



Acta de reunión
Acta N° 766
3 Octubre, 2024 Oficinas C.N.O.

Reunión CNO 766

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
PRIME TERMOFLORES	Patricia Mejia	SI	NO
PRIME TERMOFLORES	Jose Serje	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENEL Colombia	Andres Velasco Sánchez	NO	SI
TRANSELCA	Carlos Linero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ENEL Colombia	Daniel Toro	NO	SI
ENEL Colombia	Eder Geovanny Cárdenas	NO	SI

TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Hector Rosero	SI	NO
Prime Energy	Javier Ferreira	SI	NO
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
ENEL Colombia	Laura Osorio	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
XM	Victor Manuel Meza	NO	SI
EPM	Carlos Orduz	SI	NO
UPME	Andrés Peñaranda	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
CNOGas	Fedri López	SI	NO
ENEL Colombia	Javier Cepeda	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
IDEAM	Tatiana Sierra	SI	NO

Agenda de reunión

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

2	09:15 - 09:45	Aprobaciones Actas pendientes. Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe secretario técnico.
4	10:45 - 11:45	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
5	11:45 - 12:15	Informe UPME.
6	12:15 - 12:30	Varios. - Propuesta regla operativa en PAGUA.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la actualización de las diferentes variables que influyen en el clima nacional.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El estado de las diferentes variables que tienen alta influencia en el clima nacional es: ENOS en situación neutral, las ondas MJJ en fase convectiva y la temporada de huracanes por encima de lo esperado. En septiembre se llevó a cabo el tránsito de la fase subsidente intensa de las ondas MJO y se observa propagación de estas ondas poco coherente. La estadística de la temporada de huracanes hasta septiembre es: 11 tormentas y 6 huracanes; han transitado 4 ondas transportando humedad. El Pacífico Ecuatorial muestra las mayores anomalías de temperatura negativas en la zona 3-4. El panorama no ha cambiado, sin embargo, desde el punto de vista de precipitaciones, se espera un mes de octubre normal, noviembre normal y diciembre por encima de lo normal. La probabilidad de “La Niña” sigue siendo superior al 70 %, es decir, se presentaría este fenómeno durante el último trimestre del año en curso.					
Conclusiones					

1. Aunque se esperan condiciones La Niña, la ocurrencia del fenómeno como tal aún es una incertidumbre (es decir, que su persistencia perdure por 5 trimestres consecutivos o más).
2. Acorde al consenso emitido por el IRI, se estima un evento de La Niña a partir del trimestre septiembre-octubre-noviembre, con una probabilidad del 71%, y se prevé que perdure hasta el trimestre enero-febrero-marzo de 2025 con una probabilidad del 63%; posiblemente alcanzando su fase de madurez en el trimestre noviembre-diciembre-enero con una probabilidad del 83%.
3. A pesar de lo anterior, el modelo probabilístico publicado por el IRI el 19 de septiembre indica que, condiciones de La Niña solo se presentarán por cuatro trimestres consecutivos entre octubre-noviembre-diciembre/24 y enero-febrero-marzo/25, pero con probabilidades cercanas al 60%.
4. Con base en lo anterior, aún es probable que la segunda temporada de lluvias de las regiones Caribe, Andina y Pacífica, centrada en octubre y noviembre, esté influenciada por condiciones La Niña, ya que los indicadores dados tanto por el consenso, como por la predicción probabilística y la pluma de modelos coinciden en predecir dicha fase del ENOS para esta época del año.
5. En respuesta a ello, el modelo de predicción climática del IDEAM para la precipitación estima durante el trimestre consolidado octubre-noviembre-diciembre/24, precipitaciones entre 10% y 40% por encima de la climatología de referencia 1991-2020 en las regiones Caribe y Andina; particularmente sobre los Santanderes, centro de Cundinamarca, Tolima, Huila y oriente del Valle, Cauca y Nariño. De la misma manera se prevén aumentos de lluvia entre 10% y 20% en el Chocó y Valle sobre la región Pacífica. Para la Orinoquía se prevén precipitaciones dentro de los valores históricos, excepto en Casanare, Meta y sectores del oriente de Vichada donde se esperan aumento de las precipitaciones entre 10% y 20%. En la Amazonía, en general, se prevén precipitaciones dentro de los valores históricos, excepto en el oriente de Caquetá, norte de Vaupés y oriente de Amazonas donde se prevén déficits de precipitación entre un 10% y 30%.
6. Para el trimestre consolidado enero-febrero-marzo/25 se prevén incrementos de precipitaciones superiores al 20% con respecto a los promedios 1991-2020 para la mayor parte de las regiones Caribe, Andina, Pacífica y Orinoquía. Para la Amazonía se estima aumento de precipitaciones entre 10% y 20% en Guainía y Putumayo; para el resto de la región se prevén precipitaciones dentro de los promedios climatológicos excepto en Caquetá, Guaviare y Vaupés donde se esperan déficit de lluvias entre un 10% y 20%.

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

Desarrollo

1. ACTAS: Las Actas 758 y 759 fueron aprobadas. Para las Actas 762, 763, 764 y 765, se da un plazo de una semana para comentarios, y su aprobación se daría en la reunión ordinaria de noviembre del Consejo.
2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos se presentaron al Consejo:
 - Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los parámetros de los sistemas de control de velocidad de la unidad Tasajero 1.
 - Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las unidades 2, 3 y 4 de la planta de generación Urrá.
 - Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las plantas Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII y Trina-Vatia BSLIII.
 - Por el cual se aprueba la adición de la configuración 3 de la planta Cartagena 2.
 - Por el cual se aprueba la actualización de los parámetros tiempos de calentamiento y los valores numéricos de las rampas de la planta Termocaribe III.
 - Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de la información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse La Esmeralda.

Se aprueban todos los Acuerdos presentados. Respecto a la modificación del periodo para llevar a cabo la batimetría del embalse La Esmeralda, AES alerta que el número de firmas disponibles para realizar las mismas es mínimo; solo existen dos empresas. En este sentido, el Consejo acuerda explorar con firmas internacionales interesadas para buscar más oferentes, aclarando que las batimetrías no son auditadas y no hay una lista del CNO que las habilite.

Conclusiones

- Se aprobaron las actas 758 y 759.
- Se aprobaron los acuerdos presentados.

3. INFORME CNO 766	NO	Presentar el desarrollo de las gestiones administrativas y técnicas del Consejo, comités, subcomités y grupos de trabajo.	INFORMATIVO	NO	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo
Temas administrativos:

1. Las Jornadas Técnicas de los Subcomités de Plantas, Protecciones, Comités de Supervisión y Ciberseguridad se llevaron a cabo en modalidad virtual durante el mes de septiembre del año en curso. Durante estos eventos se reunieron cerca de 100 funcionarios de las **empresas**, consultores, universidades y autoridades del sector. Las agendas se caracterizaron por un alto contenido técnico, con temas afines a los que vienen desarrollando los comités y subcomités respectivos. Resta la jornada del Subcomité de Controles en noviembre para completar la agenda de eventos académicos del año 2024.
2. Se presenta para decisión del Consejo la propuesta de Governance Consultants: *“Propuesta de Alineación Estratégica desde la Gobernanza para el CNO”*, que tiene como objetivo llevar a cabo un proceso integral de alineación, revisión y reestructuración de elementos estratégicos del CNO, basado en la identificación de sus retos actuales y desafíos futuros, desde un enfoque centrado en fortalecer su gobernanza. El valor económico de la propuesta es de 120 millones de pesos más IVA y tiene una duración de 6 meses. A continuación, las actividades y el cronograma preliminar propuesto:

Alcance, metodología y entregables

Consejo Nacional de Operación



Actividad	Descripción
Alineación metodológica	Reunión de kick-off para la alienación de expectativas y explicación del alcance de la consultoría.
Simulacro de Crisis	Taller de inicio del proyecto para la activación de la reflexión.
Fase de entendimiento: El rol del CNO en el contexto actual	Entrevistas individuales y diligenciamiento de cuestionarios electrónicos para identificar el grado de alineación de los actores y grupos de interés del CNO.
Desarrollo del documento – Reporte	Estructuración del documento que recogerá los principales hallazgos y el análisis del proceso.
Taller: “Entendiendo nuestra realidad”	Taller de presentación de los hallazgos y priorización de recomendaciones preliminares con el equipo del CNO.
Construcción de la Hoja de Ruta	Definición a partir de las conclusiones y priorización realizada en el taller la Hoja de Ruta para el CNO.
Presentación del Reporte Final	Reunión final con CNO para la presentación de Reporte y la Hoja de Ruta

≡ Calendario estimado

*Este es un calendario preliminar. El Plan de trabajo final será discutido en la reunión de alineación metodológica.

Actividades	Meses					
	1	2	3	4	5	6
• Alineación metodológica						
• Simulacro de Crisis						
• Fase de entendimiento: El rol del CNO en el contexto actual						
• Desarrollo del documento - Reporte						
• Taller: "Entendiendo nuestra realidad"						
• Construcción de la Hoja de Ruta						
• Presentación del Reporte Final						

El Consejo aprueba llevar a cabo el ejercicio estratégico con Governance Consultants en los términos presentados en la oferta y recomienda iniciar trámites de contratación y ajustes en cronograma.

3. ENEL presentó el proyecto Nueva Bocatoma y obras conexas en la central de Guavio. Dentro del proceso de socialización se tienen previstas reuniones informativas y una audiencia pública en el municipio de Gachalá. En este sentido, se proponen dos (2) acciones para consideración del Consejo:

- Comunicación desde el CNO dirigida a MINENERGÍA con copia a las autoridades pertinentes, resaltando la importancia de la Central para el SIN.
- La participación del CNO en la Audiencia Pública Ambiental del 19 octubre del año en curso.

Con respecto del envío de la comunicación, el Consejo aprueba la misma. Verificar con ENEL a quien se le dirigirá.

Acerca de la participación en la audiencia pública de Gachalá el Consejo analizo los riesgos de la participación. ENEL retiró esta solicitud al Consejo.

Temas técnicos:

4. A continuación, se presentan los temas relevantes de los Subcomités, Comités y Grupos de Trabajo:

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.52 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.
- Desde el punto de vista de la situación climática, el IDEAM prevé un mes de septiembre deficitario en materia de precipitaciones, y reitera que se espera un fenómeno de "La Niña" durante el último trimestre del año con una probabilidad de ocurrencia del 70 %.
- ENEL presentó la descripción topológica del embalse agregado Bogotá, identificando los diferentes puntos de conexión de los embalses individuales con la central hidroeléctrica PAGUA. Indicó que la demanda del acueducto de Bogotá, por sus características de atención y responsables por su gestión (Comité hidrológico del río Bogotá), genera problemas en la ejecución del modelo HIDENTICC. Resalto que el recurso hídrico está disponible para la generación de energía eléctrica, pero la gobernanza del embalse junto con otros aspectos como los tiempos de tránsito, no permiten disponer del agua inmediatamente. En este sentido, se acordó llevar el tema al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO para identificar la forma de modelar las particularidades de la cadena.
- Se construyó por parte del Subcomité la propuesta de modificación del Acuerdo 1815 sobre la modelación de las plantas solares fotovoltaicas, incorporando aclaraciones sobre el factor de degradación, rango de variación de ciertos parámetros y cifras decimales.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se identificó un mal desempeño en algunas plantas de generación basadas en inversores en diferentes eventos del Sistema. Se evidenció para algunos casos mala parametrización de los inversores, dificultades en los puntos de conexión común y limitadores de potencia reactiva, parametrización incorrecta de la curva FRT e incumplimiento de la curva PQ. Respecto a la regulación primaria de frecuencia, algunos generadores informaron que están ajustando sus estatismos para que los inversores cumplan con los requisitos

establecidos.

- Si bien para la fecha de la reunión del subcomité la Comisión no había contestado la solicitud de concepto sobre los periodos para la ejecución de pruebas auditadas, una vez culminen las transiciones de las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, el día 1 de octubre del año en curso el regulador respondió, indicando que el periodo para la ejecución de estas empieza a partir de la terminación del régimen de transición. Asimismo, aclaró que las plantas que no cumpla con los requisitos permanecerán en condición de pruebas, independientemente si son nuevas o si estaban operando. El concepto se encuentra disponible en la página web del Consejo.
- El CND presentó la revaluación de la holgura del SIN y los parámetros para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC. Los cambios sugeridos fueron conceptuados positivamente por el subcomité. Se acordó para el mes de octubre del año en curso presentar la revaluación de reservas del SIN en función del cambio esperado en la composición de la matriz de generación del Sistema.
- Se presentó por parte del operador del Sistema las plantas que están incumpliendo los acuerdos relacionados al proceso de validación de modelos de unidades sincrónicas de generación, estas son: La Loma, Guavio 1, 2 y 3, Paipa 1, Jeques, Termocandelaria 3, Troneras 1, Guadalupe III 1, 2 y 3, y La Tasajera 1 y 3.

Subcomité de Plantas-SP:

- ENEL y el CND presentaron los “atrapamientos” y balances de generación que se están evidenciando desde la programación de la operación, que eventualmente podrían limitar la producción de plantas solares fotovoltaicas con compromisos de Energía en Firme. Al respecto, y dada la condición hidrológica esperada, se acordó discutir este tema en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Comité de Operación-CO.
- Respecto al balance de gas durante el 24 y 28 de octubre del año en curso, periodo donde se llevará a cabo el mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe, el CNO gas comentó que sólo identificó 24 GBTUD adicionales para las plantas térmicas del área a través de la modalidad de “parqueo”. En este sentido, y dada la necesidad de casi 91 GBTUD para la generación de seguridad del área Caribe 2, la Demanda No Atendida-DNA identificada previamente por el CND se mantiene. El operador del Sistema manifiesta que el racionamiento se presentaría en todos los periodos del día, y este se enmarcaría en el literal b) de la Resolución CREG 119 de 1998, es decir, racionamiento programado con cobertura regional. Vale la pena mencionar que el CNO gas indicó, a pesar del balance, que el déficit no se observa en su sector y no sería un racionamiento programado. Finalmente, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD llamo la atención a los generadores del grupo térmico por la falta de alternativas ante la indisponibilidad de la terminal de regasificación.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El subcomité también emitió concepto positivo sobre la revaluación de la holgura del SIN y los parámetros para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC.
- Se formuló y envió carta a la CREG sobre la prohibición explícita de la cesación momentánea de potencia, y la activación de la regulación primaria de frecuencia para eventos de subfrecuencia para la Generación Basada en Inversores-IBR. El documento puede ser consultado en la página web del Consejo.
- Se acordó llevar a cabo una jornada académica de estudios tipo Electromagnetic Transients-EMT durante el mes de marzo del año 2025, y una nueva jornada de restricciones cuando la UPME publique el segundo paquete de obras urgentes y el Plan de Expansión de Transmisión.
- Respecto a las restricciones asociadas a los atrapamientos y balances de generación por limitaciones de red, se analizará cada una de ellas en las reuniones ordinarias del subcomité.
- Finalmente, con relación a las dudas que surgieron de la 5° versión del estudio de flexibilidad, se acordó construir un documento “case” de preguntas para que sea complementado por los integrantes del grupo y posterior envío al CND.
- El subcomité sesionó extraordinariamente para aprobar un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, que permitió la recuperación del segundo circuito Termocandelaria-Tertera 220 kV. Dicho ESPS estuvo vigente durante los dos (2) días del periodo de la consignación.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- A partir de la formulación de nuevos indicadores para complementar los índices actuales de confiabilidad del Código de Operación, a saber, número de casos con déficit, valor esperado de racionamiento de energía-VERE y valor esperado de racionamiento de energía condicionado-VEREC, se acordó definir un plazo de dos (2) semanas para revisarlos y escoger cuales serían recomendados para adopción por parte de la CREG, previa aprobación del Comité de Operación-CO y el CNO.

- Se programará reunión extraordinaria del subcomité para abordar los siguientes temas: i) ajustes a la metodología de construcción de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR; procedimiento para la construcción de la senda de referencia de verano 2024-2025, y iii) posibilidades de adopción de la metodología CVAR para la gestión del riesgo de sistemas hidrotérmicos.
- El Gestor del mercado presentó el balance de gas 2025, el cual evidenció, según ellos, que se dispone de este recurso para cubrir la demanda nacional.

Subcomité de Protecciones:

- Se presentó propuesta del CND para incluir un numeral específico asociado a los estudios de coordinación de protecciones requeridos por mantenimientos, ello en el marco de la actualización del Acuerdo 1803. Se estableció que las observaciones a esta propuesta serán recibidas hasta el 2 de octubre del año en curso.
- Se presentó la actualización de documento de lineamientos para elaborar los Estudios de Análisis y Coordinación de Protecciones-EACP, al igual que el nuevo estándar IEEE asociado a temas de protecciones.

Grupo de trabajo pronóstico plantas solares fotovoltaicas:

- Se llevó a cabo la presentación de los integrantes, su motivación, objetivos, frecuencia de reuniones y plan de trabajo. Al respecto, se sugirió por parte de la UPME invitar al DNP, generar espacios quincenales para los encuentros, e incorporar al equipo a la Universidad de los Andes y el IDEAM. Para la próxima reunión del 9 de octubre cada uno de los agentes generadores socializarán sus experiencias en los pronósticos de producción de plantas solares fotovoltaicas.

Grupo de trabajo revisión anexos 1 y 2 Acuerdo 1803:

- El CND enviara los ajustes propuestos para consulta del grupo, y los comentarios recibidos serán discutidos en la próxima reunión del jueves 3 de octubre del año en curso.

5. El CND presentó las ventajas de la medición sincrofasorial para una operación segura y confiable del SIN. Se resaltaron las diferentes aplicaciones que podrían tener este tipo de dispositivos, desde el monitoreo de la estabilidad del Sistema, la validación y mejora de modelos eléctricos, hasta la asimilación de conciencia situacional. Se solicitó por parte del operador del Sistema información de los agentes respecto a la existencia de redes WAMS o de sincrofasores. Vale la pena resaltar que, según información de los mismos operadores de red, no se tiene conocimiento de la existencia de PMU's a nivel de distribución.

6. Desde el Comité de Distribución-CD se formuló carta para la CREG sobre las necesidades urgentes de ajustes normativos por riesgos asociados a los periodos de transición de la reglamentación actual. El documento puede ser consultado en la página web del Consejo.
7. El Comité de Distribución-CD trabaja en la actualización del Acuerdo 1612, para incorporar los procedimientos asociados a la entrada en operación y ejecución de pruebas de las plantas enmarcadas en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. En este momento los operadores de red están validando el tiempo que se requeriría para responder y conceptuar sobre eventual es solicitudes. Finalmente, se llamó la atención respecto a las solicitudes de ajuste a la Resolución CREG 119 de 1998, Estatuto de Racionamiento.
8. El grupo de trabajo EDAC-DER presentó al Comité de Distribución-CD la propuesta regulatoria de ajuste, modificación y rediseño del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC. Se emitió concepto aprobatorio por parte del Comité y una vez se surta este mismo procedimiento con el Comité de Operación-CO, se presentará el documento final al CNO para su autorización y envío a la CREG.
9. En el Comité de Ciberseguridad algunos agentes manifestaron que para el mes de octubre del año en curso no podrán dar cumplimiento a la implementación de la Guía de Seguridad en su totalidad. En este sentido, se sugiere al CNO analizar la posibilidad de ampliar los plazos en el marco de la Actualización del Acuerdo 1502.
10. En el Comité de Transmisión-CT TRANSELCA informó que ya recuperó el segundo circuito Termocandelaria-Ternera 220 kV, el cual evita la limitación de la generación de la subárea Bolívar. Adicionalmente, el CND indicó que está revisando regulatoriamente la manera que se deben dan las consignas para alcanzar tensiones objetivo en el STN y STR, es decir, si a través de movimientos de taps de los transformadores de potencia o con las propias instrucciones

de tensiones objetivo.

11. Teniendo en cuenta las diferentes mesas técnicas y ejercicios realizados con respecto a la definición de la criticidad y priorización de las subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción, la UPME compartió con el CND y CNO un documento que resume y presenta varios de los ejercicios que se han realizado en esta primera etapa del proceso, el cual está abierto para comentarios.
12. La CREG llevó a cabo la socialización de la propuesta de los Consultores Javier Díaz, Christian Jaramillo y Pablo Corredor, sobre la implementación de un programa de generación horario, vinculante e intradiario en el SIN para las plantas variables. Asimismo, se presentó el proyecto normativo asociado a la modificación parcial del mercado de gas natural en Colombia. El contenido de dichos talleres esta disponible en la página web de la Comisión.
13. Se expidió el proyecto normativo CREG 701 065 de 2024, donde se establecen dos precios de activación de escasez, uno para fuentes de generación con costos variables bajos y otro para fuentes con costos altos. En la propuesta se plantea que las Obligaciones de Energía en Firme-OEF OEF se activen de manera diferencial en función del tipo de plantas; también se sugieren algunas modificaciones para la participación de demanda en el mercado de confiabilidad y el castigo a los autogeneradores, que, en condiciones de escasez, consuman más de una línea base.
14. Se expidió la Resolución CREG 101 053 de 2024, por la cual se establecen medidas transitorias para autorizar la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional-SIN. Básicamente se retoman las mismas medidas que se definieron durante el pasado fenómeno de “El Niño” 2023-2024. Asimismo, se expidió la Resolución CREG 101 054, por la cual se establece un programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía.
15. Como es de conocimiento del CNO, se expidió la Resolución CREG 101 055, por la cual se complementa la regla de evaluación de la condición del sistema en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD. En esta norma se establece que, si el embalse útil real está entre un nivel igual a la senda de referencia y el nivel que se obtiene de restar un valor X en puntos porcentuales a la senda de referencia, se entenderá que el índice NE está en un nivel de alerta. Asimismo, si dicha condición persiste por dos (2) verificaciones consecutivas, se considerará como si el índice estuviera en el nivel inferior. Por otro lado, se indica que la CREG podrá solicitar la reevaluación de los niveles de alerta y condición del sistema en cualquier momento, para lo cual el Centro Nacional de Despacho-CND procederá a realizar la evaluación con la mejor información disponible de los últimos siete (7) días, y en caso de que la evaluación indique una condición de riesgo para el sistema, con dichos análisis y la información adicional que se identifique como relevante, la Comisión procederá a confirmar o no dicha condición para dar inicio al periodo de riesgo de desabastecimiento. Finalmente, en caso de que la situación energética así lo evidencie, la Resolución permite al CND reevaluar los niveles de alerta y solicitar a la Comisión, si el resultado es riesgo, la confirmación del cambio condición. De manera independiente y con sus propios análisis, el Consejo Nacional de Operación también puede solicitar dicho cambio.
16. Se envió comunicación al Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA solicitando la activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD y la priorización de gas para el sector termoeléctrico durante el mantenimiento de la planta de Regasificación del Caribe. Las comunicaciones pueden ser consultadas en la página web del Consejo. Adicionalmente, está pendiente el envío de una segunda comunicación, con alternativas adicionales a la activación del ESRD, en la búsqueda de la recuperación del nivel de embalse definido en la senda de referencia para la estación de invierno. Con la realimentación del Consejo del día de hoy, se formulará dicha comunicación.
17. Se expidió la Resolución MINENERGÍA 40410, la cual permite interrumpir la exportación de energía hacia Ecuador. El CND aclaró en la reunión CNO 765 que esta nueva norma no modifica el cálculo y los compromisos de Energía Embalsada y Vendita-EVE del ESRD.
18. Compañía Energética de Occidente-CEO envió comunicación a la CREG donde se identifica un flujo de potencia en tránsito por activos del STR debido a los niveles de exportación de energía al Ecuador, ello antes de la expedición de la Resolución MINENERGÍA 40410.
19. En el Comité de Operación-CO ENEL planteó una regla operativa para PAGUA, cuyo objetivo es evitar los vertimientos del embalse Muña durante el periodo de aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD y bajo escenarios de altos aportes en el sector Alicachín, es decir, la cuenca baja del río Bogotá.

20. El Consejo llamó la atención sobre la incertidumbre regulatoria ante un eventual escenario donde los dos Estatutos, Racionamiento y Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, convivan simultáneamente, como podría ocurrir durante el mantenimiento de la planta de regasificación del caribe. Asimismo, indicó que las decisiones deben tomarse lo mas pronto posible, ya que el periodo de intervención de la terminal se acerca y se debe coordinar con AFINIA la logística asociada a las desconexiones.
21. ENEL planteó la posibilidad de operar la planta solar fotovoltaica Fundación por encima de su Capacidad Efectiva Neta-CEN, mientras se adelantan los trámites de cambio de dicha capacidad, lo anterior posterior a la programación de las reuniones extraordinarias de lo diferentes comités y subcomités.
22. A continuación, se presenta el resumen de las reuniones CACSSE 196, 197 y 198:

- El IDEAM reitera que se espera un fenómeno de “La Niña” durante el último trimestre del año (centrado en el mes de octubre), con una probabilidad de ocurrencia del 70 %. Indicó también que se siguen rompiendo los registros de temperatura, caudales mínimos y precipitaciones.
- El CND presentó el panorama energético de mediano plazo, las condiciones previstas por el mantenimiento de la planta de regasificación del caribe, la evolución del nivel del embalse del SIN respecto a la senda de referencia de la estación de invierno 2024 y las situaciones operativas de la subárea Bolívar por la indisponibilidad de líneas a nivel de STN y STR, que limitarían la generación de Termocandelaria.

Vale la pena resaltar que de persistir los bajos aportes durante octubre y noviembre, aún con toda la generación térmica disponible, no se alcanzará el valor de referencia de la senda de invierno 2024 del 30 de noviembre.

- El CNO gas indicó que sigue buscando con los productores mayor disponibilidad de gas nacional para la generación de seguridad del área Caribe 2. A pesar de lo anterior, los requerimientos establecidos por el CND a partir de los análisis eléctricos, 91 GBTUD, están lejos de alcanzarse.
- Para MINENERGÍA es preferible un racionamiento en el sector gas que en el sector de energía eléctrica, motivo por el cual pregunta a los miembros del CACSSE si el Ministerio tiene la potestad de escoger que sector limitar. Al respecto, el CNO gas comenta que se necesitaría de su concepto. CNO eléctrico referencia la normatividad donde queda claro que, si es posible para MINENERGÍA escoger el sector a racionar, comenta que este tipo de situaciones ya han ocurrido y recomienda finalmente priorizar el gas para las plantas térmicas.
- MINAMBIENTE reitero que el embalse agregado norte de Bogotá lo destinará exclusivamente para acueducto, lo cual podría afectar la disponibilidad de agua para las plantas de generación Paraíso y La Guaca. En este sentido, sugiere invitar al CACSSE al Comité Hidrológico del Río Bogotá.
- El CNO eléctrico recomendó activar el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento lo más pronto posible, suspender las exportaciones a Ecuador, no conectar, por ahora, la carga venezolana asociada a la subestación Corozo, activar la campaña de ahorro de energía, hacer seguimiento a las horas de operación de las plantas térmicas, actualizar el Estatuto de Racionamiento y liberar las restricciones del embalse de Ituango.

Adicionalmente, sugirió una vez más llevar a cabo la reunión exclusiva de riesgos identificados para la operación.

- Se solicitó por parte del CACSSE que el CNO le pregunte al Comité hidrológico del Río Bogotá la disponibilidad de agua para la producción de energía eléctrica durante el verano 2024-2025. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.
- Se llamó la atención por parte de ISA-INTERCOLOMBIA sobre posibles bloqueos y afectaciones del orden público si se declara racionamiento programado con cobertura regional en el área Caribe 2.
- Se solicitó un grupo de trabajo dentro del CACSSE para plantear un documento protocolo para el periodo del mantenimiento.

TERMOFLORES informa que realmente no hay gas, que ha buscado con todos los productores, pero no hay molécula adicional; en este sentido, hace un llamado a que si bien la responsabilidad es de las plantas generadoras en la búsqueda y consecución de este energético, sus acciones son posibles hasta “lo humanamente posible”.

Al respecto, el CND comenta que es consciente de la importancia del mantenimiento de la planta de regasificación, sobre todo por las últimas fallas recientes en la terminal. Aclara también que el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS inteligente que se ha sugerido sería complejo de implementar, dados los ESPS que están instalados en el área caribe, y por el riesgo de mala actuación. TEBSA aclara que la terminal no es el problema, al contrario, es una solución, y lo que realmente está pasando es una falta de toma de decisiones en materia de política energética. CNOg insiste que el problema no es del sector gas, porque la demanda esencial e industrial está cubierta, motivo por el cual este organismo no va a solicitar racionamiento programado en su sector. Insiste que el problema es del sector eléctrico. Finalmente, indica que seguirá buscando gas con los productores y que, si MINENERGIA decide racionar en el sector gas, este no sería local, sino nacional.

TERMOFLORES solicita mirar el mediano y largo plazo, buscando redundancia en el SNT de gas, con nuevas terminales de LNG y la instalación de estaciones Power To Gas. Finalmente, el CND comenta que este mantenimiento no es el primero, ya había pasado, pero antes se tenía el gas de CANACOL para el sector térmico, a diferencia de la condición actual.

Conclusiones

4. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA

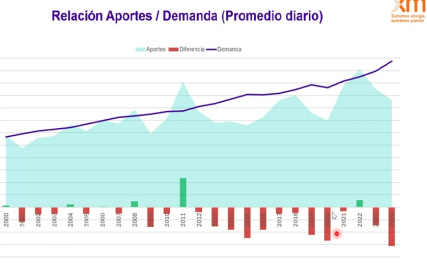
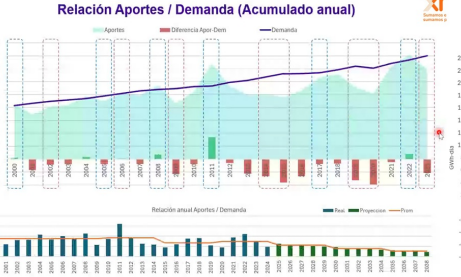
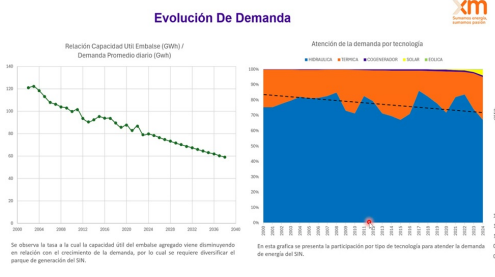
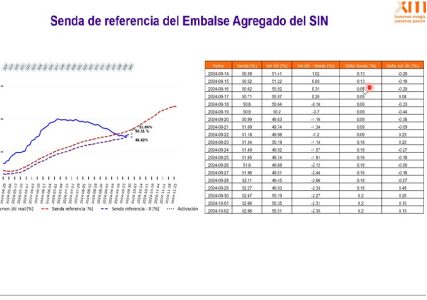
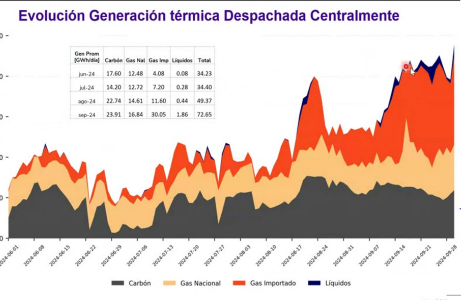
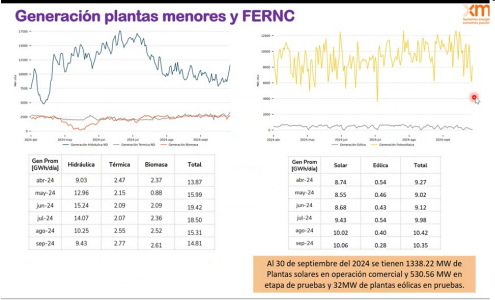
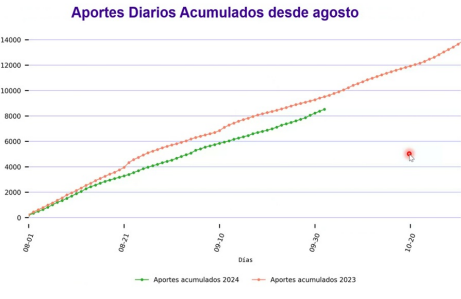
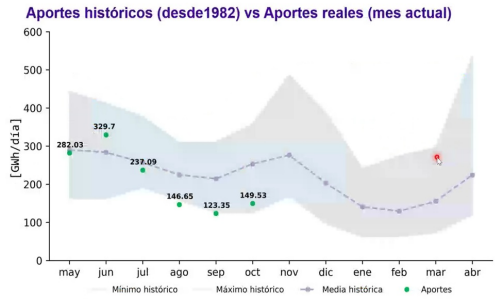
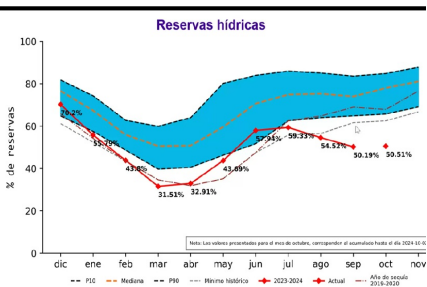
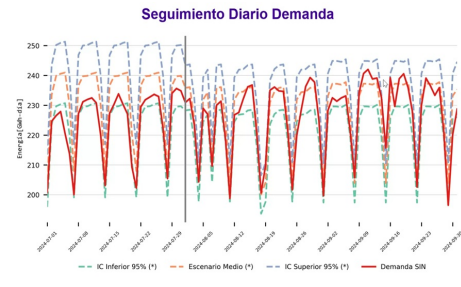
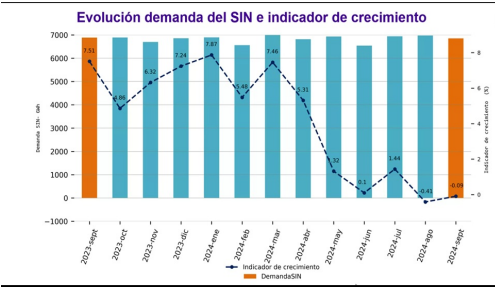
NO

Presentar el estado actual de las variables de la operación, los escenarios de planeamiento energético y los riesgos para la operación.

INFORMATIVO

Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables del SIN:



Llenado Embalse Miraflores –Actualización de información



Medellín, 30 de septiembre de 2024

Ingeniero
CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA
Director Planeación Operación
XM S.A. E.S.P.
Calle 12 sur N° 18-168
Medellín

20240130213368

RADICADO 202444023427-3 XM
MEDELLÍN, Sep 30, 2024, 7:06:11 PM
DESTINO: 2121

Asunto: Llenado Embalse Miraflores -- Alcance al comunicado radicado EPM 20230130136532 del 15 de junio de 2023.

Cordial saludo,

Con el objetivo de realizar obras de adecuación de la captación del embalse Miraflores, se identificó la necesidad de mantener el nivel del embalse en el 0% del volumen útil (cota 2030 m.s.n.m.) desde el 30 de abril de 2024 hasta el 30 de septiembre de 2024, lo cual se dio a conocer a ustedes en el comunicado EPM-20230130136532 del 15 de junio de 2023. Las fechas de la intervención mencionada fueron programadas tomando en consideración la finalización del Evento Niño 2022-2023, contribuyendo al aseguramiento de la confiabilidad energética del Sistema. Sin embargo, de acuerdo con el avance actual de la ejecución, el cual no marcha según el cronograma previsto, debido a condiciones geológicas especiales que han dificultado las excavaciones requeridas, luego de implementar acciones para optimizar la ejecución hemos estimado que las obras civiles las finalizaremos el **31 de octubre del presente año**, por lo tanto, desde esta fecha el embalse estará en condiciones de almacenar energía para su propósito.

Atentamente

GERMAN ALBERTO CAICEDO BELTRAN
Jefe de Unidad
Planeación Producción Generación Energía

A partir del **31 de octubre del presente año**, el embalse estará en condiciones de almacenar energía.

Respuesta a solicitud de actualización de parámetros de Ituango



Medellín, 25 de septiembre de 2024

Ingeniero
CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA
Director Planeación Operación
XM S.A. E.S.P.
Calle 12 sur No. 18-168
Medellín
info@xm.com.co

20240130209883

RADICADO 202444023006-3 XM
MEDELLÍN, Sep 25, 2024, 10:43:26 AM
DESTINO: 2121

Asunto: Respuesta a su comunicación con radicado **202444019384-1 XM**, asunto solicitud actualización de parámetros de la central HIDROITUANGO.

Cordial saludo,

De acuerdo con su comunicado referido en el asunto expresando lo siguiente:

"Hemos recibido su comunicación con radicado EPM 20240130173920 (Radicado XM 202444019100-3) donde se informa que la restricción del nivel máximo operativo del embalse Ituango continuará, pese a que los trabajos del taponamiento definitivo del túnel de desviación derecho estarían finalizando a finales de septiembre de este año. Al respecto, y dado lo informado en la comunicación del asunto, donde advierten que el levantamiento de esta restricción depende de tramites adicionales ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y por lo cual no se tiene una fecha definida, desde XM, en aras de garantizar que el planeamiento operativo se realice con la mejor información disponible en los horizontes de mediano y largo plazo, solicitamos a EPM actualizar el parámetro técnico Volumen

EPM informó el pasado 25 de septiembre que se encuentran realizando las evaluaciones técnicas para definir el nivel máximo físico del embalse ITUANGO con el propósito de realizar los ajustes respectivos.

El CND reitera nuevamente la importancia de actualizar los parámetros del embalse Ituango. EPM comenta que, a pesar del taponamiento de la galería auxiliar derecha, las restricciones de embalse no se pueden liberar. En este sentido, se acuerda enviar comunicación a MINENERGIA y MINAMBIENTE, en la línea de la misma recomendación ya realizada al CACSSE.

Por otro lado, EPM manifiesta que por la regla operativa Ituango, no podría cumplir con el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, ya que no puede almacenar el agua producto de las restricciones de aportes del día anterior.

- El CND presenta el panorama energético de mediano plazo:

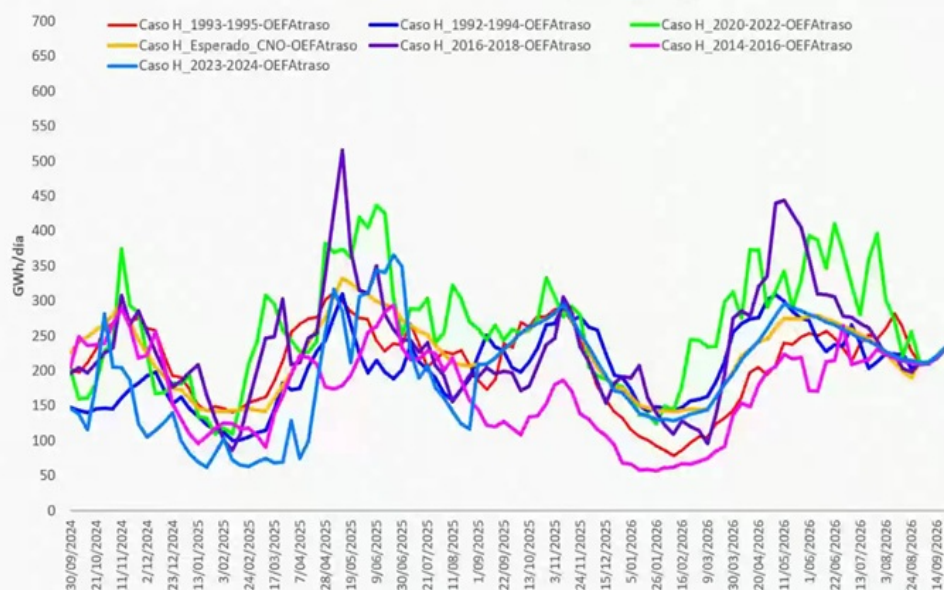
Datos de entrada y supuestos considerados



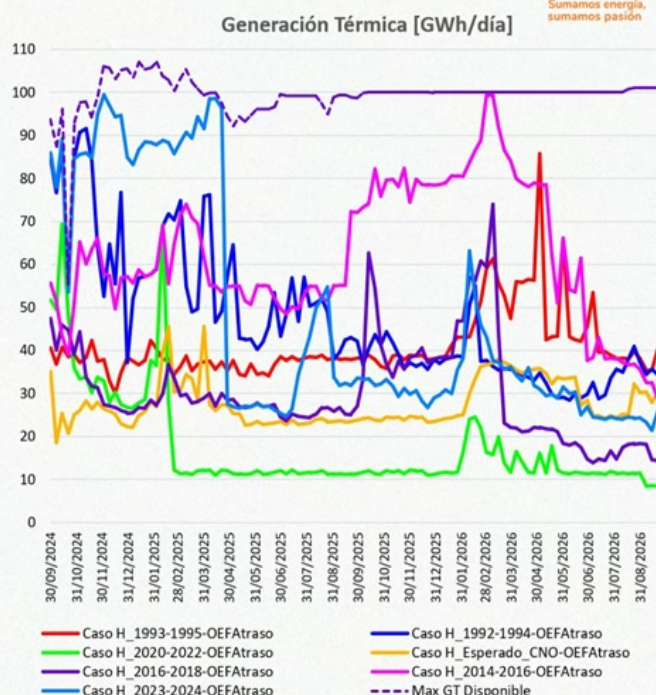
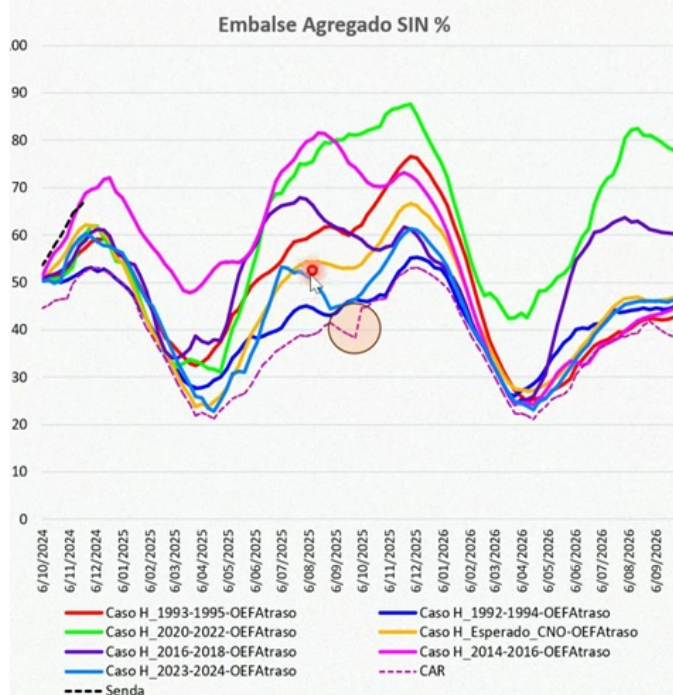
Hidrología

1	H 1993-1995: hidrología histórica del periodo 1993 a 1995
2	H 1992-1994: hidrología histórica del periodo 1992 a 1994
3	H 2020-2022: hidrología histórica del periodo 2020 a 2022
4	H Esperado CNO hidrología esperada CNO
5	H 2016-2018: hidrología histórica del periodo 2016 a 2018
6	H 2014-2016: hidrología histórica del periodo 2014 a 2016
7	H 2023-2024: hidrología histórica del periodo 2023 a 2024 + MH

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWh/DÍA]

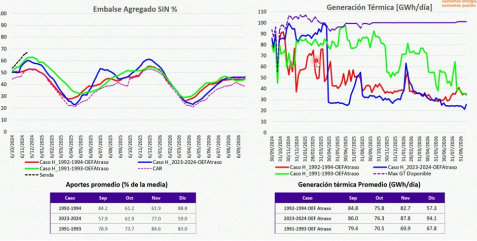


Resultados Determinísticos

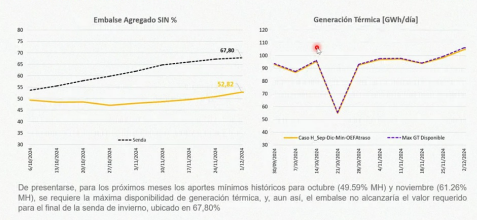


Se destaca la modificación de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR por el reciente comportamiento del embalse agregado del SIN (circulo resaltado en la gráfica anterior izquierda).

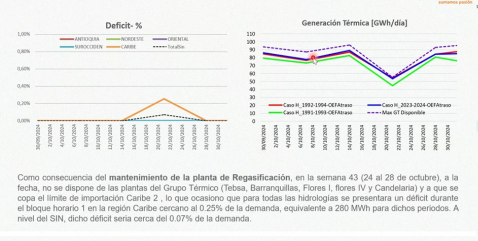
Resultados Determinísticos



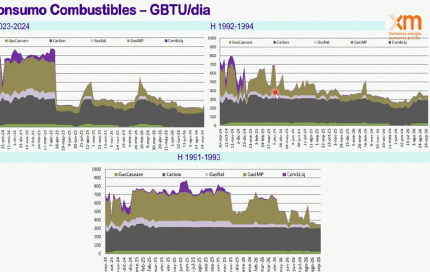
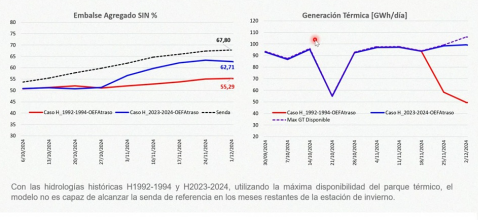
Sensibilidad a la senda de Referencia estación de invierno 2024



Resultados Determinísticos



Sensibilidad a la senda de Referencia estación de invierno 2024



Conclusiones y Recomendaciones

- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que de presentarse aportes deficitarios como los presentados en el año 1992 c en e 2023 en lo que resta del año, se tendría una exigencia alta de la generación térmica durante los meses de la estación de invierno 2024 para lograr una recuperación de los embalses antes de la siguiente estación de verano, lo que implica a su vez la necesidad de contar con suministro y transporte de carbón, gas, líquidos.
- » De persistir los bajos aportes en el sistema se observa una exigencia a la disponibilidad del parque térmico y su infraestructura de abastecimiento de combustible, con valores de generación térmica cercanos a los 90 GWh/día.
- » Tanto para el cumplimiento de las OEF asignadas, como para alcanzar la generación térmica requerida en los casos de bajas hidrologías, se hace necesario garantizar el suministro de gas a las plantas térmicas en el corto, mediano y largo plazo.
- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y de generación, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- » El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al parámetro de ocurrencia de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.
- » Considerando la información reportada por los agentes sobre el mantenimiento de la planta de Regasificación, del 24 al 28 de octubre del 2024 (semana 43), se presenta un déficit durante el bloque horario 1 en la región Caribe cercano al 0.25% de la demanda, equivalente a 280 MWh para dichos periodos. A nivel del SIN, dicho déficit sería cerca del 0.07% de la demanda.

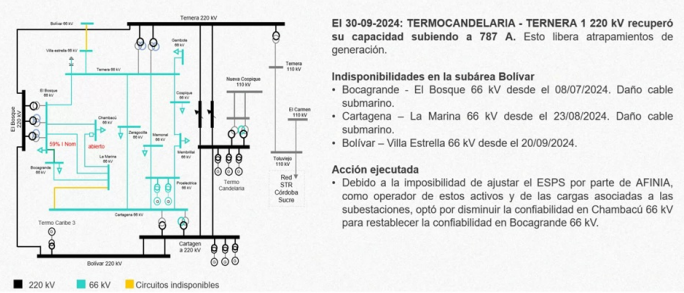
Algunos miembros del Consejo llaman la atención por la no visualización de ningún proyecto hidroeléctrico con embalse en el panorama de mediano y largo plazo. En este sentido, comenta que se requieren señales de política pública que incentive el desarrollo de nuevos proyectos de esta clase.

Se aclara por parte del CND que el déficit presentado durante el periodo del mantenimiento de la planta de regasificación se presentaría por el copamiento de los límites de transferencia de las áreas Caribe y Caribe 2, y la indisponibilidad de algunas plantas de generación de la zona por la escasez de gas.

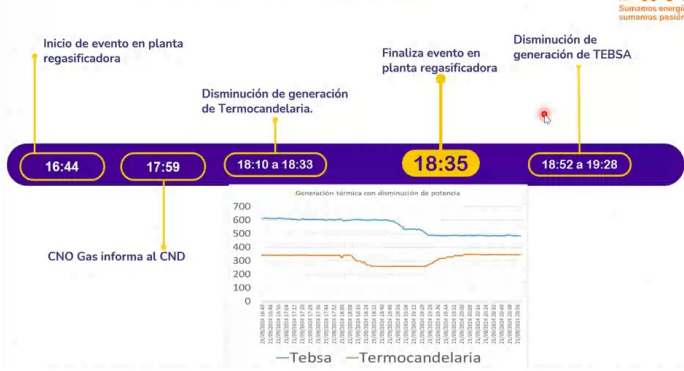
ENEL aclara que los proyectos eólicos que fueron objeto de declaraciones en algunos medios de comunicación respecto a su no desarrollo si se van a construir, pero en este momento no están priorizados.

- El CND presenta las condiciones operativas más relevantes del SIN, las cuales se presentan en las siguientes gráficas:

Condición operativa Bolívar: Declarada en ALERTA desde 19-07-24



Situación Operativa: 21 de Septiembre de 2024



Evento de planta de regasificación 21 de septiembre de 2024

Antecedentes

A las 4:30 pm del 10 de enero de 2024 se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero (0). Durante los primeros 30 minutos del evento con el apoyo del transportador se tuvo un sostenimiento de las presiones en el gasoducto.

Se identificó falla en componente electrónico de válvula que hace parte de la línea de entrega de gas de la planta de regasificación al SNT.

Calamari informó que desde las 07:43 pm. de este día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m.

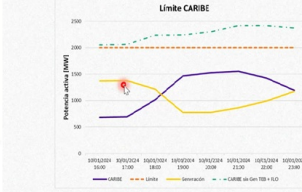


Fuente: <https://www.portofco.com/contento-petrobras/peo-ign-grantiza-abastecimiento-de-gas-natural-a-largo-plazo-553325>

Antecedentes

Cortes

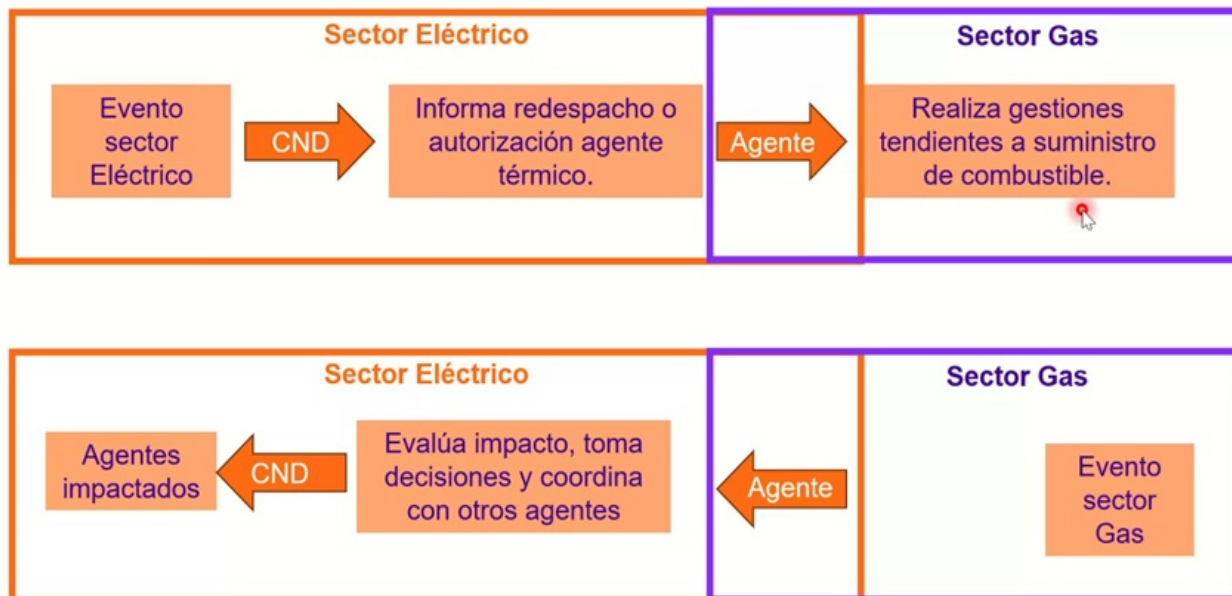
No se presentaron superadores de cortes en el área CARIBE.



En caso de haber tenido indisponibilidad de los recursos de generación Tebsa y TermoFloresIV y TermoForest1 se hubiese presentado superación de los límites de seguridad del área Caribe y Caribe 2 con la necesidad de programar demanda no atendida para operar en un punto de operación seguro.

Se referencia por parte del CND que el Centro de control se enteró dos horas después de la materialización del evento.

Flujo información entre sectores.



A partir de estas experiencias y dada la importancia de todo el SNT gas y sus repercusiones en el SIN para la atención confiable y segura de la demanda, es imperativo reactivar las reuniones de coordinación gas/electricidad entre el CNOe y CNOg, e involucrar en ellas a la UPME.

Conclusiones y Recomendaciones

- Eventos de indisponibilidad de la regasificadora se reflejan en una pérdida de presión en el SNT de la región Caribe, que de no poder recuperarse la inyección rápidamente, puede llevar a la reducción o incluso salida de servicio de las plantas térmicas de la región Caribe por baja presión de gas.
- Dada la cada vez mayor dependencia que tiene el área Caribe y en especial el área Caribe 2, de la generación de las plantas térmicas que se alimentan de la estación regasificadora, la indisponibilidad de estas plantas podría generar la necesidad de programar DNA en los departamentos de Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar y Magdalena.
- Se requiere un flujo de información oportuno entre el sector Gas y electricidad, que permita al CND prever posibles acciones operativas ante la materialización del impacto de un evento del sector gas en el sector eléctrico.

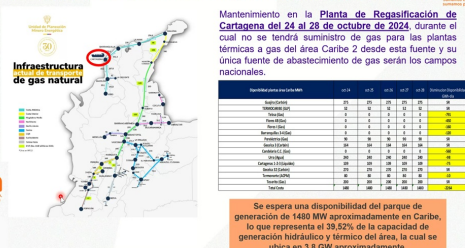
Racionamiento déficit de generación área Caribe 2

Según lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 1998, se aplicaría un racionamiento programado de cobertura regional en el área Caribe 2.

Racionamiento Programado. Déficit originado en una limitación técnica identificada (incluyendo la falta de recursos energéticos) o en una catástrofe natural, que implican que el parque de generación es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional.

Racionamiento Programado con Cobertura Regional. Déficit originado en una limitación técnica identificada o en una catástrofe natural, que implica que el parque de generación es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional y no es técnicamente posible distribuir el déficit a nivel nacional.

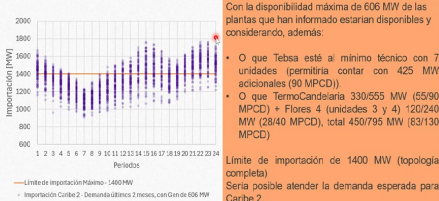
Mantenimiento planta de Regasificación de Cartagena



Mantenimiento en la **Planta de Regasificación de Cartagena del 24 al 28 de octubre de 2024**, durante el cual no se tendrá suministro de gas para las plantas térmicas a gas del área Caribe 2 desde esta fuente y su única fuente de abastecimiento de gas serán los campos nacionales.

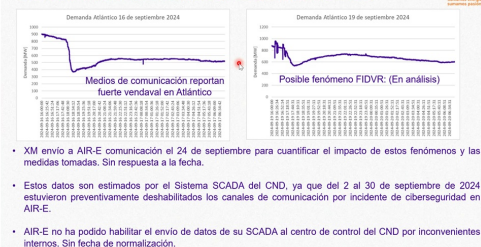
Se espera una disponibilidad del parque de generación de 1480 MW aproximadamente en Caribe, lo que representa el 39,52% de la capacidad de generación hidroeléctrica y térmica del área, la cual se ubica en 3.8 GW aproximadamente.

Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



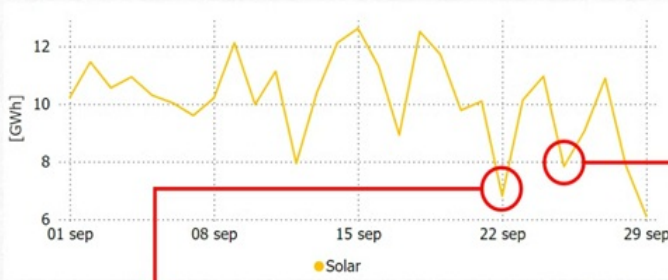
Situación Operativa Atlántico

Operación Atlántico: 16 y 19 de septiembre de 2024



CND comentó que el ciberataque no ha permitido el envío de datos de centro de control a centro de control; es decir, el operador del sistema no está recibiendo la información de todos los activos de la subárea Atlántico y recalca que se está operando con datos provenientes del estimador de estado. Dada la gravedad de la situación, se acuerda enviar carta a AIR-E para que se subsane este riesgo para la atención segura y confiable de la demanda del departamento de la subárea Atlántico.

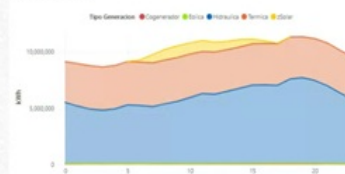
Generación solar en el SIN



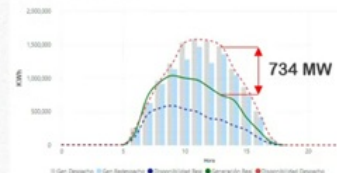
Generación solar* – Sept 25

Generación SIN kWh: 245,333,941
 Generación Solar kWh: 7,833,958

Generación Horaria



Disponibilidad Vs Generación



Generación solar en el día 3.19 % de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 734 MW

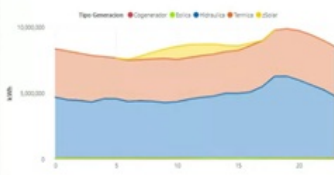
Generación solar* – Sept 22

Generación SIN kWh: 205,840,023
 Generación Solar kWh: 6,113,773

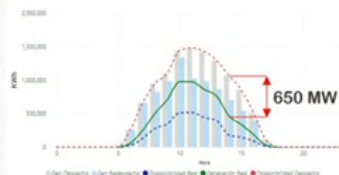
Generación solar en el día 2.97% de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 650 MW

Generación Horaria

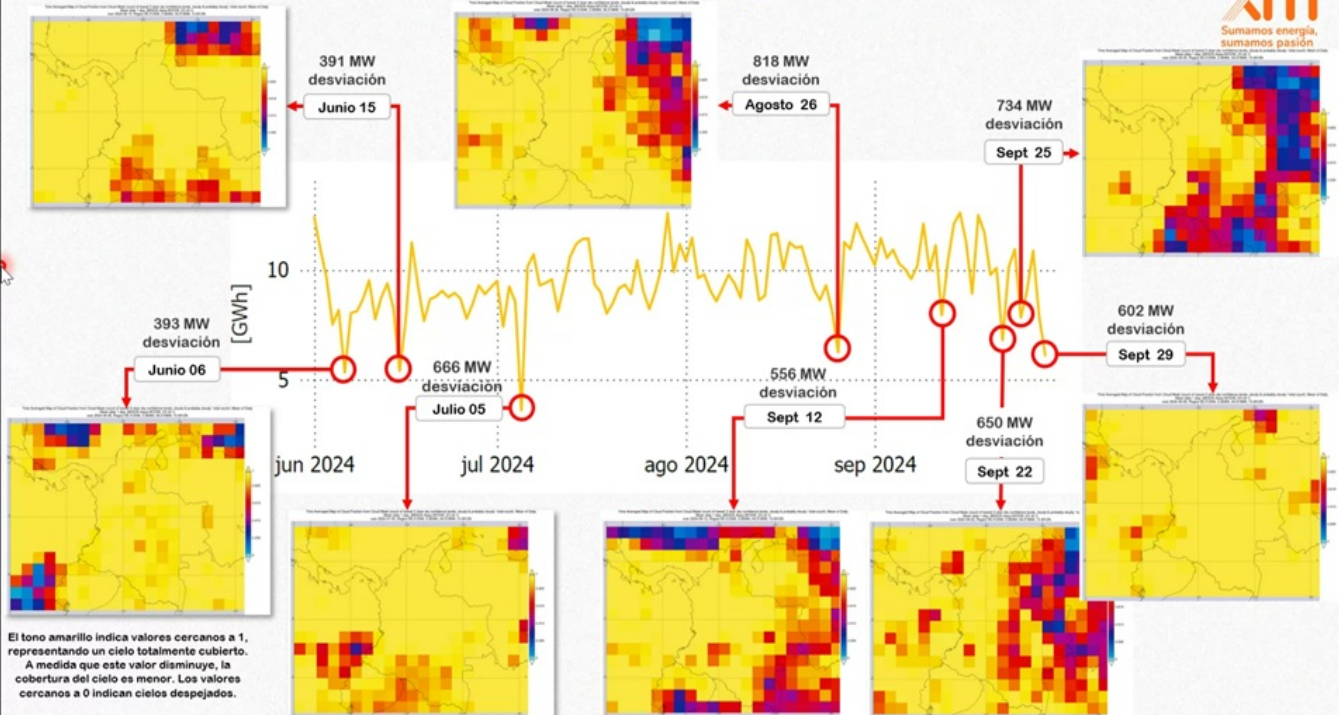


Disponibilidad Vs Generación



*Generación solar de plantas en operación comercial y en pruebas.
 Los días 22 y 29 se presentaron las mayores desviaciones de generación solar del mes de septiembre.

Días alta cobertura nubosa y baja generación solar



Conclusiones

5. INFORME UPME

NO

Presentar el avance de los proyectos en desarrollo y próximos a gestionar por la UPME en el SIN.

INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

En las siguientes gráficas se presenta el estado de las convocatorias de los proyectos del STN y STR. Asimismo, se muestran las generalidades de la misión transmisión, las obras urgentes que estarían en el segundo paquete de obras, y la priorización de las subestaciones criticas por agotamiento de su capacidad de cortocircuito.



Qué es Misión Transmisión?

Es un plan ambicioso que busca abordar las **necesidades críticas** en la infraestructura en el STN y STR en Colombia, con un enfoque en la urgencia y la sostenibilidad a mediano y largo plazo, el cual se conforma de 4 dimensiones: .

Para esto y de acuerdo con la dimensión, se implementarán mecanismos actualmente vigentes que permitan dar cumplimiento con los objetivos planteados en cada dimensión.

- 1 Primer paquete de obras urgentes
- 2 Segundo paquete de obras urgentes
- 3 Plan de Expansión
- 4 Plan de Modernización del SIN

Próxima Expansión				
Área	OBRA	FPO	Estado	
Hulla	Subestación Hulla 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Almirante - Detalia	2026	En ejecución	
Santander	4 transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	En ejecución	
Santander	2 transformador Primavera 500/230 kV	2024	En ejecución	
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución	
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Baradía - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierta	
Bolívar	Subestación Carato 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar - Sabanalarga	2027	En ejecución	
Casanare	Alcaraván 500 kV	2027	Estructurada	
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estructurada	
Bolívar	Paracatalito 230 kV	2027	Ajustada	
Santander	Trinidad (Cabrera) 230 kV	2027	Propuesta	
Antioquia	Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	2027	Propuesta	
Bolívar	Subestación Nequeitán 500 kV	2028	Publicada	
Valle del C	El Estero 230 kV	2026	Estructurada	
Palmira	Palmira - Yagumo 115 kV	2027	Estructurada	
Tolima	Mindeño - Guadalupe 115 kV	2027	Estructurada	
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	En ejecución	
Chocó	Compensación capacitiva BVC	2027	Publicada	
Cundinamarca	Subestación Bogotá 230 kV	2027	Propuesta	
Córdoba	2 Cto Bahagón 500 kV	2026	En ejecución	
Bolívar	3 Trato Bolívar	2026	En ejecución	

Dimensión No.2: Segundo paquete de obras urgentes

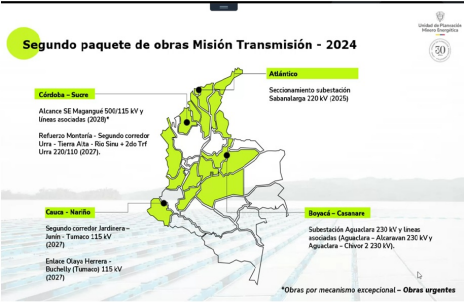
- Antecedentes
- Descripción del proyecto propuesto
- Análisis técnicos y económicos
- Fecha de puesta en operación
- Conclusiones
- Recomendaciones



8 de Octubre

Próxima Expansión (Ampliaciones)

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo con el Plan de Expansión 2022-2036, Resolución 40477 del 24 de julio de 2023	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chino 220 kV	SA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	nov-24	31-dic-25
Ampliación en la subestación San Marcos 115 kV	SA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	dic-24	30-4ep-26



Introducción

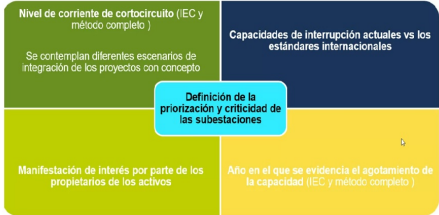
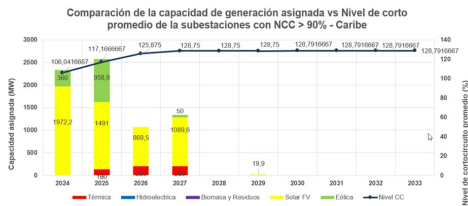
Teniendo en cuenta las metodologías empleadas actualmente para el cálculo del nivel de corriente de cortocircuito en las diferentes subestaciones del SIN se ha identificado que **52 subestaciones** presentarán niveles de corriente de cortocircuito **superiores al 90% de la capacidad de interrupción para el año 2033**.



- Dada la proyección de niveles de cortocircuito se ha identificado **elementos críticos para la planeación y crecimiento del sistema.**

- 
- Limitaciones en la expansión de la transmisión.
 - Limitaciones en la expansión del parque de generación
 - Altos costos de inversión

Elementos de priorización



Unidad de Planeación
Minero Energética

30 años

Se definió la consultoría "CO1.PCCNTR.6662426" para la mitigación del agotamiento de la capacidad de interrupción en las subestaciones existentes del Sistema Interconectado Nacional -SIN.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificación de modelos IBR
- Evaluación de metodologías de cálculo de cortocircuito
- Análisis detallado de corrientes de cortocircuito e informe de resultados
- Identificación de posibles soluciones técnicas
- Definición y elaboración de estudios de obras

Solución al problema de cortocircuito

PRODUCTOS A ENTREGAR

1. Diagnóstico de subestaciones con agotamiento
2. Evaluación de soluciones estructurales para subestaciones con agotamiento

FECHA DE INICIO DE CONSULTORÍA

Septiembre 2 de 2024

FECHA DE CULMINACIÓN DE CONSULTORÍA

Diciembre 13 de 2024

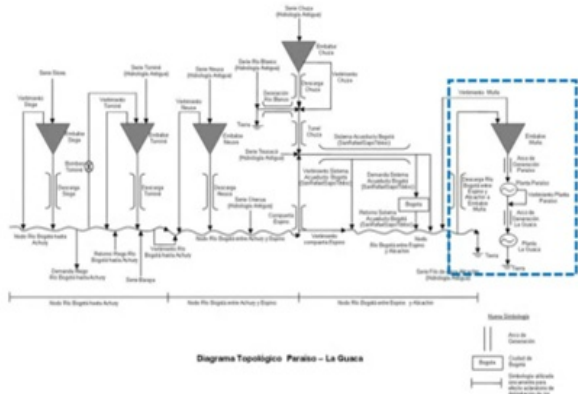
Conclusiones

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

- Propuesta de regla operativa en PAGUA: ENEL presento una propuesta para el manejo del embalse de Muña que alimenta la Central PAGUA y que como resultado del ESRD presenta alta probabilidad de vertimiento:

Propuesta regla operativa

EMGESA S.A. E.S.P. – TOPOLOGÍA CADENA HIDRAÚLICA LA GUACA



Propuesta Operativa de Corto Plazo - Central Pagua

Generalidades de la Planta

- Nombre: Paraiso La Guaca (PAGUA)
- Tipo: Hidroeléctrica
- Ubicación: Cundinamarca
- Capacidad: 600 MW
- Fundamento Normativo Resolución CREG 155 de 2014
- Caudal ambiental: 1 m³/s

El CxC es la capacidad de cumplir la generación mínima constante en un periodo (1 año), mientras que el ESRD busca preservar y **TRASLADAR** energía a un tiempo futuro, que no es posible en todos los casos por las particularidades de la operación.

Excluir a la Central PAGUA de las plantas susceptibles de almacenar EVE considerando que caudales disponibles en la cuenca baja de R. Bogotá se deben aprovechar en el corto plazo (resolución diaria) ya que no tiene capacidad de regulación mayor a 3 días

Condiciones de Compra EVE:

- Condición 1: $ER(t) > 0$
- Condición 2: $NE(t-1) < NPV(t-1)$
- Condición 3: $\sum Disponibilidad(t+1) \leq ER(t)$

Conclusiones

- Se acordó por parte del Consejo llevar el tema de la regla operativa de PAGUA a la CREG en el marco

de CACSSE, para que, ante vertimiento inminente, se pueda re-despachar a PAGUA y las demás centrales que estén o puedan experimentar una situación similar por su baja capacidad de regulación.

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte