



Acta de reunión
Acta N° 645
7 Octubre, 2021 Gotomeeting

Acta Reunión CNO 645

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
GECELCA	Angela Padilla	NO	SI
ISAGEN	Armando Ealo	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Cindy Navarro	NO	SI
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EMGESA	Juan Miguel Molano Torres	NO	SI

EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CODENSA	Manuel Gómez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
XM	Xiomara Alexandra Gómez Valencia	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
SSPD	Alejandro Páramo	SI	NO
SSPD	Antonio Jiménez	SI	NO
CNO GAS	Fredi López	SI	NO
SSPD	Hernán Navarro	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ISAGEN	Jorge Acosta	NO	SI
SSPD	Jorge Eduardo Zuluaga	SI	NO
AIR-E	Juan Cardozo	NO	SI
MME	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AIR-E	Katheryn Donado	NO	SI
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
SSPD	Miguel Velásquez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
		Aprobaciones

2	09:15 - 09:45	<ul style="list-style-type: none"> • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	09:45 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:15 - 12:00	Informe UPME.
6	12:00 - 12:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

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

Desarrollo

El Ideam presentó los siguiente temas:

- Indicadores septiembre 2021
- Seguimiento Climatológico
- Predicción Climática
- Análogos

Los indicadores muestran que el Pacífico ecuatorial está entre situaciones neutras y frías marcadas por las anomalías de temperatura. El clima en el país estuvo muy condicionado por el movimiento de la zona de confluencia intertropical y la sondas de Maiden-Julien. Lo esperado para la segunda temporada invernal del año es que se vea muy influenciada por la posible presencia de un fenómeno de La Niña moderado.

La temporada de huracanes ha estado muy activa y se espera que termine la misma más alta que el promedio.

Conclusiones

- Bajo el panorama reciente, las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional, la activa temporada de huracanes y la probable evolución a condiciones La Niña.

2. ACTAS Y ACUERDOS CNO 645	NO	Presentar las actas pendientes de aprobación y los acuerdos recomendados para aprobación por parte del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO
-----------------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES:

- ACTA 639: Publicada para comentarios el 30 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, EPM y ENEL CODENSA.
- ACTA 640: Publicada para comentarios el 31 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, ENEL CODENSA y EPM.
- ACTA 641: Publicada para comentarios del 30 de agosto. Comentarios de XM, ISAGEN, AES COLOMBIA, PROELECTRICA, TEBSA, GECELCA y EPM.
- ACTA 642: Publicada para comentarios el 30 de agosto. Comentarios de AES COLOMBIA, PROELECTRICA, ENEL CODENSA, ISAGEN, EPM, GECELCA y TEBSA.
- ACTA 643: Publicada para comentarios el 4 de octubre. Comentarios de XM, EPM y ENEL CODENSA y TEBSA.
- ACTA 644: CNO NO PRESENCIAL.

Las actas 639, 640, 641, 642 fueron aprobadas en tanto la 643 se dio un plazo adicional de una semana para comentarios y su aprobación se hará en la próxima reunión ordinaria.

2. ACUERDOS:

- Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Miraflores
- Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta de generación Termocandelaria 2
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociado a las

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociado a la planta de generación Cartagena 2

Estos acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Se presentaron los antecedentes de la solicitud de EMGESA de modificación de la metodología de cálculo de la serie hidrológica Guavio en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables SURER y en el Comité de Operación y se informó que según lo previsto en el numeral 5.2.1 del Acuerdo 1420 de 2021, en el que se prevé, si al finalizar el proceso de realimentación en el SURER, este conceptúa que la metodología no cumple con lo previsto en los numerales 6, 7.1., 7.2 y 7.3; esta circunstancia se debe informar al Comité de Operación, quien después de analizar el tema debe hacer una recomendación al CNO. A continuación se presenta la recomendación del Comité de Operación votada de manera mayoritaria, tomada del acta de reunión 368 del 30 de septiembre de 2021:

“El CO acuerda recomendar al CNO aprobar el ajuste a la metodología que propone EMGESA sujeto a un plan de trabajo presentado por EMGESA para realizar el ajuste en la topología y metodología de estimación de los caudales, de tal forma que estos reflejen la realidad física del recurso de generación, es decir, que sean representados los tres ríos de manera independiente con las desviaciones y capacidad de los túneles. Dicho plan deberá ser representado en el mes de noviembre al SURER quien estará a cargo de hacer seguimiento”. El representante de ISAGEN solicita que EMGESA haga primero los ajustes y luego presente los resultados al SURER y se trabaje con la serie vigente, mientras se hace la actualización. La representante de EPM considera que debe darse cumplimiento al Acuerdo y está de acuerdo con la propuesta de ISAGEN, ya que preocupa el incumplimiento del Acuerdo por parte de EMGESA. El representante de URRÁ manifiesta la inquietud que tiene sobre qué sucede si se aprueba la recomendación de aprobación de la metodología y luego EMGESA presenta los ajustes y continúa sin cumplir con el Acuerdo. Para XM ya hay un plazo para que EMGESA presente la actualización de la serie, que vence en octubre y manifiesta que con la propuesta de metodología presentada la serie se encuentra en una mejor condición a la actualmente declarada, no obstante, considera que tampoco se está cumpliendo con el Acuerdo 1420. Se somete a consideración del CNO la recomendación del CO: EPM e ISAGEN no están de acuerdo con la recomendación del CO, GECELCA considera que el tema debe regresar al SURER. Los demás integrantes del CNO están de acuerdo con la recomendación del CO y se solicita que esta decisión sea presentada en la siguiente reunión del SURER, para que allí conste su decisión.

Conclusiones

- Las actas 639, 640, 641, 642 fueron aprobadas en tanto para el acta 643 se dio un plazo adicional de una semana para comentarios y su aprobación se hará en la próxima reunión ordinaria.
- Los acuerdos presentados fueron aprobados por el Consejo.
- Con respecto a la metodología de cálculo de la serie de Guavio, el CNO está de acuerdo con la recomendación del CO y solicita que esta decisión sea presentada en la siguiente reunión del SURER, para que allí conste su decisión.

3. INFORME CNO 645	NO	actividades y compromisos del Consejo, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

1. Del 30 de septiembre al 01 de octubre de 2021 se llevó a cabo la Jornada de Supervisión y Ciberseguridad del Consejo. Los ejes temáticos del evento fueron los siguientes:

- a. Convergencia TI/TO.
- b. Interoperabilidad y estandarización de tecnologías de sistemas eléctricos.
- c. Supervisión de la demanda, DER, observabilidad y prosumidores.
- d. Subestaciones digitales.
- e. Políticas de seguridad digital11.
- f. Avances ciberseguridad-.

2. El 7 de septiembre del 2021 se realizó la Jornada Académica del Subcomité de Plantas con la siguiente agenda:

- a. Positive and Negative Impacts Associated with Real Time Markets. Doctor Frank A. Wolak, Professor Stanford University.
- b. Modelos computacionales para la simulación de la producción de plantas renovables de generación. Profesor Andrés González Mancera, Departamento de Ingeniería Mecánica Universidad de los Andes.
- c. Significado y alcance de los sistemas Power to X en el contexto de la Transición Energética. Profesor Andrés Amell, Facultad de Ingeniería-Coordinador del grupo Gasure Universidad de Antioquia.

Las memorias de las Jornadas del CNO se están publicando en el espacio de Videos de la página del CNO.

3. En el Comité Legal se avanza en la identificación de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros del Consejo, en cumplimiento de la Ley 2099 del 2021.

4. Se entrega el presupuesto preliminar de funcionamiento CNO 2022 considerando la participación de 17 miembros según la Ley 2099.

Aspectos Técnicos:

5. El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En la pasada reunión DISPAC, CELSIA, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA mostraron sus avances e indicaron las fechas estimadas para cumplir con sus planes.

6. En el marco de las actividades encomendadas al grupo de trabajo conformado por el CND y los Subcomités de Controles y Análisis y Planeación Eléctrica, se culminaron los análisis acerca del impacto sistémico de implementar una curva VQ para el control de tensión por parte de los generadores basados en inversores. Los análisis del CND evidencian que, si bien hay una reducción de las reservas de potencia reactiva para el control de voltaje, bajo los supuestos considerados no se evidencian situaciones que puedan comprometer al SIN. Se preparará comunicación por parte del grupo de trabajo para informar a la CREG los resultados obtenidos.

7. La Universidad de los Andes presentó recientemente sus avances al grupo de trabajo conformado por los Subcomités de Plantas-SP y Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo, sobre las actividades definidas en el convenio específico. Al respecto vale la pena resaltar la reciente colaboración de CELSIA, quien suministró información asociada a una de sus plantas fotovoltaicas. Una vez la Universidad complemente las pruebas de escritorio, se presentará al CNO un resumen de los productos desarrollados, que son esenciales para el cumplimiento de las tareas asignadas al Consejo en el marco de la Resolución

CREG 201 de 2017.

8. En el marco del grupo de trabajo creado para cumplir con las tareas asignadas por la CREG en sus Artículos 19 y 34 de la Resolución 075 de 2021, el CND propuso una redacción para el Acuerdo del Consejo que instrumenta dichos artículos. El documento en este momento está siendo revisado y se espera próximamente convocar al grupo para tener la propuesta final del mismo.

9. En los Subcomités de Planeamiento Operativo, Análisis y Planeación Eléctrica, y en el Comité de Operación, se recomendó al CND implementar en sus estudios los siguientes indicadores básicos de cuantificación de la flexibilidad, obtenidos a partir de una simulación detallada de la operación del SIN:
 - a. Demanda Neta.
 - b. Magnitud de rampas horarias e intra horarias, junto con sus desviaciones.
 - c. Valor Esperado de Rampa Insuficiente.
 - d. Número de eventos de “ciclaje” (arranques y paradas).
 - e. Envolvente de flexibilidad.
 - f. Capacidad de almacenamiento y transporte.
 - g. Vertimientos de generación renovable-curtailment.

El grupo de trabajo de flexibilidad priorizará los indicadores a calcular, dando prelación a aquellos con los que ya se cuenta con información.

Adicionalmente, se sugirió al CND considerar en sus estudios de Resiliencia y Flexibilidad el aporte de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, para lo cual es necesario consolidar la información de estos en el Comité de Distribución, priorizar y construir la formulación matemática de los indicadores (grupo de trabajo flexibilidad), y realizar las simulaciones para generar la información necesaria para su cálculo (CND).

10. Próximamente se convocará a los Comités de Transmisión y Distribución para construir las minutas de los contratos estandarizados, que darían cumplimiento a la tarea asignada al CNO y CAC por el artículo 33 de la Resolución CREG 075 de 2021.

11. En el Comité de Operación se informó que el Subcomité de Controles evaluó la experiencia del profesional Gonzalo Alexis Espinoza de la empresa Estudios Eléctricos, el cual cumplió con los requisitos solicitados para entrar al Anexo de referencia del Acuerdo 1383 de 2020 *“Por el cual se actualiza la integración de la lista de auditores de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR”*.

12. El 16 de septiembre de 2021 se llevó a cabo la reunión de operación del área Caribe. Se acordó seguir haciendo seguimiento a la situación del área con la siguiente periodicidad:
 - Seguimiento de proyectos (Comité de Distribución).
 - Chinú - Boston (mensual) AFINIA.
 - Cambio aisladores El Banco y El Paso (mensual) AFINIA.
 - Proyecto La Loma 110 kV (mensual) y ampliación capacidad red 110 kV entre La Loma y Copey (trimestral) AFINIA.
 - Proyecto Colectora (mensual) GEB.

 - Planes de expansión de los Operadores de Red (trimestral) AIR-E /AFINIA.
 - DNA sistema (mensual) CND.
 - Paralelismo que se está formando entre el STN y el STR al entrar en servicio transformadores directamente 500/110 kV y 500/66 KV, sin pasar por la red de 220 kV (SAPE).
 - ESPS y planes de desmonte (SAPE).
 - Subestaciones anillo e impacto sobre la confiabilidad (SAPE).
 - Niveles de corto de subestaciones (SAPE).

13. Se envió a MINENERGÍA la comunicación relacionada con el seguimiento del radar de proyectos, y una comunicación a la CREG reiterando la solicitud del CNO de septiembre del 2019, sobre regular las situaciones operativas en las que se presenta demanda no atendida por agotamiento de red. También se reenvió la propuesta de abril de 2020 sobre las responsabilidades por la afectación de la demanda debido a la aplicación de la excepción prevista en la Resolución CREG 153. Las comunicaciones se pueden consultar en la página WEB del CNO.
14. En el Comité de Operación DRUMMOND presentó el estado de su conexión definitiva al STN. De dicha presentación se destaca:
- El estudio de impacto ambiental - EIA se encuentra en ejecución por parte de GEB. Se planea radicar en diciembre 2021, dependiendo de la respuesta a la solicitud de procedencia de consultas previas.
 - El documento de solicitud de procedencia de consulta previa fue radicado por GEB en septiembre 2021. Se estima recibir respuesta en noviembre para poder determinar los tiempos de radicación del EIA.
 - La ingeniería básica y de detalle está en proceso con un avance del 80%.
 - Las negociaciones prediales están en proceso con un avance del 50%.
 - El retraso en el avance presupuestado, debido a los efectos de las restricciones causadas por el COVID-19, ha rezagado el cronograma del proyecto de conexión a Rio Córdoba y la fecha acordada con el CNO para la puesta en servicio del proyecto de conexión.
15. ITCO informó al Comité de Operación que se está presentando fuga de SF6 en la subestación Montería 220 kV, situación que ha sido difícil de atender dado que se requiere la desconexión de la bahía de línea de Montería hacia Urabá por un periodo de 8 días. A pesar de la gestión con los agentes del área y el CND, no se ha podido llegar a un acuerdo, por lo cual técnicamente una alternativa podría ser una conexión temporal tipo "T" en Montería (inviabile regulatoriamente). Dado que estas conexiones en situaciones particulares pueden servir para minimizar el impacto de algunos mantenimientos, por ejemplo, y es una alternativa que no está contemplada en la regulación, el Comité de Operación acordó informar al CNO para definir si envía una comunicación a la CREG

El Secretario Técnico recomienda al CNO llevar la situación de Drummond y de las conexiones en T de emergencia a la reunión que mensualmente se tiene con la CREG. El CNO está de acuerdo.

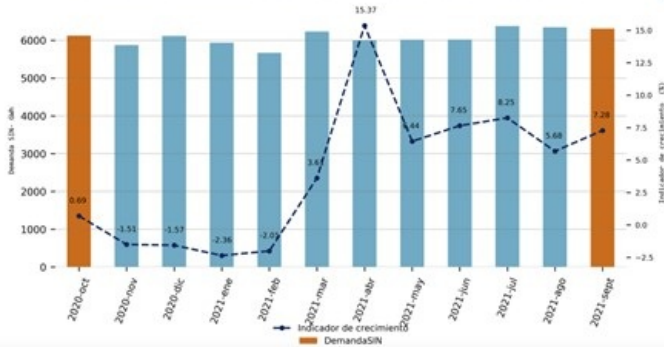
Conclusiones

- Llevar la situación de Drummond y de las conexiones en T de emergencia a la reunión que mensualmente se tiene con la CREG.

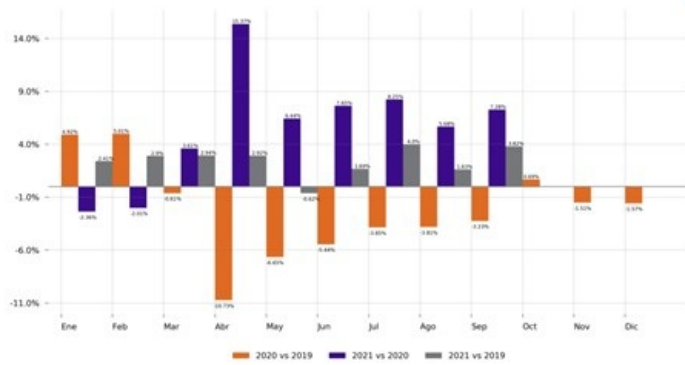
Desarrollo

En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de las principales variables energéticas:

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



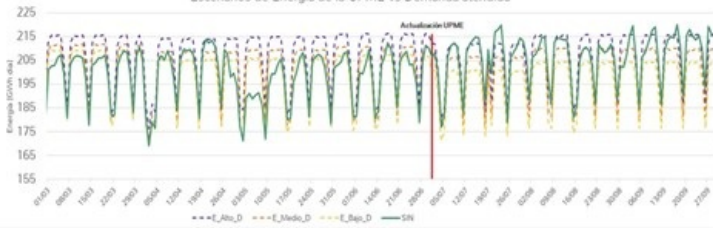
Crecimiento Demanda del SIN



Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

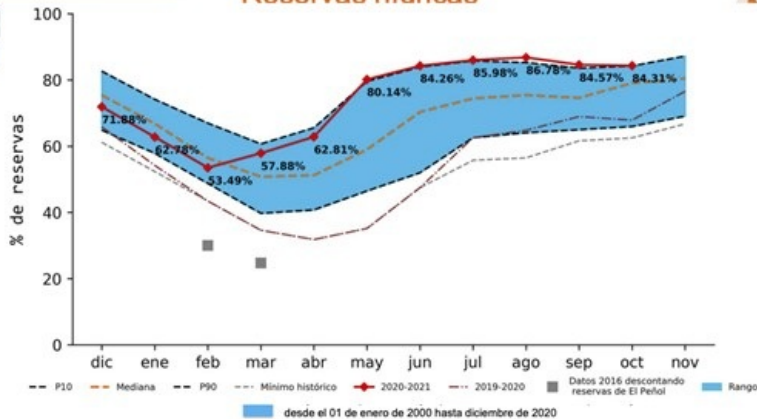


Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



lic para ingresar a Power BI

Reservas hídricas



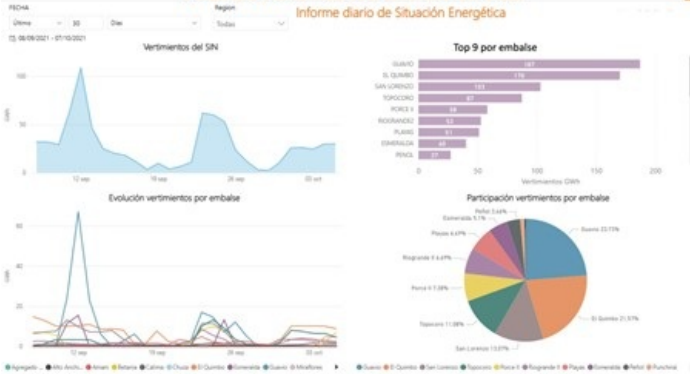
Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

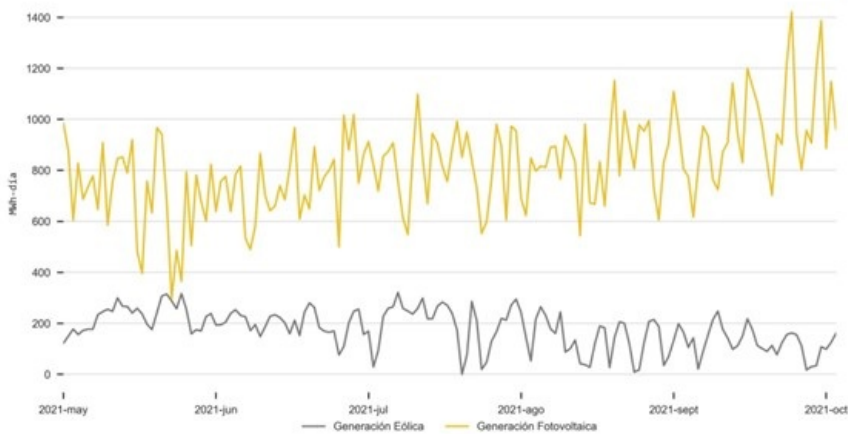


Análisis vertimientos últimos 30 días

Informe diario de Situación Energética



Generación FERNC



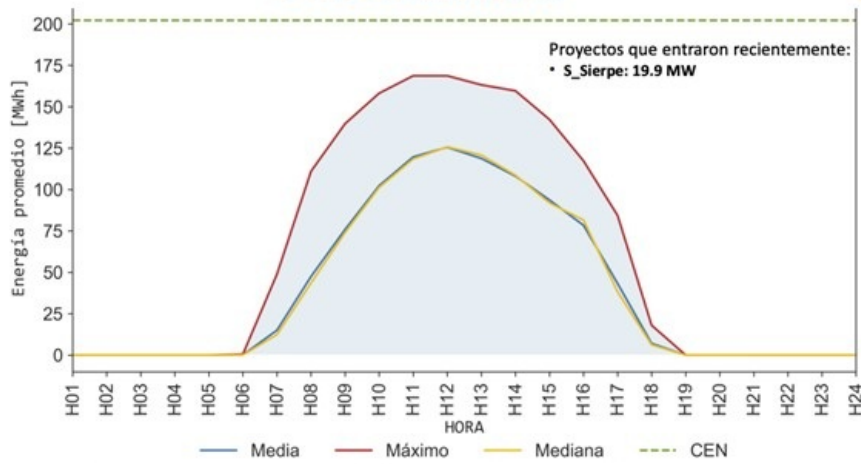
Cursos Eólicos: Jeparichí 1 - 15

Cursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar Carmelo, Granja Solar Belmonte, El Paso, Trina-Vatia BSLJ, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII, Balsa Bolívar, Balsa Bolívar II

Información actualizada el 2021-10-05

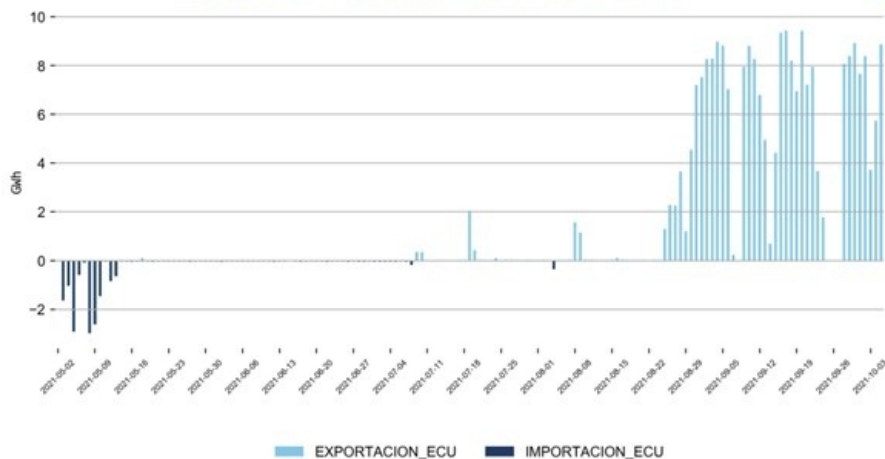
Información actualizada el 2021-10-07

Curva Generación Solar



responde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2021 hasta el 30 de septiembre de 2021

Importaciones y exportaciones de energía



Sobre las exportaciones a Ecuador, XM informa que la planta Coca Codo Sinclair se encuentra en un mantenimiento.

Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



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

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle de proyectos de generación:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
S_Cordoba	Solar	9.9	30/10/2021
TERMO JAGUEY	Termico	21.87	31/10/2021
TERMORUBIALE	Termico	21.87	31/10/2021
S_Levapan	Solar	9.9	15/12/2021
S_PalmaSeca	Solar	28	15/12/2021
S_Barranca	Solar	19.9	30/12/2021
S_Ciboga1	Solar	9.9	31/12/2021
S_PoloNuevo2	Solar	9.9	31/12/2021
S_Roldanillo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Tucanes	Solar	9.9	31/12/2021
H_Chomera	PCH	15	31/12/2021
S_Malambo	Solar	9.9	31/12/2021
S_Alma1	Solar	9.9	1/01/2022
S_Bstlanos4	Solar	19.9	31/03/2022
S_Bstlanos5	Solar	17.9	31/03/2022
S_Delphitelli	Solar	16.5	28/02/2022
H_TZII	PCH	10.5	30/03/2022
ELTESORITO	Termico	198.7	30/04/2022
H_Zeus	PCH	9.9	31/05/2022
H_Milansolome	PCH	20	15/06/2022
S_LatamSolar	Solar	150	30/06/2022
H_Obita	PCH	20	13/07/2022
ITUANGO	Hidro	300	27/07/2022
S_SanFelipe	Solar	90	1/08/2022
S_ElCampano	Solar	99.9	31/08/2022
S_Cartago	Solar	99	1/10/2022
ITUANGO	Hidro	600	27/10/2022
C_CANDELARIA	Termico	546	30/11/2022
TERMOCARIBE3	Termico	47	30/11/2022
ITUANGO	Hidro	900	14/01/2023
S_Guayupo	Solar	200	1/02/2023
H_Windgeshi	Edifica	200	31/03/2023
S_Guayupo	Solar	400	1/05/2023
ITUANGO	Hidro	3200	10/09/2023

Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214 y que tienen una CEN mayor a 9.8 MW.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021-2022 (TCENTRO 2020-2021)

Escenarios analizados

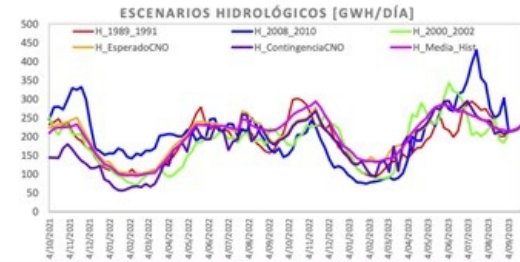
Demanda

A Escenario Alto de la UPME

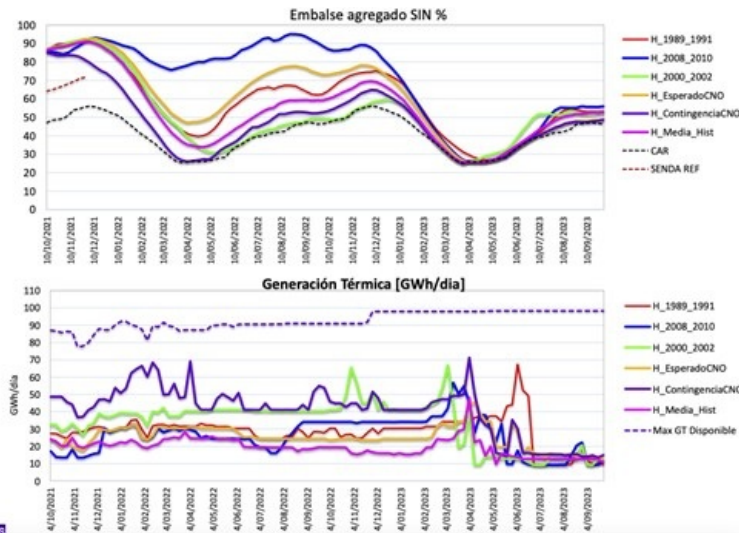


Hidrología

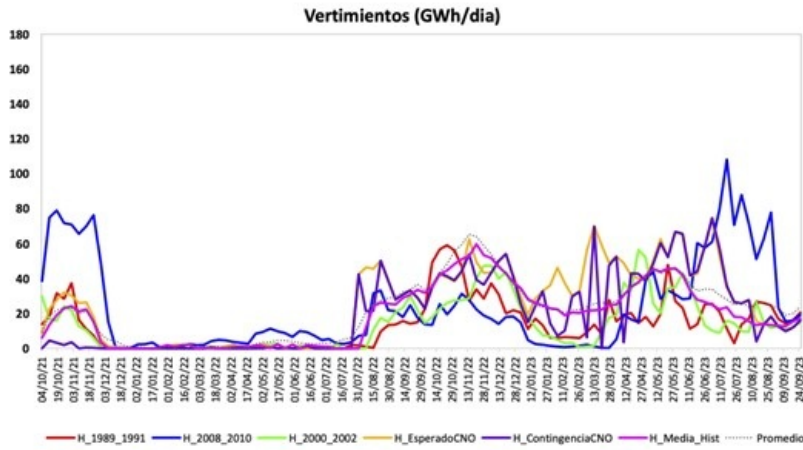
<p>H 1989-1991: hidrología histórica del periodo sept de 1989 a agosto de 1991</p> <p>H 2008-2010: hidrología histórica del periodo sept de 2008 a agosto de 2010</p> <p>H 2000-2002: hidrología histórica del periodo sept de 2000 a agosto de 2002</p>	<p>4 Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.</p> <p>5 Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.</p> <p>6 H Media histórica: hidrología media histórica.</p>
---	--



Resultados



Resultados



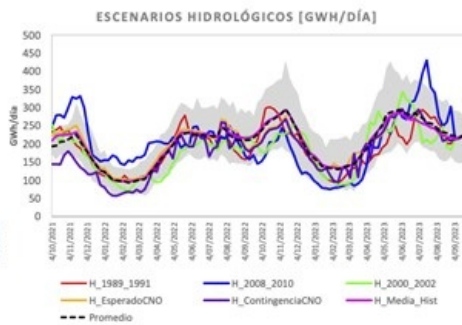
Escenario Estocástico

Demanda

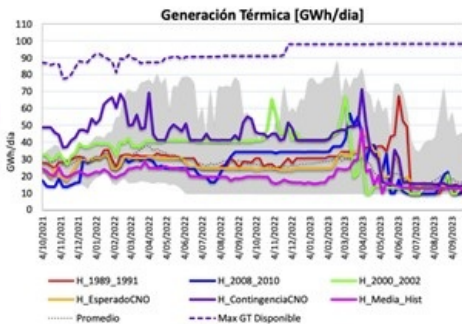
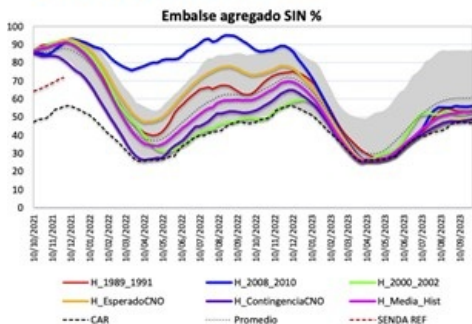
Escenario Alto de la UPME

Hidrología

100 Series Sintéticas - Hidrología Histórica

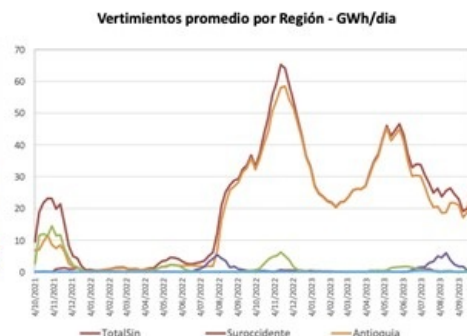
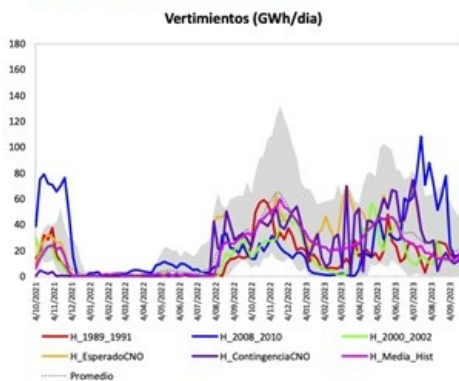


Escenario Estocástico



Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario Estocástico



Durante los próximos meses de invierno se espera un incremento en los valores promedios de vertimiento del SIN.

Conclusiones y recomendaciones

- En el horizonte de 2 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
- La abundancia del recurso primario hídrico ha conllevado a la ocurrencia de vertimientos en varios embalses del sistema al agotar su capacidad de almacenamiento y considerando el panorama climático se espera que dichos valores de vertimiento vayan en aumento en lo que resta del 2021.
- Se recomienda hacer seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN

Panorama Energético de Largo Plazo

Simulación tipo Estocástica
100 series hidrológicas
Horizonte: 5 años, resolución mensual

Condición inicial
Septiembre 30: 84.57%

Demanda
Escenario Alto UPME Junio-21

Expansión Generación
* Nuevos proyectos con OEF y CLPE en el horizonte.
* Proyectos iniciaron tramites con XM según acuerdo CNO 1214

1577 MW	905 MW
1200 MW*	525 MW

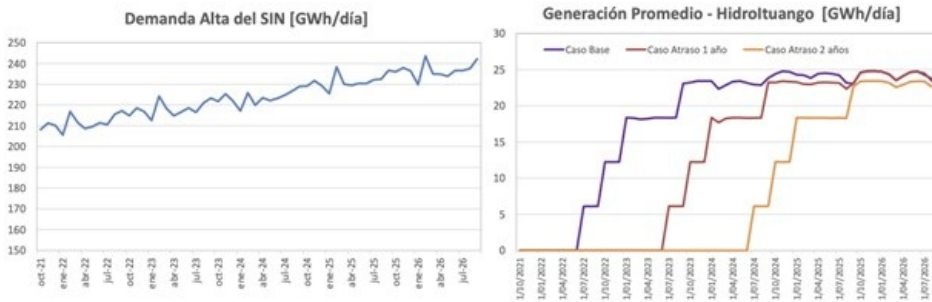
Proyectos con OEF y CLPE

3 escenarios evaluados

- Caso Base:** Se consideran proyectos con OEF o CLPE hasta 2026 sin atrasos de Hidroituango
- Caso 1Y atraso pry Ituango:** Se considera 1 año de atraso de Hidroituango
- Caso 2Y atraso pry Ituango:** Se consideran 2 años de atraso de Hidroituango

Proyecto	CEN	Fecha (Sin atraso)	Fecha (Atraso 1 año)	Fecha (Atraso 2 años)
Hidroituango (H)	300	27/07/2022	27/07/2023	27/07/2024
Hidroituango (H)	300	2/10/2022	2/10/2023	2/10/2024
Hidroituango (H)	300	14/01/2023	14/01/2024	14/01/2025
Hidroituango (H)	300	10/09/2023	10/09/2024	10/09/2025

Análisis Energéticos de Largo Plazo



Resultados Análisis Energéticos de Largo Plazo



Próximas estaciones de verano

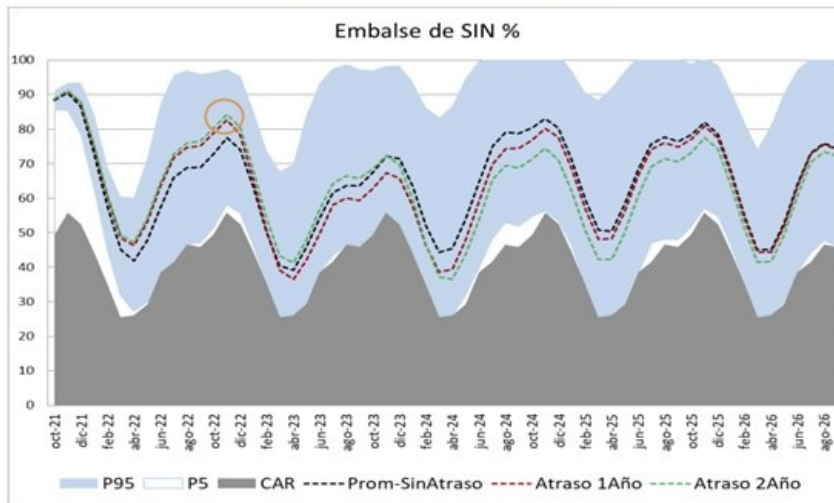
	Gen. Térmica Promedio Veranos [GWh/día]											
	2021-2022			2022-2023			2023-2024			2024-2025		
	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95
Base Sin atraso	22.33	9.74	45.21	22.46	8.73	58.15	15.97	8.63	41.28	16.95	8.69	44.39
Escenario1 1 año atraso HidroItuango	26.27	10.24	46.44	33.38	9.73	76.37	20.81	8.63	50.74	18.52	8.69	47.00
Escenario2 2 años atraso HidroItuango	26.47	10.14	43.85	36.19	15.50	75.07	31.62	8.81	71.33	24.42	8.69	62.37

	Costo Marginal Promedio Veranos [USD/MWh]*											
	2021-2022			2022-2023			2023-2024			2024-2025		
	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95	Prom	PS	P95
Base Sin atraso	32.8	15.4	55.7	33.0	5.1	72.9	22.9	0.0	72.8	23.5	0.1	74.0
Escenario1 1 año atraso HidroItuango	37.9	18.5	59.7	49.6	21.1	82.0	31.7	1.5	77.3	26.6	0.3	75.5
Escenario2 2 años atraso HidroItuango	37.7	18.9	59.6	52.4	26.2	75.3	49.5	13.5	84.1	37.0	0.8	84.0

*Los costos marginales no incluyen CEE ni Fazni

Para los casos simulados considerando atraso de los proyectos Ituango 1200 MW, se observa una alta exigencia para el parque termoeléctrico en condiciones de hidrología deficitaria, especialmente durante el verano 2022-2023. ✕

Resultados Análisis Energéticos de Largo Plazo

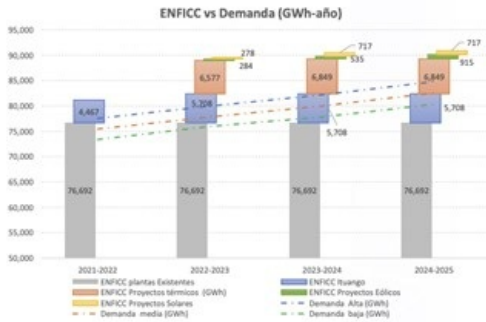


Ante el atraso de Ituango, el modelo indica la necesidad de contar con reservas suficientes para afrontar los veranos donde se ausente este proyecto de generación.

Conclusiones y recomendaciones

- En el horizonte de 5 años, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad en todos los casos simulados.
- Para el verano 2022- 2023 se observa que de presentarse fenómenos climáticos de hidrologías deficitarias, ante escenarios de atraso del proyecto Ituango, se requiere una exigencia a la disponibilidad de los actuales recursos de generación, a la infraestructura de abastecimiento de los diferentes combustibles y a la disponibilidad máxima de las redes del SIN; además, hacer un adecuado uso de las reservas del SIN de forma que garanticen niveles de embalse alto al inicio de la estación de verano y un seguimiento permanente a los demás proyectos de generación que se encuentran en desarrollo.
- Ante la ausencia del proyecto HidroItuango, el modelo energético indica que para reducir los riesgos de desabastecimiento, requiere en términos promedio, contar con mayores reservas de embalse al inicio de los veranos donde no se cuenta con dicho recurso.
- Necesario continuar haciendo seguimiento a la información de fecha de entrada de proyectos y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN

A continuación se presentan los resultados del análisis ENFICC - Demanda:



	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Proyectos Térmicos				
Ituango - 1200 MW	2U			
El Tesorito - 200 MW	NA			
CC Candelaria - 241 MW	NA			
Rubiales y Jagüey - 39 MW	NA			
Termocaribe 3 - 42 MW	NA			
Proyectos Eólicos				
Windpenhi - 195 MW	NA			
En Cuestecitas 500 kv* - 573 MW	NA			
En Colectora 500 kv* - 548 MW	NA			
Proyectos Solares				
La Loma - 170 MW	NA			
El Paso - 68 MW	NA			
Guayepo - 400 MW	NA	NA		

Consideraciones
 Proyecciones de demanda UPME publicadas en junio de 2021
 No se consideran las OEF de los proyectos Miel II, Termosolo 1 y Termosolo 2 (345 MW)
 Se consideran las fechas de entrada de proyectos informadas al CND con corte a 30 de septiembre de 2021
 La ENFICC de las plantas existentes es de acuerdo a la última verificación realizada a la fecha
 Se considera por fuera la planta Termocentro ya que no tiene asignaciones de Obligaciones de Energía firme a partir del 01/12/2021

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

*El total de proyectos eólicos a conectarse en Cuestecitas y en Colectora corresponde a 2104 MW

Se cumple con el balance ENFICC demanda. Se consideran las últimas proyecciones de la demanda de la UPME. XM informa que el cambio en generación térmica 22-23 se debe al proyecto Jagüey-Rubiales, que entra con una conexión temporal y por esto se suma a la vigencia 23-24.

El detalle del comportamiento de los indicadores de Operación se puede consultar en la presentación adjunta a esta Acta.

Sobre los eventos transitorios de frecuencia, se informa que durante el mes de septiembre de 2021 se presentaron 5 eventos. El representante de la UPME pregunta si se saben las causas de estos eventos, y al respecto se informa que el evento de la subestación Salitre se debió a una mala actuación del diferencial de barras y la salida de Yopal 1 y 2 se debió a dificultades técnicas. El análisis de estos eventos se está haciendo en el Subcomité de Protecciones. Finalmente, se pregunta a TEBSA por el futuro de la planta de regasificación, teniendo en cuenta que las OEF finalizan en noviembre del 2025. El representante de TEBSA manifiesta que están a la espera del pronunciamiento de la UPME y que la CREG reconozca la importancia de esta terminal para la atención confiable de la demanda.

El representante de la SSPD informó que hicieron unos requerimientos a las siguientes empresas y que están pendientes de sus respuestas: ISAGEN, EMGESA, AES, CELSIA.

Conclusiones

5. INFORME UPME	NO	Presentar el estado de avance de los proyectos del SIN por convocatorias.	INFORMATIVO		
-----------------	----	---	-------------	--	--

Desarrollo

Se informa que no hay cambios significativos respecto al informe presentado en la anterior reunión. Entre los aspectos a tener en cuenta esta en que el proyecto La Loma STR finalizó la consulta previa y ya se radicó el EIA. Comparten la necesidad de analizar la situación de Drummond. El proyecto Cerro Chinu Copey avanza bien, se modificó el EIA y eso corrió un poco la fecha estimada. Sobre el proyecto Virginia- Nueva Esperanza se está consultando la fecha de inicio de la obra. Sobre Chivor-Norte Bacatá se cuenta con una licencia condicionada, se espera que en octubre se de inicio a la construcción. Sobre Quimbo -Alferez, las actividades están paralizadas y no avanza la construcción. Sobre la Colectora, la fecha estimada es octubre de 2024, se sigue en consulta previa y se está a la espera de una nueva FPO.

Conclusiones

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

-El Secretario Técnico del CNO gas hace la presentación de los mantenimientos de gas. Informa que no hay mantenimientos que afecten la generación térmica. Informa que están trabajando en las lecciones aprendidas de los pasados eventos. Adicionalmente, informa que se van a retomar las tareas de coordinación gas electricidad. Informa que en marzo hay un mantenimiento de la plataforma Chuchupa.

- El Secretario Técnico los invita a todos al Congreso MEM. Está confirmada la participación del Ministro de Minas y Energía.

- Se consulta por los plazos del acuerdo que aprobó la Guía de Ciberseguridad, y se informa que esto será tratado por el Comité de Supervisión y Ciberseguridad del mes de octubre.

-Se organizará la fecha de presentación del mercado intradiario de XM de manera que sea una presentación abierta.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte