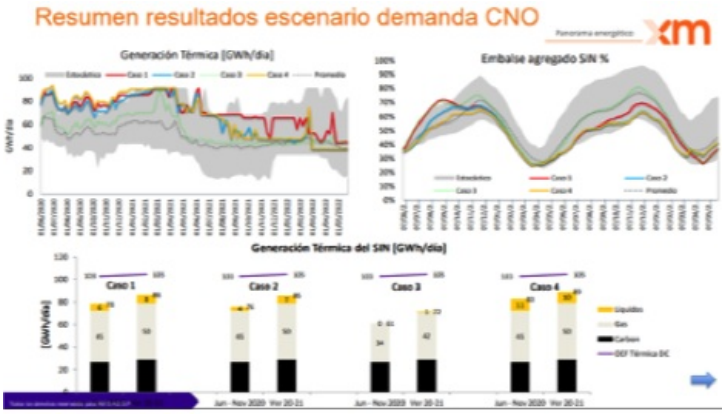


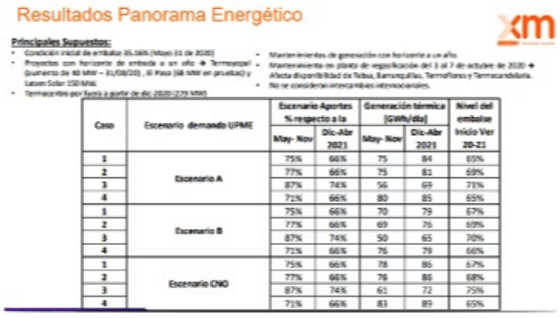
Respecto al panorama energético, en las siguientes gráficas se presenta el resultado de la simulación de la operación del SIN para un horizonte de dos años, y las conclusiones que se derivan de este análisis energético.









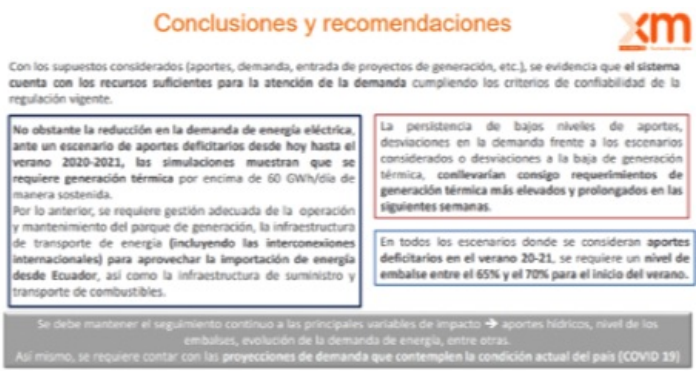


Resultados Panorama Energético

Principales Supuestos:

- Condición inicial de embalse 35.56% (Mayo-31 de 2020)
- Proyectos con horizonte de entrada a un año → Termoeyopal (puntuno de 40 MW – 31/08/20) , El Paso (68 MW en prueba) y Latsen Solar 150 MW.
- Termocentro por fuera a partir de dic 2020 (279 MW)
- Mantenimientos de generación con horizonte a un año.
- Mantenimiento en planta de regasificación del 1 al 7 de octubre de 2020 → Afecta disponibilidad de Tebsa, Barranquilla, Termoflores y Termocandelaria.
- No se consideran intercambios internacionales.

Caso	Escenario demanda UPME	Escenario Aportes % respecto a la		Generación térmica [GWh/día]		Nivel del embalse Inicio Ver 20-21
		May- Nov	Dic-Abr 2021	May- Nov	Dic-Abr 2021	
1	Escenario A	75%	66%	75	84	65%
2		77%	66%	75	81	69%
3		87%	74%	56	69	71%
4		71%	66%	80	85	65%
1	Escenario B	75%	66%	70	79	67%
2		77%	66%	69	76	69%
3		87%	74%	50	65	70%
4		71%	66%	76	79	66%
1	Escenario CNO	75%	66%	78	86	67%
2		77%	66%	76	86	68%
3		87%	74%	61	72	75%
4		71%	66%	83	89	65%



Conclusiones y recomendaciones

Con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), se evidencia que **el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda** cumpliendo los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

No obstante la reducción en la demanda de energía eléctrica, ante un escenario de aportes deficitarios desde hoy hasta el verano 2020-2021, los simulaciones muestran que se requiere generación térmica por encima de 60 GWh/día de manera sostenida.
Por lo anterior, se requiere gestión adecuada de la operación y mantenimiento del parque de generación, la infraestructura de transporte de energía **(incluyendo las interconexiones internacionales) para aprovechar la importación de energía desde Ecuador**, así como la infraestructura de suministro y transporte de combustibles.

La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones en la demanda frente a los escenarios considerados o desviaciones a la baja de generación térmica, **conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.**

En todos los escenarios donde se consideran **aportes deficitarios en el verano 20-21**, se requiere un **nivel de embalse entre el 65% y el 70% para el inicio del verano.**

Se debe mantener el seguimiento continuo a las principales variables de impacto → aportes hídricos, nivel de los embalses, evolución de la demanda de energía, entre otras.
Así mismo, se requiere contar con las **proyecciones de demanda que contemplen la condición actual del país (COVID 19)**

Respecto a la manera que se presentan los resultados, el Consejo solicitó al CND ajustar en las presentaciones la referencia a la demanda CNO, ya que realmente la misma obedece a una solicitud puntual del CACSSE y MINENERGÍA.

- En las situaciones operativas, el CND manifiesta que se han presentado las siguientes indisponibilidades por bajo nivel de embalse:

- **La Tasajera:** el 17 de mayo se tuvieron redespachos por cambios de disponibilidad de 306 MW a 204 MW en **7 periodos** por bajo nivel de embalse (**8.98%**). Disponibilidad que se mantuvo entre el 23 y el 31 de mayo.

- **San Carlos:** el 25 de mayo se tuvieron redespachos en **11 periodos** por cambio de disponibilidad (de 930 MW a 155 MW en 3 periodos, de 930 a 310 MW en 6 periodos y de 930 MW a 0 MW en 2 periodos), lo anterior debido al nivel del embalse cercano al mínimo técnico en (**2.23%**)

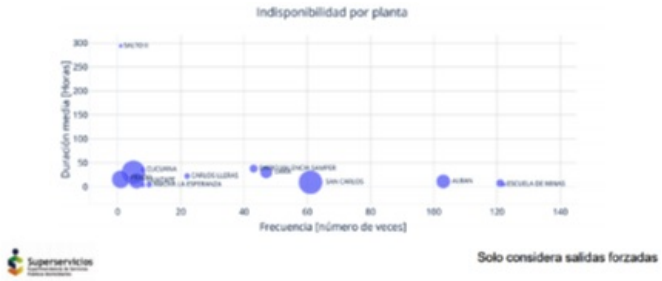
El detalle del comportamiento de los indicadores de la operación se puede consultar en la presentación de XM, la cual hace parte integral de esta Acta.

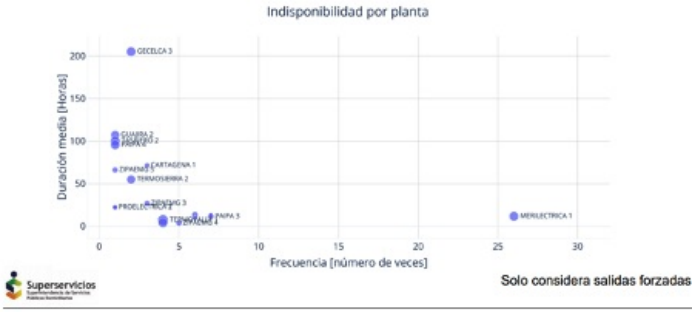
Conclusiones

5. Comportamiento del mercado eléctrico Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas - UMMEG - SSPD.	NO	Presentar el informe del Mercado Energético por parte de la Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas de la SSPD.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta el seguimiento a las principales variables del mercado de electricidad:





Indicadores de disponibilidad real vs. OEF

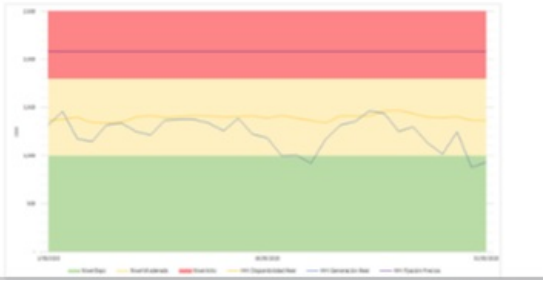
ICOEF

Planta	Abril	Mayo
TERMOSIERRA8	30	27
FLORES 4B	2	27
PROELECTRICA 1	30	27
MERILECTRICA 1	0	21
TERMOCANDELARIA 1	4	17
GECELCA 3	8	15
ESCUELA DE MINAS	2	13
CARLOS LLERAS	5	12
CARTAGENA 1	0	10
ZIPAEMG 4	4	7
ZIPAEMG 5	4	7
TASAJERO 2	2	6
PAIPA 4	4	5
ZIPAEMG 2	1	5
TERMOVALLE 1	2	5

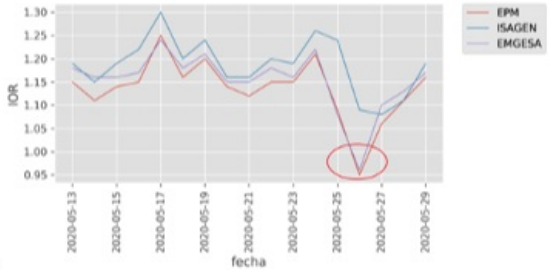
$ICOEF^{AS}$

Planta	Abril	Mayo
FLORES 4B	2	27
ESCUELA DE MINAS	0	17
TERMOCANDELARIA 1	4	17
GECELCA 3	9	15
CARLOS LLERAS	6	13
CARTAGENA 1	0	10
ZIPAEMG 4	2	10
ZIPAEMG 5	3	9
PAIPA 2	0	7
TASAJERO 2	2	6
PAIPA 4	4	5
ZIPAEMG 2	1	5
PAIPA 3	0	5
ZIPAEMG 3	4	4
TERMONORTE	0	4

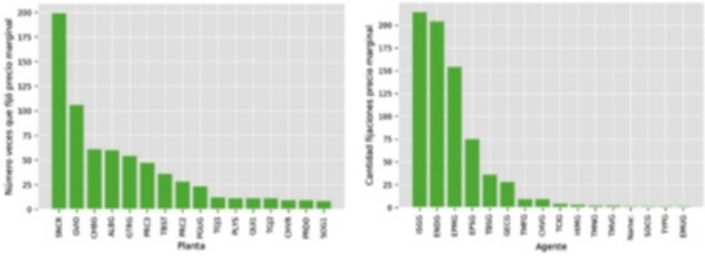
Indicadores de concentración (mayo 2020)



Evolución IOR mínimo (mayo 2020)



Fijación precio marginal



Respecto a esta presentación, se acordó entre varios miembros del Consejo y la SSPD revisar el número de días disponibles de las unidades de generación por debajo de sus Obligaciones de Energía en Firme, tener mayor desagregación para algunos indicadores e incluir en las gráficas del comportamiento del precio de bolsa las bandas de precio máximo y precio mínimo.

Conclusiones

- Unidad de monitoreo esta abierta a recibir las observaciones de los agentes sobre las variables analizadas.

6. Varios	NO	Presentar los temas de varios anunciados.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

- EPM presentó la situación actual sobre la afectación del personal operativo que está encargado de la construcción de ITUANGO. Se presentó un brote de COVID 19 en el campamento, ello por una persona que estuvo en contacto con un infectado y no lo informó. En total hay 147 personas afectadas por el CORONAVIRUS, las cuales están aisladas en el campamento. Debido a esta situación, el proyecto de generación sufrirá un retraso, es decir, estará en servicio a partir del año 2022.

- Proxima reunión ordinaria del Consejo el 2 de julio.

- La UPME no presentó el informe correspondiente.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte