



Acta de reunión
Acta N° 632
4 Marzo, 2021 GOTOMEETING

Presentar el acta de la reunión 632 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
CODENSA	Francisco Messen	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
XM	Neby Castrillón	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO

AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaz	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
SSPD	Diego Ossa	SI	NO
UPME	Javier Martínez	SI	NO
XM	Julian Castaño	NO	SI
MINENERGIA	Jhon Fabio Zúñiga	SI	NO
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
CODENSA	Luis Alejandro Rincón	NO	SI
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
SSPD	Mario Ricardo Castaño	SI	NO
GEB	Miguel Mejia	SI	NO
SSPD	Miguel Velasquez	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
----	------	-------------

1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones <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 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación hidroclimatológica del país a través de los Indicadores de febrero 2021, el Seguimiento Climatológico, la Predicción Climática y los años análogos al actual.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Los indicadores aun refleja la presencia del fenomeno de la Niña, con aguas frias especialmente subsuperficiales hacia las regiones 3 y 3-4; existen masas de aguas cálidas en la zona occidental del pacifico ecuatorial.

Las agencias internacionales coinciden en que sigue la presencia del fenómeno de la Niña pero se observa que los modelos empiezan a mostrar tendencia hacia condiciones neutrales.

En cuanto a las predicciones en el país se espera el período de transición hacia el invierno primera temporada durante el mes de marzo y la influencia de la ZCI y de las ondas MJ en las lluvias de las primeras semanas de marzo.

Conclusiones

FENÓMENO LA NIÑA AGOSTO 2020 - FEBRERO 2021: el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la dinámica asociada a la evolución de la Niña.

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

Desarrollo

I.ACTAS

ACTA 626: Publicada para comentarios el 2 de febrero. Comentarios de ISAGEN, CODENSA, INTERCOLOMBIA, XM y TEBSA. El Consejo aprueba esta acta.

ACTA 629: Publicada para comentarios el 1 de marzo. Comentarios de PROELECTRICA, TEBSA, ENEL EMGESA, ENEL CODENSA, ISAGEN y XM. Se da una semana más para comentarios.

Actas 630, 631 : corresponden a reuniones no presenciales

II. ACUERDOS

Los siguientes acuerdos fueron aprobados por el Consejo:

1. Por el cual se actualizan los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y los máximos valores para estos durante el año 2021.

2. Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN.

3. Por el cual se aprueba la actualización de los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB.

4. Por el cual se aprueban los procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión del SIN.

5. Por el cual se aprueban los procedimientos para la oficialización, modificación, actualización y reporte de la información hidrológica de los ríos del SIN.

En este aspecto AES COLOMBIA manifestó en la aprobación de este acuerdo que aunque no quedara dentro de los considerandos del acuerdo mencionado, si quedara dentro del Acta que el procedimiento se hace para dejar vigente lo solicitado en la resolución CREG 127 de 2020, pero que de acuerdo con las conclusiones del SURER del mes de febrero de 2021 que reconoce que existen problemas de entendimiento en la obligación de actualización y reporte de las series hidrológicas se debe iniciar el ajuste por parte del SURER del acuerdo respectivo y dejarlo actualizado antes del nuevo plazo de reporte de parámetros hidrológicos que es en diciembre de 2021.

6. Por el cual se aprueba la actualización del protocolo para la estimación del factor de conversión de las plantas hidráulicas.

7. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del consumo térmico específico de la planta de generación Tasajero II.

8. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, consumo térmico específico, capacidad bruta, capacidad nominal, tiempo mínimo fuera de línea por parada programada, variación de carga para MTCE y las rampas de la planta de generación Tasajero I.

9. Por el cual se deroga el Acuerdo 1393 de 2021. ISAGEN menciona que con relación a la derogación del Acuerdo 1393 de 2021, que contiene la actualización de la CEN de la U3 de Termocentro, se aclara que la U3 retorna a la CEN de 46 MW, y que este cambio no representa ningún incumplimiento para la central y que se procederá a modificar el acuerdo 1330 para que se establezca con claridad la manera de realizar las pruebas de CEN de las plantas térmicas con ciclo combinado.

10. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 3 de la planta de generación Termozipa.

Conclusiones

-Se aprobó el acta 626 y se mantiene en comentarios el acta 629.

- Se aprobaron los acuerdos presentados.

3. INFORME CNO 632	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación el informe de temas y actividades de los comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

1. Se presenta la propuesta de distribución de los temas que resultaron del Taller CNO con Governance Consultants. Se propone la conformación de los siguientes grupos de trabajo del Consejo, para que trabajen y desarrollen las acciones y los documentos de implementación de cada uno de los ejes estratégicos.

Ejes Estratégicos	Miembro CNO
--------------------------	--------------------

Protocolo de relacionamiento con XM.

Diseño de un nuevo espacio "inclusividad" / agentes representados, demanda y nuevas tecnologías.	XM AES Colombia TEBSA
--	-----------------------------

Estrategias de posicionamiento de cara al Gobierno Nacional. TERMOEMCALI

Coordinación y relacionamiento del CNO eléctrico y el CNO de gas. CODENSA
GECELCA
CELSIA

Ajuste al Reglamento Interno para decisiones clave. ISAGEN

Estrategia de socialización del Modelo de Gobernabilidad. PROELECTRICA
EMGESA

Estudio de factibilidad, conveniencia y costo del desarrollo de capacidad del CNO. EPM
INTERCOLOMBIA
AIR-E

Evaluación del Modelo de gobernabilidad.

Se propone empezar a trabajar de modo que en la reunión ordinaria de junio se presenten los documentos base de los temas asignados.

El Consejo define el esquema de trabajo como se propone, definir un coordinador de cada grupo.

Incluir a XM en todos los grupos de acuerdo a su solicitud y en el grupo de coordinación y relacionamiento del CNO eléctrico y CNO Gas incluir a TEBSA.

2. Se envió comunicación y formato con observaciones a la *"Segunda Fase de la Misión de Transformación Energética Hoja de Ruta para la Energía del Futuro"* los cuales pueden ser consultados en la página web del Consejo.
3. Se envió comunicación con observaciones a la Resolución CREG 002 de 2021, *"Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"* los cuales pueden ser consultados en la página web del Consejo.
4. Se publicó y envió la Circular 65 dirigida a los agentes Operadores de Red reforzando el correo enviado por C N D. En ella se adjunta un archivo donde se encuentran los centros de acopio a nivel nacional de las vacunas contra el COVID 19. Asimismo, se solicita tomar las medidas necesarias para que los centros de acopio no se vean afectados en el suministro de energía eléctrica para alimentar los ultra refrigeradores respectivos.
5. Se solicita la confirmación de la solicitud del Grupo de Energía de Bogotá-GEB y TERMONORTE para ser invitados al CNO durante el año 2021. El Consejo aprueba esta solicitud.
6. Los Comités y Subcomités aprobaron sus planes operativos del 2021. Se organizaron diversos grupos de trabajo y se harán reuniones transversales para optimizar el tiempo. Se adjunta la presentación con el detalle de los grupos y temas transversales.

Aspectos Técnicos:

7. A partir de la propuesta que el CND presentó en el Subcomité de Controles-SC para el ajuste de los PSS, el SC trabajó en algunas modificaciones sobre el documento, incluyendo algunas condiciones de validación, entre otros aspectos. En relación con la responsabilidad por los estudios de ajuste, los agentes proponen que la misma recaiga en ellos para los siguientes casos: i) entrada en operación, y ii) modernizaciones y cambios de parámetros; y que sea del CND cuando el ajuste sea motivado por cambios en las condiciones del sistema. Al respecto, XM reiteró nuevamente que, para todos los casos, la responsabilidad del ajuste de los PSS debe ser del agente, trabajando en conjunto con el Operador del Sistema. Vale la pena mencionar que se propuso por parte de algunos miembros del SC, que los costos asociados a los ajustes de los PSS de las plantas del SIN sean asumidos por el Consejo, planteamiento que no fue compartido por el Secretario Técnico del CNO. Por lo contrario, se manifestó que la responsabilidad por el ajuste de estos dispositivos debe ser compartida cuando la motivación radica en causas sistémicas. Después del análisis correspondiente y de la presentación del procedimiento por parte de la Coordinadora Técnica del Subcomité y acordado en el mismo, en el cual lo único que falta es el punto de responsabilidad de los estudios de ajuste, el Consejo solicitó que se indicará dentro del procedimiento la frecuencia y los criterios que se deben cumplir frente a la necesidad de los ajustes en el caso sistémico.
8. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se construyó el documento *"Lineamiento de los Análisis Energéticos que el CND presenta al CNO"*. Si bien en la reunión se llegó a un consenso en el contenido del mismo, el CND formuló nuevas observaciones. En este sentido, en la reunión de marzo de 2021 del SPO se abordarán nuevamente los comentarios.
9. Se llevó a cabo una reunión conjunta de los Subcomités de Planeamiento Operativo-SPO, Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y Plantas-SP, donde se abordó en detalle la presentación del segundo estudio de flexibilidad del CND. A partir de la misma surgieron algunos comentarios que se adjuntan a este informe. Se programará una nueva reunión para abordar cada una de las observaciones y de ser necesario, establecer un plan de trabajo para incorporarlos en la tercera versión del estudio.
10. En el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER y el SPO se presentó la actualización del valor del desbalance energético promedio del SIN calculado por el CND. XM manifestó que, a partir de los ajustes metodológicos y acceso a nueva información, el nuevo valor es de 7.56 GWh-día, considerando la información de masa y energía desde el 2004. Vale la pena mencionar que este desbalance promedio para el 2020 fue 3.68 GWh-día.
11. En el SAPE, INTERCOLOMBIA presentó la alternativa seleccionada para reducir el riesgo de un evento N-K con la puesta en servicio de la nueva línea a 500 kV Bolívar-Sabanalarga. La propuesta contempla dos torrecillas, que minimizan el impacto de un evento múltiple hasta el orden N-3. Al respecto, se llamó nuevamente la atención sobre este y otros cruces, que pueden impactar la seguridad del SIN.
12. En los Comités de Transmisión y Distribución el CND presentó los avances que se tienen sobre el levantamiento de un nuevo modelo de carga, que considere fielmente el comportamiento de la potencia reactiva durante eventos del SIN. Teniendo en cuenta lo anterior, se publicó la Circular 66, para la recolección de nueva información, que permita la calibración del modelo.
13. En el Comité de Transmisión se revisaron las conclusiones de la reunión CND-GEB-CODENSA-EMGESA sobre la seguridad en maniobras. Se indica que nuevamente se abordó el tema de cambio de barras, discusión que se ha dado en el Comité de Transmisión y sobre el cual se ha concluido que existen dos metodologías utilizadas por las diferentes empresas:
 - Metodología 1: Cambio de barras mediante el cierre de todos los seccionadores asociados a la barra a la cual se realizará el traslado de los campos, y posterior apertura de todos los seccionadores asociados a la barra que se desea desenergizar.
 - Metodología 2: Cambio de barras pasando campo a campo, realizando los balances manuales y controlando las corrientes por el interruptor de acople.

GEB informó que se han realizado reuniones con el grupo ENEL y mantienen su concepto técnico sobre la

seguridad en las maniobras de cambio de barras, es decir, seguirán aplicando la metodología 2. Al respecto, el CND menciona que continuarán dando las instrucciones de la siguiente manera:

- Cuando una subestación tiene sólo una empresa operadora, se dará instrucción de realizar el cambio de barras según las metodologías que considere más segura, entendiendo que es el operador el responsable integral de dichas maniobras.
- Cuando una subestación tenga varios operadores y sea necesaria la intervención del CND como operador, XM dará las instrucciones que a su consideración sean las más seguras (por defecto es la metodología 1), entendiendo que el CND se hace responsable por el orden en las instrucciones de la maniobra y los agentes por su ejecución.

Teniendo en cuenta que GEB y ENEL CODENSA consideran que es más segura la Metodología 2, y el CND la Metodología 1, se considera que hay definir la forma de proceder en la búsqueda de un acuerdo y evitar la asignación de responsabilidades que el agente coloca en el CND en caso de utilización de una metodología de cambio de barras diferente a la que él considera más segura. Después del análisis respectivo y de resaltar el tema de asignación de responsabilidades, el Consejo recomienda llevar nuevamente el tema al Comité de Transmisión y solicitar el acompañamiento de ITCO como representante de los transportadores en la búsqueda de una solución.

14. En el año 2020 se firmó la agenda de trabajo del Consejo Nacional del Agua (CNA), en la que se abordarán diferentes temas de importancia para el Sector, como son caudal ambiental, gestión de sedimentos y sostenibilidad de la hidroelectricidad. Con el fin establecer las acciones y plan de trabajo a desarrollar durante el año 2021, el día de hoy el SURER representará al Consejo en una reunión con MINENERGÍA.

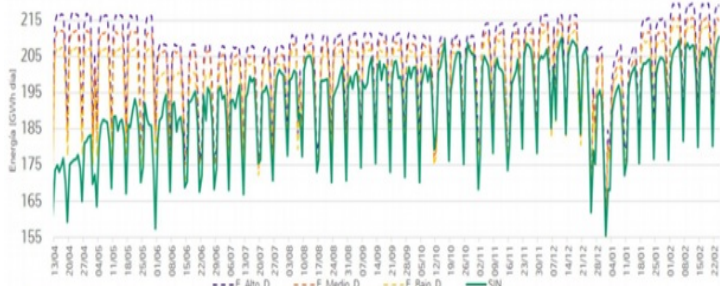
Conclusiones

- Iniciar los análisis en los grupos de trabajo de los temas estratégicos del C N O.
- El tema de PSS se mirará de nuevo en el Subcomité de Controles, para revisar los criterios, periodicidad y costos de los estudios de ajuste de estos dispositivos.
- En el Comité de Transmisión se revisarán de nuevo los procedimientos de cambio de barras, con el acompañamiento de ITCO como representante de los transportadores en el CNO.
- Se aceptan las solicitudes de GEB y TERMONORTE para ser invitados a las sesiones del C N O del 2021.
- En el tema de los ajustes de los PSS se acordó que este tema se llevará nuevamente en el Subcomité de Controles para revisar los siguientes puntos: i) Real necesidad de un estudio que defina los valores para ajustar los PSS, ii) En caso de ser requerido el mismo, definir los criterios que se deben considerar para la sincronización de PSS, la periodicidad, la conveniencia que sea un trabajo centralizado, etc. y iii) En caso que se convenga que el estudio debe ser centralizado en XM, establecer un esquema que permita que los costos y responsabilidades de los trabajos a implementar recaiga sobre los dueños de los activos.

4. SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA - CND	NO	Presentar el informe de la situación energética actual y esperada y alertar sobre los principales riesgos para la operación.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

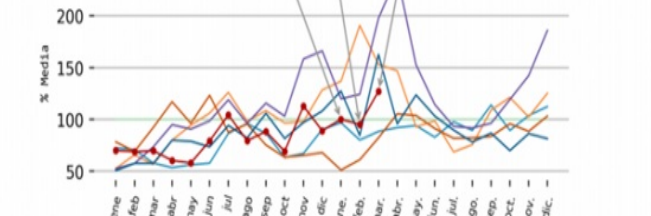
- En las siguientes gráficas se presenta la evolución de las principales variables energéticas.



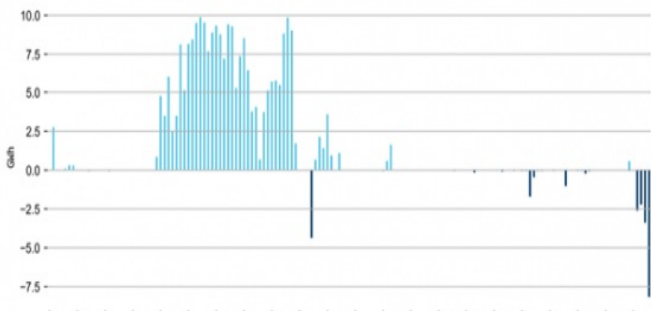
Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1%, noviembre con -2.5% y diciembre cerró con un -1.3%. Para el 2021 enero esta ubicado en un -2.1% y febrero cerca de un -2.4%.

Aportes hídricos

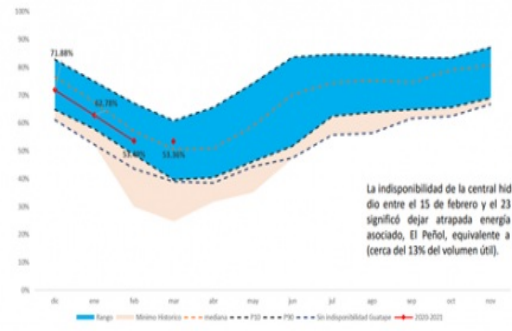
100.09 95.2 127.21



Media 1998-1999 1992-1993 2002-2003 2010-2011 2016-2017 2020-2021



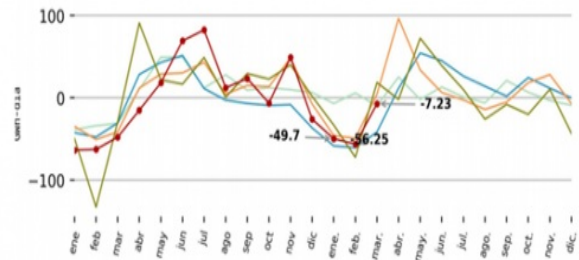
EXPORTACION_ECU IMPORTACION_ECU



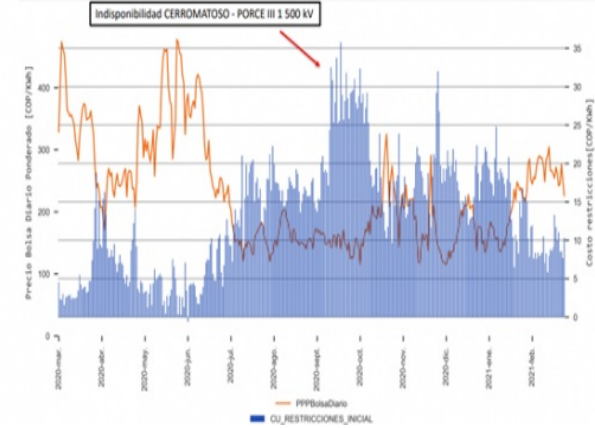
La indisponibilidad de la central hidroeléctrica Guatapé se dio entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 2016, significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,332.6 GWh (cerca del 13% del volumen útil).

Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio



1998-1999 2002-2003 2010-2011 2016-2017 2020-2021



PPPEstaDario CU_RESTRICCIONES_INICIAL

- En las siguientes gráficas se presentan lo supuestos, resultados y conclusiones de los análisis energéticos de mediano y largo plazo.

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.

Condición Inicial Embalse
Febrero 26, 53.49%

Costos de racionamiento
Último Umbral UPME para febrero 2021

Intercambios Internacionales
No se consideran.

Embalses
MOL, MAXIMOS, NEPI
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio

Mitos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte

Información combustibles
Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.

Expansión Generación
Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Parámetros del SIN
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)

Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	PPO
BOQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	En Puertos
PLANTA BOGAS DORA JUANA II	Térmica	10	01/04/2021
BELMONTÉ	Solar	6	30/04/2021
PÉTALOS DE CORDOBA I	Solar	10	30/05/2021
LA SERPIE	Solar	20	30/06/2021
POH LA CHORRERA	PCH	15	30/06/2021
COGENERADOR INCAUCA CABARAS	Térmica	10	30/07/2021
BOQUES SOLARES LOS LLANOS 4	Solar	20	04/10/2021
TERMOCARIBE 3	Térmica	42	01/11/2021
EL TESORITO	Térmica	200	30/11/2021
BOQUES SOLARES LOS LLANOS 5	Solar	18	05/12/2021
JAGÜEY	Térmica	19.4	31/12/2021
RUBIALES	Térmica	18.4	31/12/2021
EL CAMPANO	Solar	99	01/01/2022
CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
HIDROITUANGO (I)	Hidro DC	300	1/01/2022
HIDROITUANGO (II)	Hidro DC	300	2/01/2022
LATAM SOLAR LA LOMA	Solar	150	30/06/2022
WINPEESH	Edifica	200	30/06/2022
HIDROITUANGO (III)	Hidro DC	300	1/08/2022
HIDROITUANGO (IV)	Hidro DC	300	1/8/1/2022
CERRIE DE CICLO CANDELARIA	Térmica	232	30/11/2022
TERMOIOLDO 2	Térmica	80	30/11/2022
PARQUE ALPHA	Edifica	212	01/03/2023
PARQUE BETA	Edifica	280	01/03/2023

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.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021/2022

Escenarios analizados

Demanda

Caso	Demanda	Hidrología
Caso 1	A	1
Caso 2	A	2
Caso 3	A	3
Caso 4	A	4
Caso 5	B	1
Caso 6	B	2
Caso 7	B	3
Caso 8	B	4

Demanda

ESCENARIOS HIDROLOGICOS

Hidrología

- Caso XM: hidrología histórica del periodo febrero de 1993 a enero de 1995.
- Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
- Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
- Feb 2021 a ene 2022: hidrología media histórica.

Resultados

Valores mínimos de embalse durante lo que resta del verano 20-21

Caso	Mar-Abr 2021
Caso 1	35.89
Caso 2	41.72
Caso 3	38.57
Caso 4	37.50
Caso 5	36.51
Caso 6	41.39
Caso 7	37.30
Caso 8	38.09

Resultados

Generación térmica promedio [GWh/día] durante lo que resta del verano 20-21

Caso	Mar-Abr 2021
Caso 1	33.0
Caso 2	31.7
Caso 3	41.0
Caso 4	28.6
Caso 5	31.8
Caso 6	28.0
Caso 7	34.0
Caso 8	27.5
Disponibilidad Térmica	94.21

Escenario Estocástico

Demanda

Escenario Mayo Alto de la UPME

Hidrología

100 Series Sintéticas - Hidrología Histórica

Escenario Estocástico

Embalse de SIN %

Generación Térmica

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

Generación térmica promedio de 33.71 GWh/día en el verano 2020-2021 y 34.58 GWh/día en el verano 2021-2022.

Conclusiones y recomendaciones

Con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente. Los análisis realizados no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia sobre elementos de la infraestructura del sector energético.

Para el verano 2020-2021, ante condiciones de hidrología consideradas, el promedio de la generación térmica durante el verano, considerando el escenario más alto de demanda, puede alcanzar un valor de 40 GWh/día.

Desviaciones considerables en los supuestos considerados, conllevarían consigo la necesidad de medidas adicionales para garantizar la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad requeridos, tales como: incentivar la entrada de autogeneración y cogeneración al sistema, esquemas de respuesta de demanda, entre otros, que permitan administrar adecuadamente la incertidumbre y los riesgos en la atención confiable de la demanda que se puedan presentar para el verano 2020-2021

Supuestos del Estudio

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.

Tipo de simulación Estocástico - 100 series

Condición Inicial Embalse
Febrero 01, 6.2 - 8 %

Intercambios Internacionales
Caso Autónomo y Coordinado

Mitos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.

Expansión Generación
Proyectos con OEF y subasta CLPE en el horizonte de análisis
Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Horizonte del estudio 5 años

Costos de racionamiento
Ultimo Umbral UPME para enero 2021.

Embalses
MOI, MAX(MOS, NLP)
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio

Información combustibles
Precio: UPME may/20 Disponibilidad - reportada por agentes.

Parámetros del SIN
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Demanda
Escenario medio (Mayo Alto)

Proyectos de generación futuros considerados en el estudio de Largo plazo

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
Hidroituango (H)	300.00	10/03/2022
Hidroituango (H)	300.00	22/05/2022
Hidroituango (H)	300.00	15/08/2022
Hidroituango (H)	300.00	13/11/2022
Total	1200.00	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
La Chorrera	15.00	30/06/2021
Total	15.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOYOPALGS	50	1/02/2021
TERMOCARIBE3	42	30/11/2021
ELTESORITO	200	30/11/2021
TERMO JAGUEY	19.4	31/12/2021
TERMORUBIALE	19.4	31/12/2021
C CANDELARIA	232	30/11/2022
TERMOSOLO2	80	30/11/2022
TERMOSOLO1	148	30/12/2023
Total	791	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T. Cogincauca	60.00	31/07/2021
T. Donjuana1	10.00	1/04/2021
Total	70.00	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S. BSUlanos2	20.00	28/02/2021
S. PetaloSucr	10.00	30/05/2021
S. Sierpe	20.00	30/06/2021
S. BSUlanos3	20.00	31/08/2021
S. BSUlanos4	20.00	4/10/2021
S. BSUlanos5	18.00	5/12/2021
S. SanFelipe	90.00	1/03/2022
S. Cartago	99.00	1/03/2022
S. LatamSolar	150.00	30/06/2022
S. ElCampano	100.00	1/12/2022
Total	547.00	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E. Windpeshi	200.00	30/06/2022
E. ParqueAlpha	212.00	1/03/2023
E. ParqueBeta	280.00	1/03/2023
E. Apotalorru	75.00	30/07/2023
E. CasaElectr	180.00	30/07/2023
E. Chemesky	100.00	30/07/2023
E. TumaWind	200.00	30/07/2023
E. Camelia	250.00	31/12/2023
E. Aracas2	80.00	31/12/2023
Total	1577.00	

Conclusiones y recomendaciones

En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Con la entrada del proyecto de generación Hidroituango en el año 2022 se espera una reducción en los valores de importación de energía desde Ecuador, aumentando las probabilidades de exportación y una reducción en promedio de la generación térmica, reduciendo en promedio los costos marginales del SIN.

El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda hacer seguimiento a esta información 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.

- En las siguientes diapositivas se presenta la descripción del evento Colombia Ecuador 25 de febrero de 2021:

Rápida disminución de la generación en Ecuador provoca una caída de frecuencia

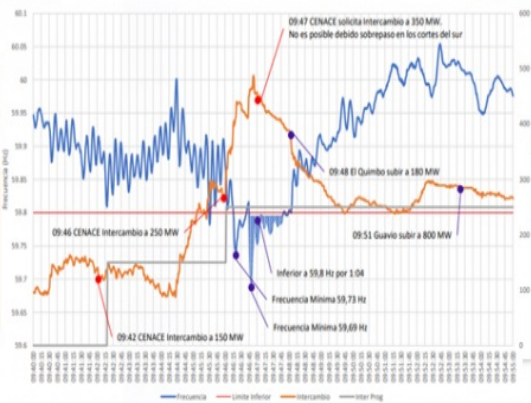


Comportamiento Regulación Primaria de Frecuencia



Intercambio programado Colombia Ecuador 0 MW

Según reporte CENACE: A las 09:33 horas el operador de la central Coca Codo Sinclair (CCS) reporta ruptura de un dique, e indica que la central debe salir de servicio.

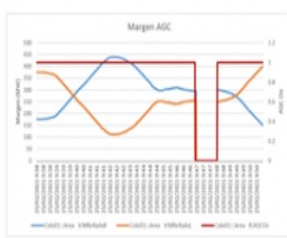
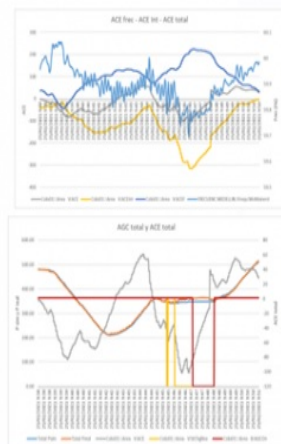


En línea 102 Unidades Despachadas Centralmente

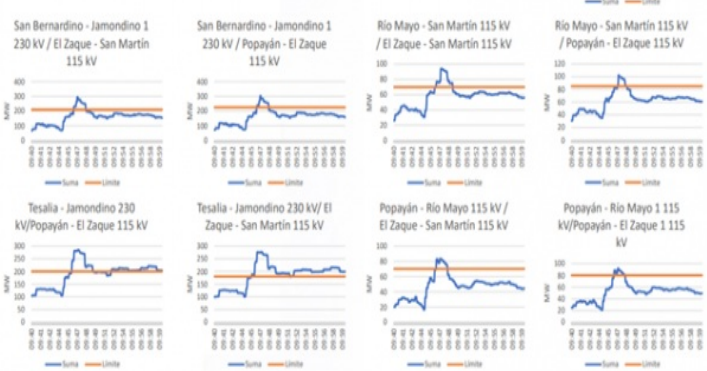
Recurso Pruebas	Restricción BPF
BETANIA (Código 2)	SI
GUARINI (Código 9)	SI
TIYOPALI (Código 7)	SI
SANMIGUEL (Código 1)	NO
ELPASOBALES	SI

Se obtuvo una respuesta equivalente al 3% de la generación

Comportamiento AGC



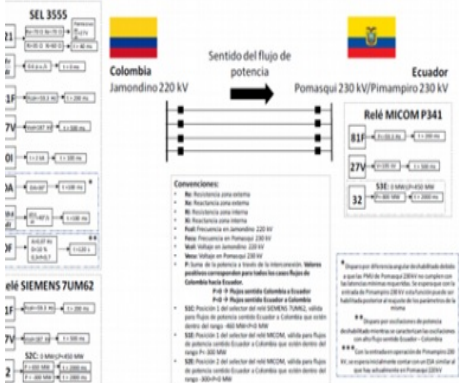
Comportamiento cortes Cauca-Nariño



Comportamiento ESA



Intercambio Colombia - Ecuador



Para el evento en cuestión no se evidenciaron condiciones eléctricas para que se presentara la activación de alguna de las funciones de protección del Esquema de Separación de Áreas (ESA)



Acciones adelantadas



- El 2 de Marzo se realizó reunión con CENACE con el objetivo de:
- Socializar el evento en el sistema Ecuatoriano.
 - Evaluación del evento e identificación de posibles acciones CENACE – XM

Acciones por ejecutar

Reunión Técnica evento del 25 de febrero con el objetivo de revisar el AGC de ambos sistemas

- Los indicadores de la Operación del SIN se pueden observar en la presentación adjunta a esta acta.

Conclusiones

5, INFORME UPME

NO

Presentar el estado actual de los proyectos del STN y STR que se adelantan en el SIN.

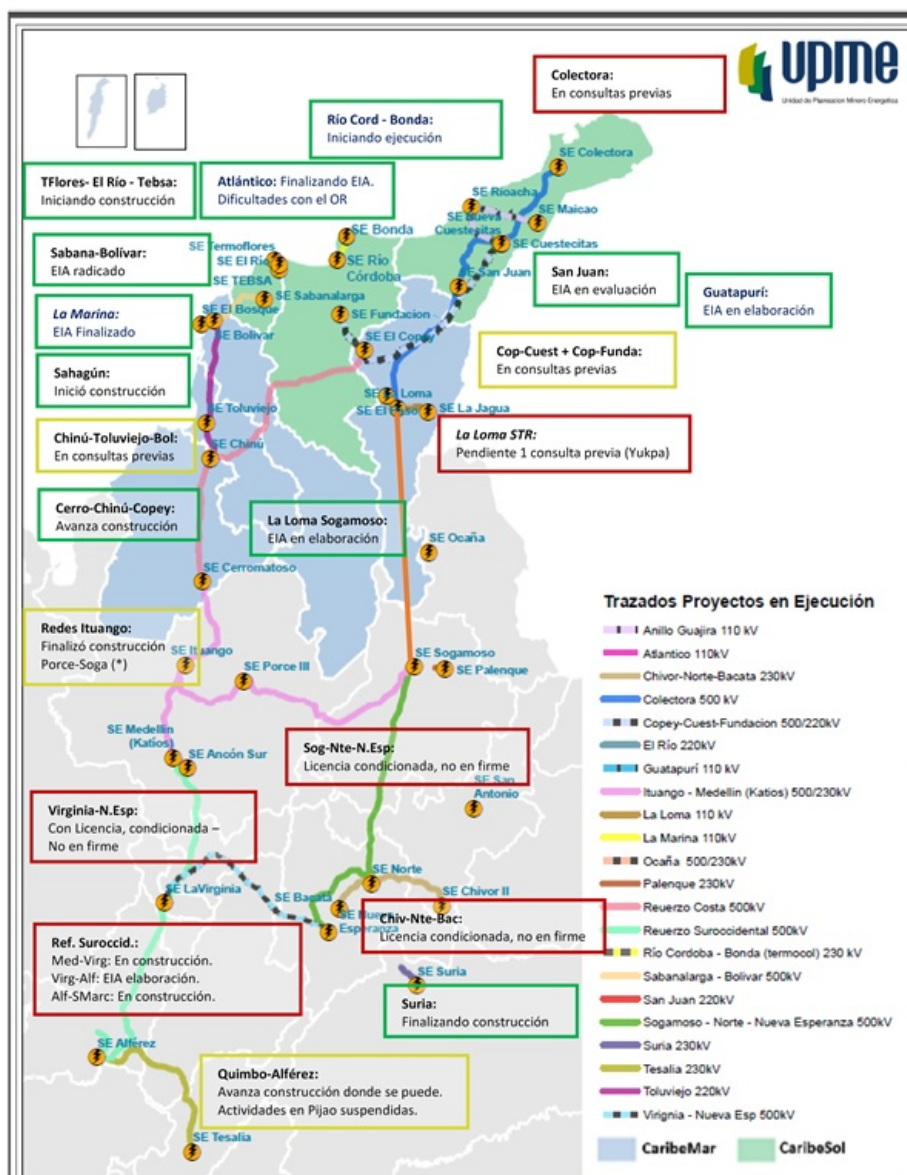
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el estado de convocatorias de los proyectos de expansión de red, según la Unidad. Vale la pena mencionar que la UPME mencionó que están revisando si pueden publicar la fecha de entrada en operación de los proyectos.



Por último, la UPME indicó que próximamente citaran a una reunión de seguimiento del área Oriental.

Conclusiones

- Se informa de próxima citación al grupo del Area Oriental.

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo
Conclusiones
-La próxima reunión ordinaria del Consejo se llevará a cabo el 8 de abril de 2021.

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte