



Acta de reunión

Acta N° 686

01 Diciembre 2022 Oficinas CNO

Presentar el acta de la Reunión CNO 686.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
UPME	Alfonso Segura	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
CNOGas	Fredi López	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Henry Josue Zapata Lesmes	SI	NO
UPME	Héctor Rosero	SI	NO
Prime Energy	Javier Ferreira	SI	NO
Julia RD	Juan Pablo Suarez	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AFINIA	Luis Tapia	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
UPME	Moisés Larrarte	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
ELECTROHUILA	Mateo Arias	SI	NO

UPME	Andrea Rojas	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TERMOYOPAL	David Rincón	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
MINENERGÍA	Juan Sánchez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	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	Hechos relevantes relacionados con la expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia - EDS.
6	12:15 - 12:45	Informe UPME.
7	12:45 - 13:00	Varios
Verificación quórum		SI

Revisión de compromisos

Compromiso	Reunión N°	Fecha	Responsable
Observaciones			

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el seguimiento a las condiciones hidrolimáticas del país y las perspectivas en el corto plazo de la evolución del clima.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo					

De acuerdo con el informe del IRI, existe un 76% de probabilidad de La Niña durante el invierno del hemisferio norte (diciembre-febrero) 2022-23, favoreciendo una transición a ENSO neutral en febrero-abril 2023 (57% de probabilidad).

Con respecto al campo térmico superficial se observa aún a lo largo del pacífico ecuatorial zonas frías en todo su eje. igual en la subsuperficie sin avance de las zonas cálidas del lado de Australia. Los vientos alisios continúan dominantes en todas las zonas del Pacífico Ecuatorial. El ONI completó 26 meses promedio móvil con valores por debajo de 0.5.

En cuanto al seguimiento climático en el país, el mes de noviembre siguió la tendencia de todos los meses de este año, predominantemente lluvioso con valores de precipitaciones superiores a los promedios para el mes.

Con referencia a la predicción climática se espera que la Niña continúe durante el invierno del hemisferio norte pero su probabilidad de persistencia se disminuye considerablemente para dar paso a la neutralidad en el transcurso del 2023.

Conclusiones

FENÓMENO LA NIÑA: El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional, la evolución del Fenómeno La Niña .

LLUVIAS: Excesos destacados durante DICIEMBRE/22 y ENERO/23.

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

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES

ACTA 679: Publicada para comentarios el 31 de octubre. Comentarios de TEBSA, XM, GECELCA, EDS, ENERTOTAL y EPM.

ACTA 680: CNO no presencial.

ACTA 681: Publicada para comentarios el 29 de noviembre. Comentarios de ENERTOTAL, ISAGEN, XM , TEBSA y PROELECTRICA.

ACTA 682: C N O no presencial.

ACTA 683: Publicada para comentarios el 29 de noviembre. Comentarios de PROELECTRICA, XM y TEBSA.

ACTAS 684 y 685: C N O no presencial.

El Consejo aprueba el acta 679 y las actas pendientes se aprobaran en la reunión ordinaria del mes de enero.

2. ACUERDOS

Los siguientes acuerdos se presentaron para aprobación:

1. Por el cual se aprueba la ampliación de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Neusa.
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de la central de generación Merilectrica.
3. Por el cual se aprueban algunas autorizaciones de desviaciones de los recursos de generación.
4. Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.
5. Por el cual se modifican los parámetros Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.
6. 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.

7. Por el cual se actualiza la integración de la lista de empresas verificadoras de los planes de inversión de los operadores de red.
8. Por el cual se actualiza la integración de la lista de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas.
9. Por el cual se nombran los miembros del Consejo Nacional de Operación para el año 2023.
El Consejo aprueba los acuerdos presentados.

Conclusiones					
- Se aprueba el acta 679.					
- Se aprueban los acuerdos recomendados.					
- Se aprueban los acuerdos recomendados.					
3. INFORME CNO 686	NO	Presentar los temas en desarrollo en los comités y subcomités tanto técnicos como los administrativos.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo					
Temas administrativos					
1. Se completó el ejercicio del presupuesto preliminar 2023 considerando supuestos que hoy son objeto de incertidumbre, como el porcentaje de incremento del salario mínimo. Para este ejercicio se asumió un ajuste del 10 %. En este sentido, la cuota anual para cada uno de los diecisiete miembros sería de \$115 '872.759 distribuido en tres cuotas de \$38'624.253. Si se distribuye entre 14 miembros, la cuota con los supuestos preliminares pasaría a \$140'702.643.					
2. Como resultado de la selección de los miembros del CNO para el año 2023, de los grupos de transmisión nacional y distribución sólo se postuló una empresa para cada uno de ellos. De la demanda no regulada no se postuló ninguna empresa. Por lo anterior, según lo previsto en el Reglamento Interno (Acuerdo 1635 de 2022) se declaran vacantes estos miembros por selección y se informa esta situación a MINENERGIA, la SSPD y la CREG.					
Sobre la elección de los representantes de la actividad de distribución que no realicen prioritariamente la actividad de generación, se propone al Consejo solicitar a la CREG revisar la restricción que hoy existe en la Resolución CREG 123 de diciembre 18 de 2003 <i>“por la cual se modifica la Resolución CREG-024 de 1995 y se aprueban modificaciones al Reglamento Interno del Comité Asesor de Comercialización –CAC”</i> , según la cual las empresas distribuidoras que sean miembros del CAC no podrán ser miembros del CNO. El Consejo autoriza hablar con la CREG para gestionar el levantamiento de la restricción regulatoria, que, según lo informado por varios Operadores de Red, restringe la participación de algunos OR del CAC en el CNO.					
Finalmente, se recibió una comunicación de ASOENERGIA y ANDI en la que informan que <i>“(…) no se presentará una propuesta de representante por parte de ningún asociado o de la Cámara, esto debido al costo elevado de la participación para dicho representante (…)”</i> , y reiteran la solicitud para que <i>“(…) la participación de la demanda sea sin costo, para no generar una barrera en la participación, mientras al interior del Consejo se establece una estructura y temas que involucren la participación de la demanda (…)”</i> . La comunicación se encuentra en la página WEB del CNO para su consulta.					
3. Sobre la lista CNO de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas, se solicitará al SURER revisar los términos de referencia, que permitan el ingreso de más empresas y universidades. Sobre la función de los dictaminadores es importante recordar que deben cumplir con el rol previsto por la regulación y desde el punto de vista de los términos de referencia del CNO; se comprometen a no tener conflictos de interés para ser parte de la lista.					
Se solicitó una reunión a la CREG para revisar de manera general algunas dificultades que se podrían estar presentando respecto a las funciones de los auditores y dictaminadores.					
4. Se llevaron a cabo con éxito las jornadas académicas de los subcomités de Controles y Recursos Energéticos Renovables. Se contó con una participación activa de miembros del Consejo al igual que entidades como UPME, SSPD y MINENERGIA. Las memorias de estos dos eventos					

virtuales se encuentran disponibles en la página web del Consejo.

5. La empresa Termoyopal Generación 2 S.A.S E.S.P solicitó ser invitada a las reuniones del CNO y de algunos subcomités y comités en el año 2023. El Consejo aprueba esta solicitud.

Temas técnicos

6. El 7 de diciembre de 2022 está programada una reunión con la Viceministra de Energía para tratar los temas relacionados con la situación actual y esperada de la operación del SIN y los riesgos para la atención confiable, segura y económica de la demanda de energía eléctrica en el mediano y largo plazo. En este sentido, se solicitó a la CREG reprogramar la presentación que estaba agendada por el regulador en su Circular 110 de 2022, sobre las observaciones del Consejo al proyecto normativo 143 de 2021.
7. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red-OR DISPAC, EMSA, EBSA y ELECTROHUILA. Lo anterior para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El detalle del seguimiento se presenta en el informe anexo del Comité de Distribución. Vale la pena resaltar que para el caso de DISPAC el CD recomienda al CNO enviar una comunicación, lo anterior teniendo en cuenta el número elevado de acciones que siguen abiertas, la poca gestión para resolver las mismas y la incertidumbre asociada a la formulación de medidas de mitigación, que necesita la subárea en el corto y mediano plazo dada su actual situación.
8. En el Subcomité de Protecciones-SProtec continua la interacción con SIEMENS dado los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. Dicha compañía presentó una propuesta para la realización de las pruebas de homologación del “firmware” del IED 7SL87, cuyos resultados serán presentados en la reunión del subcomité de diciembre del año en curso. Cabe mencionar que en dichas pruebas se analizarán los casos especiales detectados por el subcomité ante eventos reales del SIN, que ocasionaron oscilaciones de potencia y transitorios secundarios de tensión.

9. Se enviaron las siguientes comunicaciones, que pueden ser consultadas en la página web del Consejo:

- Observaciones a la agenda regulatoria 2023, dirigida a la CREG.
- Propuesta CNO de senda de referencia estación de verano 2022-2023, dirigida a la CREG.
- Balance ENFICC vs Demanda actualizado a octubre de 2022, dirigida a MINENERGIA.

Con relación a la senda de referencia, se debe considerar que para el cálculo de esta curva se consideró al proyecto Ituango entrando en servicio según las fechas informadas por EPM.

10. Según el compromiso adquirido en la pasada reunión del Consejo, se presenta en la siguiente tabla el inventario de los requisitos exigidos a la generación basada en inversores, según rango de capacidad y tipo de generador.

Tipo	CEN/PMD (MW)	Participación Control de Frecuencia		Participación Control de Tensión	Comportamiento ante desviaciones de tensión (VRT)		Referencia	Acuerdos Relacionados
		Sobre frecuencia	Sub frecuencia		Soportabilidad a desviaciones	Inyección Rápida		
Generador	CEN >= 5	Si	Si	Si	Si	Si*	CREG 148 2021	1547, 1612, 1616,1520,1521, 1523 al 1534
Generador	1< CEN < 5	Si	NO	Si	Si	NO	CREG 101 011 2022	1601 a 1613
Generador	1 < CEN	NO	NO	NO	NO	NO	CREG 174 2021	1549, 1556, 1602 y 1612
Auto generador	PMD >= 5	Si	Si	Si	Si	Si*	CREG 148 2021	1547, 1612, 1616,1520,1521, 1523 al 1534
Auto generador	1< PMD < 5	NO	NO	NO	NO	NO	CREG 101 011 2022	1601 a 1613
Auto generador	1 < PMD	NO	NO	NO	NO	NO	CREG 174 2021	1549, 1556, 1602 y 1612
Generador / Auto generador STN o STR	No Aplica	Si	Si	Si	Si	Si	CREG 060 2019	1546

*Requerimiento se establece en Acuerdo CNO, teniendo en cuenta la Resolución 148 de 2021.

A partir de esta información se aclara que los requerimientos exigidos en los Acuerdos del Consejo están alineados con los requisitos definidos por la CREG en sus distintas resoluciones.

11. El próximo 2 de diciembre se presentarán por parte del CND los resultados de la cuarta versión del estudio de flexibilidad. Dicho estudio es muy importante, dado los porcentajes de integración de fuentes intermitentes que se esperan en el mediano plazo para el SIN, al igual que los nuevos lineamientos de política de MINENERGIA para la transición energética justa, que tienen como prioridad la restauración y conservación del territorio.
12. Teniendo en cuenta el numeral anterior y el documento “Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”, se recomienda al CNO activar nuevamente el grupo de trabajo del caudal ambiental, el cual está conformado por el CND, el CNO y la UPME. Vale la pena mencionar que dicho documento estaría planteando la restauración de algunas cuencas, es decir, la condición ecológica deseada que podrían definir las Corporaciones Autónomas Regionales en el marco de la Guía para el cálculo del Caudal ambiental sería la más crítica para el sector de energía eléctrica.

13. El día de ayer en el marco del Comité de Distribución-CD el CND socializó el modelo de carga del SIN. Se hizo un recuento de la información allegada por parte de los Operadores de Red-OR, la metodología para construir el modelo dinámico y sus efectos en la planeación de la operación del sistema en el corto, mediano y largo plazo (Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión, por ejemplo).
14. A partir de las tareas asignadas al CND en el marco de las resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, se conformó un grupo de trabajo del Comité de Distribución-CD para identificar el tipo de red de distribución que operan comúnmente los OR's, ello con el fin de establecer un plan piloto para el desarrollo del modelo del SDL que involucra la conexión de generación basada en inversores. Al respecto, se identificó que no es una práctica común enmallar las redes del SDL con las del STR. Por lo anterior, se propone en el marco del CD abordar los análisis que realizan los OR's para establecer si enmallan o no este tipo de sistemas.

Finalmente respecto al modelo, se espera tener un avance para todos los tipos de red (radial o enmallado) en la reunión de febrero del Comité de Distribución.

15. Respecto al seguimiento a las principales áreas del SIN, la situación actual es la siguiente:

- **DISPAC:** Se espera que la UPME se pronuncie sobre el plan de expansión actualizado del Operador de Red para convocar nuevamente al grupo.
 - **ORIENTAL:** Se espera que la UPME oficialice el plan de acción construido en la pasada reunión de seguimiento. Lo anterior fue un compromiso y cada una de las instituciones identificadas en el mismo han empezado a gestionar sus compromisos. Se sugiere para el corto plazo convocar otra reunión del grupo, el cual coordina la UPME.
 - **CARIBE:** El consejo convocará próximamente al grupo, el cual será retroalimentado con las conclusiones de la reunión del 7 de diciembre con la Viceministra de Energía.
16. Se enviará una comunicación a la CREG solicitando aclarar si la lista de auditores de que trata el artículo 37 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 es la misma lista de auditores de verificación del parámetro “*suministro de combustibles y transporte de gas*”, de que trata el Acuerdo 1166 de 2019.
17. Se enviará a todos los Comités y Subcomités del Consejo el documento compartido para la recolección de observaciones a la Resolución CREG 143 de 2021. En función de la reprogramación de la reunión con la Comisión se establecerá la fecha límite para recepción de comentarios.

El presidente del Comité de Operación-CO (EPM) hace un llamado sobre la participación de las empresas en las reuniones virtuales, referenciando lo ocurrido en la última reunión del CO donde muchas personas conectadas en realidad estaban ausentes del desarrollo de la reunión.

Conclusiones

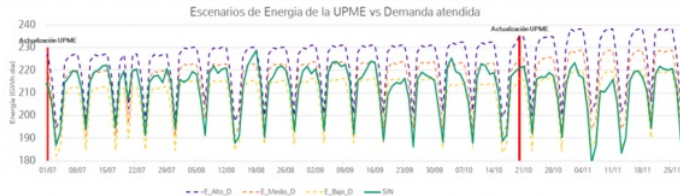
- Dada la condición crítica que sigue experimentando DISPAC, sumado a la cantidad de eventos sin gestión, el CNO autoriza el envío de una carta al OR, con copia a las autoridades sectoriales.
- Se acuerda programar para la segunda semana enero de 2023 la primera reunión del año del grupo de caudal ambiental (CNO-CND-UPME).

4. Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.	NO	Presentar la situación operativa del SIN y los riesgos para la operación.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

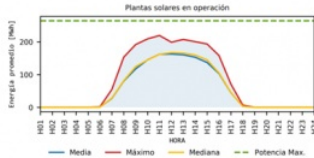
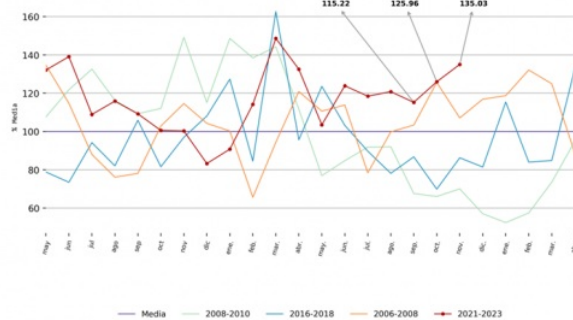
En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables de la operación del SIN:

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



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de julio cerró un 3.1% por debajo del escenario alto y un 0.1% por encima del escenario medio de la UPME. Además, el mes de agosto finalizó con la demanda un 4.5% por debajo del escenario alto y un 1.3% por debajo del escenario medio de la UPME. Finalmente, el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.3% por debajo del escenario alto de la UPME, y en lo que va corrido del mes de noviembre la demanda se ubica un 4.5% por debajo del escenario medio y un 6.3% por debajo del escenario alto de la UPME.

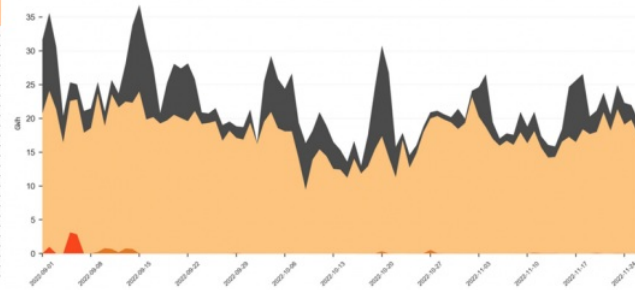
Aportes hídricos



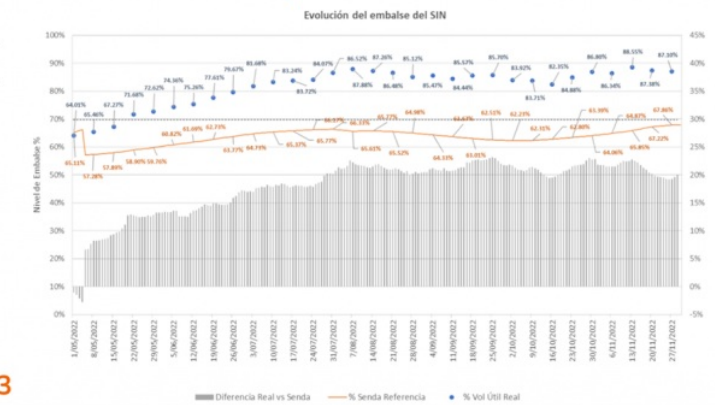
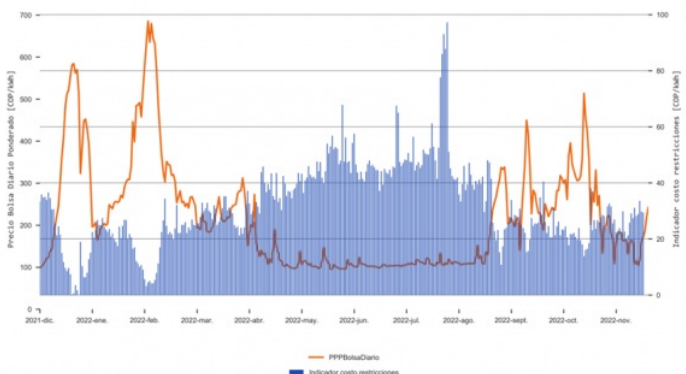
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de noviembre de 2022 hasta el 28 de noviembre de 2022.

Planta	Capacidad (MW)	Generación (MWh)	Porcentaje (%)
TERMAVITA BELLA	19.9	107.88	28.8%
TERMAVITA BELLA	19.9	105.81	28.3%
TERMAVITA BELLA	19.9	105.4	28.3%
BOQUEASOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	104.45	28.1%
BOQUEASOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	103.07	28.3%
LA TRINCHA	19.9	100.65	27.1%
INCEC	19.9	100.46	27.0%
CERRETO	9.9	42.50	28.3%
LOS CAÑALES	9.9	42.23	28.3%
LA MEDIANA	9.9	40.75	28.6%
PETALÓ DE COLOMBIA	9.9	40.50	28.3%
GRANDESOLARES TUCUCOS	9.9	40.35	28.3%
HELIO I	9.9	36.75	28.6%
HELIO II	9.9	36.75	28.6%
CELISA SOLAR ESPINAL	9.9	34.85	28.7%
CELISA SOLAR BOLIVAR	9.9	32.63	28.9%
CELISA SOLAR BUCARACHE	9.9	31.46	28.1%
AUTOSOLAR SOLAR LEONARDO	9.9	18.91	19.3%
CELISA SOLAR CAMPELO	9.9	15.47	6.5%
CELISA SOLAR LA PAZ	9.9	14.85	6.3%
AUTOSOLAR SOLAR YUMBO	9.9	14.85	6.3%
AUTOSOLAR SOLAR YAMANA	9.9	7.46	12.3%
CELISA SOLAR BUCARACHE	9.9	5.65	7.8%
AUTOSOLAR COLUMBIA DEL CAUCA	9.9	6.14	2.4%
Total	224.08	1700.02	

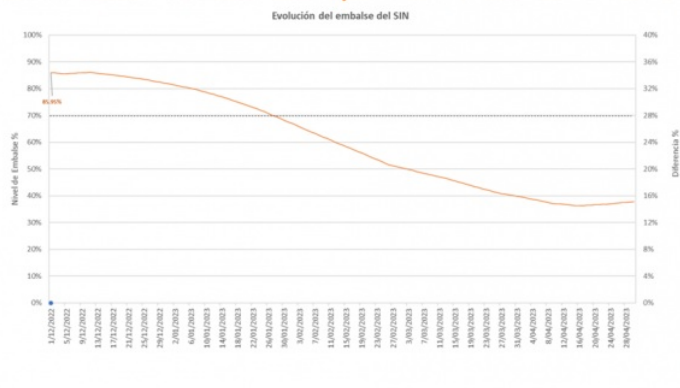
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



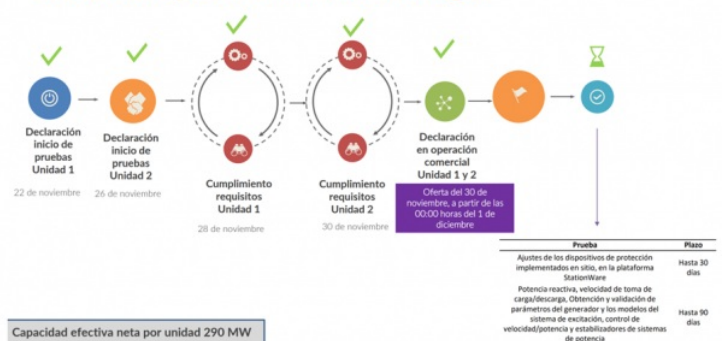
Senda de Referencia para el Invierno 2022



Nueva Senda de Referencia para el Verano 2022-2023



Entrada en operación comercial Ituango



Con relación al proyecto Ituango, se acuerda por el CNO dejar plasmada en el acta de la reunión una felicitación a EPM por la entrada en servicio de este nuevo recurso de generación para el país.

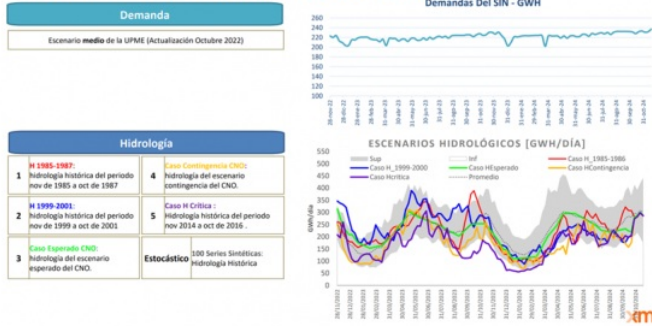
- En las siguientes gráficas se muestra el panorama energético del SIN para el mediano plazo (2 años):

Datos de entrada y supuestos considerados

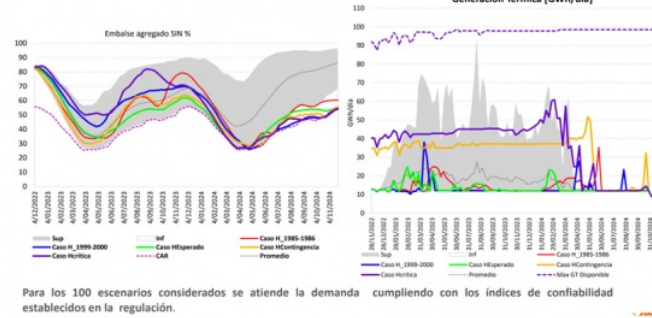
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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



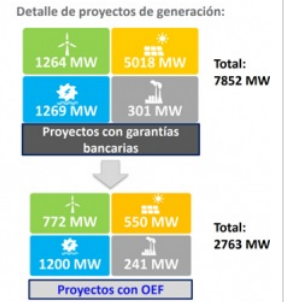
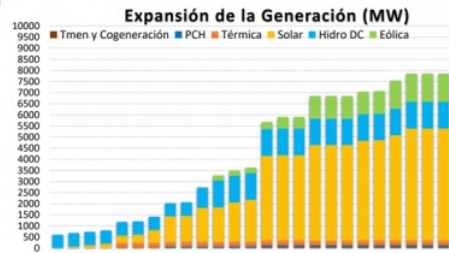
Datos de entrada y supuestos considerados



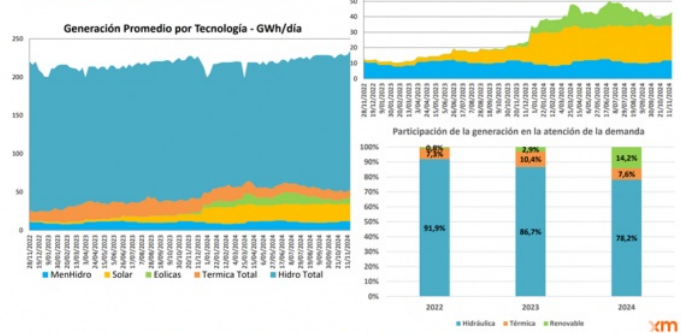
Resultados Determinísticos



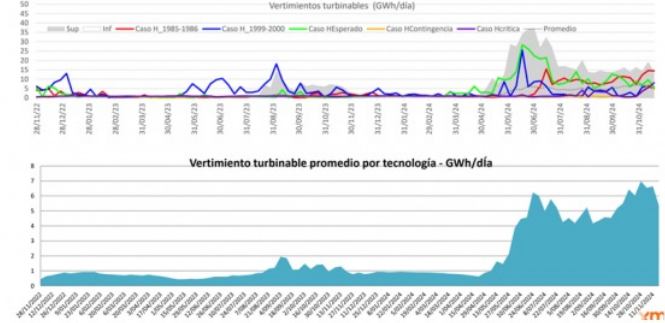
Datos de entrada y supuestos considerados



Resultados Estocásticos

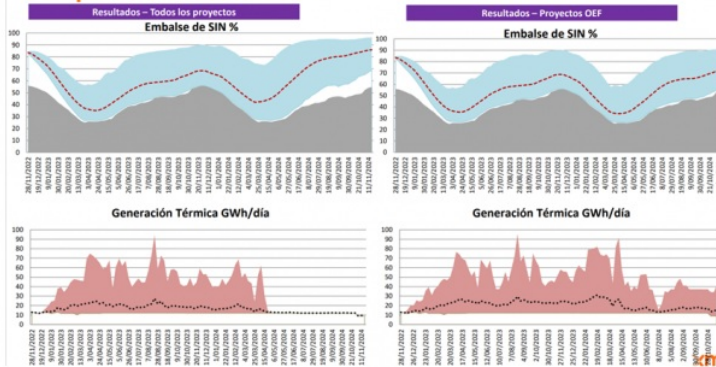


Resultados de Vertimientos Turbinables



A continuación, se muestra una sensibilidad a los proyectos de generación, considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), estos mismos con atraso de un año en su puesta en servicio. Asimismo, las conclusiones del CND sobre el panorama energético:

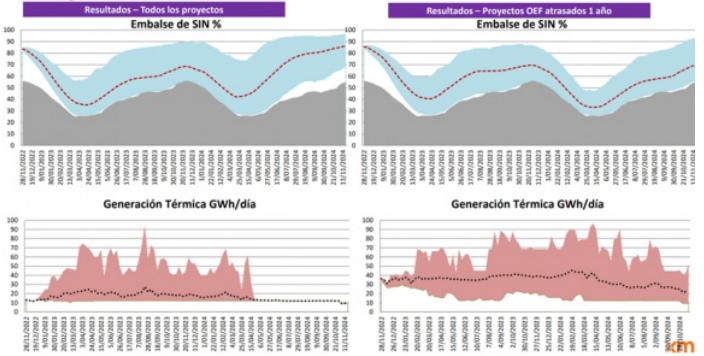
Comparación resultados



Conclusiones y Recomendaciones

- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo todas las sensibilidades expuestas, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 0.8% al inicio del horizonte del estudio a 14.2% al final del mismo.
- » Los niveles de aportes de las semanas previas al estudio derivan en una generación térmica similar para todos los escenarios del caso estocástico, presentando valores aproximados correspondientes al mínimo requerido desde el punto de vista de restricciones eléctricas.
- » El impacto de solo considerar proyectos con OEF se da principalmente en la participación de la atención de la demanda del año 2024, donde se tiene una reducción de las fuentes renovables del 14.2% al 5.2% y un incremento de la generación térmica, pasando del 7.6% al 10.1%, el remanente es asumido como incremento con generación hidráulica.

Comparación resultados



Conclusiones y Recomendaciones

- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y considerando un atraso de un año a todos estos en su fecha de puesta en operación, se observa un incremento relevante de la generación térmica, la cual alcanza valores de participación de la demanda total anual en el año 2024 del 16%.
- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a 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 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.

Respecto a los resultados del panorama energético, ISAGEN sugiere mirar de nuevo el atraso de los proyectos de red que afectarían la incorporación de las plantas de generación. Es decir, escenarios donde el atraso de proyectos con compromisos con el sistema pueda ser mayor a 1 año. Se acuerda en el Consejo llevar este punto al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO del Consejo.

- El CND presenta en el punto de situaciones operativas del SIN, un ejemplo de modificación constante de las fechas de entrada en operación de los proyectos, ello con el objetivo de habilitar el cumplimiento de los Acuerdos del Consejo. En la siguiente gráfica se evidencia ello:



Fechas de entrada de proyectos

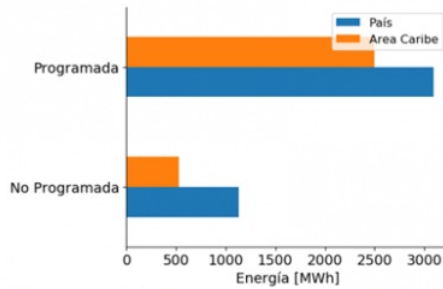
Nombre	Estado	FPO	FIPPS	Observaciones	Fecha de actualización
Etapas 1	En trámite	30/06/2023	28/11/2022	Se ajustan las fechas por el avance real del Proyecto.	24/11/2022
Etapas 1	En trámite	30/11/2023	30/11/2023	Fecha solicitada de acuerdo a la Res. CREG 101-25/2022	05/09/2022
Etapas 1	En trámite	28/02/2023	28/02/2023	Se modifica FPO para permitir el ingreso de requisitos.	18/08/2022
Etapas 1	En trámite	31/01/2023	31/01/2023	Se cambia FPO para permitir el ingreso de datos.	18/08/2022
Etapas 1	En trámite	31/07/2022	31/07/2022	Se normaliza FPO.	02/08/2022
Etapas 1	En trámite	31/01/2023	31/01/2023	Se modifica la FPO para permitir el ingreso de los requisitos.	08/07/2022
Etapas 1	En trámite	31/12/2022	31/12/2022	Se ajusta fecha para el ingreso de información	19/05/2022
Etapas 1	En trámite	31/07/2022	30/07/2022	Se hace actualización a las fechas inicialmente consideradas.	22/04/2022
Etapas 1	En trámite	30/09/2022	30/09/2022	2/03/2022: Se ajustan fechas para permitir el ingreso de la información	02/03/2022
Etapas 1	En trámite	31/07/2022	30/07/2022		01/03/2022

La actualización de las fechas de entrada de los proyectos con la información más real de manera oportuna es un insumo fundamental, para los análisis de planeamiento operativo y las respectivas señales que del mismo se derivan.

El cumplimiento de los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1612 se miden de acuerdo con la fecha de inicio de pruebas y fecha de puesta de operación, reportada por cada agente en el aplicativo.

- El detalle de los indicadores operativos del SIN se puede encontrar en la presentación adjunta al acta, sin embargo, se referencian los siguientes índices:

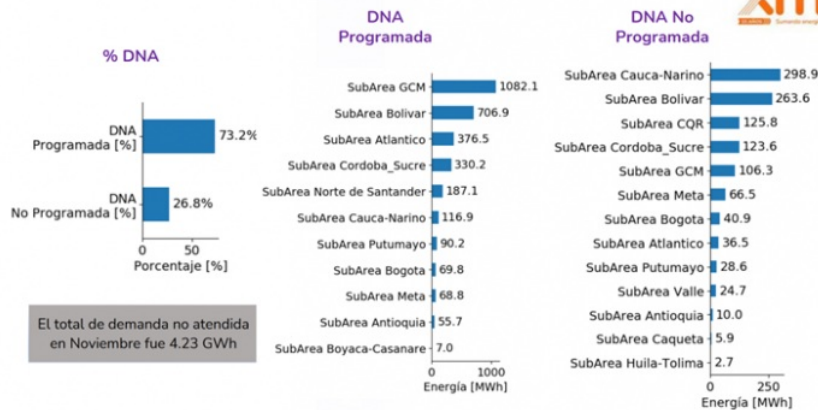
DNA Caribe vs. País



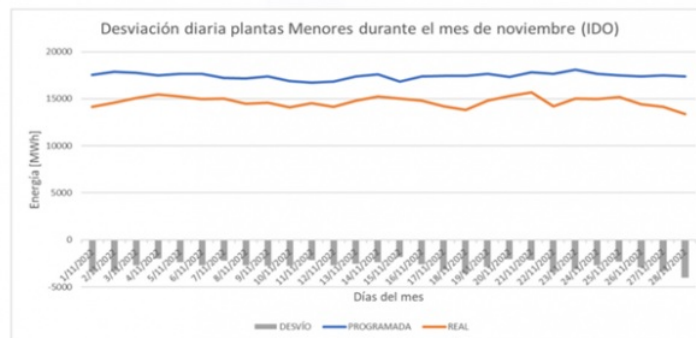
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.496 GWh, siendo un 80.73% de la demanda no atendida programada nacional (3.091 GWh) para el mes de Noviembre.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.530 GWh, siendo un 46.74% de la demanda no atendida no programada nacional (1.134 GWh) para el mes de Noviembre.

Resumen – Demanda no atendida



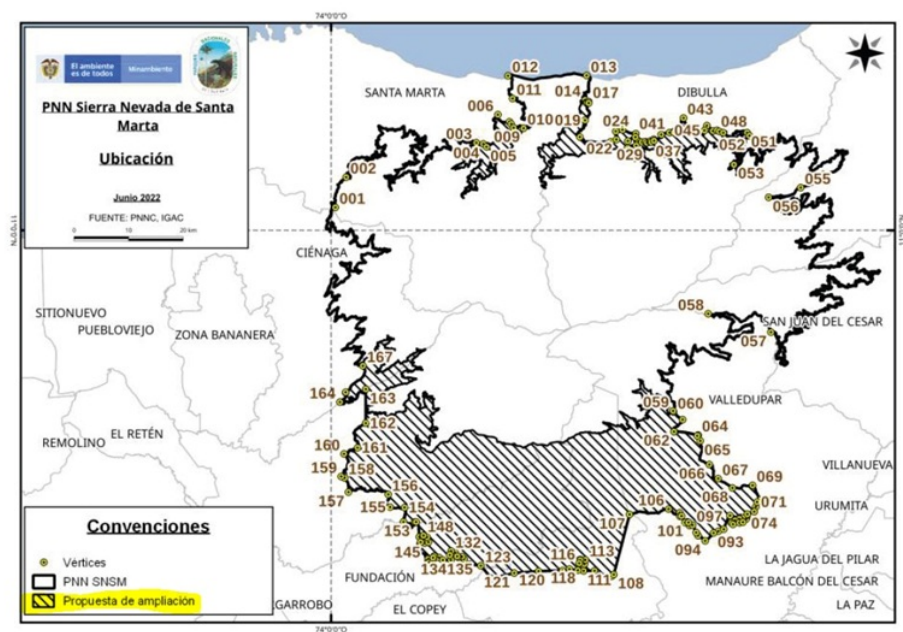
Participación PNDC en la generación total del SIN



La desviación acumulada entre el 1 y el 28 de noviembre es de cerca de 77 GWh de más entre la disponibilidad ofertada y la generación real de las PNDC, lo que equivale en promedio a 110 MW de desviación en cada periodo (34% de la holgura)

En este punto se presentan las siguientes observaciones sobre el estado del SIN y las dificultades para el desarrollo de los proyectos de expansión:

- EPM manifiesta que personal de su compañía, encargado de la instalación de estaciones de medición del recurso solar en la Guajira fue abaleado.
- ENEL reitera que la situación en la Guajira es compleja, ya que es imposible adelantar gestiones para la puesta en operación de los proyectos de generación. En este sentido, se les solicita colaboración de MINENERGIA.
- GECELCA finalmente advierte sobre el proyecto de resolución del MADS acerca de la ampliación de la zona de protección de la Sierra Nevada de Santa Marta. Lo anterior, advierte el generador, podría impactar fuertemente el desarrollo de los proyectos de infraestructura en la subárea operativa GCM <https://www.minambiente.gov.co/consulta/resolucion-por-medio-de-la-cual-se-declara-reserva-delimita-y-alinda-como-parte-del-parque-nacional-natural-sierra-nevada-de-santa-marta-un-area-ubicada-en-los-municipios-aracataca-cienaga/>.
- Enel Colombia plantea que se publiquen los costos marginales de la operación en los escenarios de análisis energéticos, con el fin de evidenciar los sobrecostos de los atrasos en los proyectos. También se llama la atención sobre el desarrollo de los proyectos y el trabajo coordinado con las instituciones y en particular con el MME



- Entre el 01 de septiembre y el 24 de noviembre de 2022, se presentó una disminución de 1.399 MW en proyectos con garantías bancarias considerados para la expansión de mediano plazo.
- Entre el 30 de junio y el 24 de noviembre de 2022, se presentó una disminución de 1.341 MW en proyectos con OEF y CLPE considerados para la expansión de mediano plazo.
- En el último informe de XM presentado al Comité de Operación N°397 del 24 de noviembre de 2022, en lo relacionados con proyectos con OEF y CLPE, la generación eólica disminuye en 250 MW (25%) y la generación solar en 683 MW (55%), en relación con el informe presentado el pasado 10 de noviembre de 2022.
- Se pueden identificar señales del Operador del Sistema y algunos agentes que advierten una situación de racionamiento si se siguen atrasando los proyectos de expansión, se presenta un fenómeno del niño severo y prolongado, y la demanda crece por encima del escenario medio proyectado por la UPME. Asimismo, el panorama económico, donde la inflación sigue subiendo y el peso colombiano se sigue depreciando, afecta fuertemente el desarrollo de los proyectos.
- Las recomendaciones de ESO para el CNO se presentan en las siguientes gráficas:

Energía del Suroeste S.A. E.S.P. insiste en que el CNO:

- Solicite a la CREG modificar la Resolución 061 de 2007 en su artículo 17, numeral 9, de tal forma que las auditorías para plantas o unidades de generación sean públicas, independientes y con una periodicidad de entrega de informes claramente definida.
- Solicite a la CREG revisar su concepto en relación con la información a ser utilizada para el planeamiento operativo realizado por el Centro Nacional de Despacho, de tal forma que corresponda a la información periódica reportada por la auditoría para plantas o unidades de generación y proyectos de transmisión.
- Solicite periódicamente a los agentes y a la UPME información de los costos actualizados de los combustibles utilizados para la generación y la información sobre el impacto de las materias primas, elementos tecnológicos y la logística de transporte de mercancía en los costos de instalación de las futuras centrales de generación de todas las tecnologías.
- La atención prioritaria a la posibilidad de que en el corto, mediano y largo plazo se presenten situaciones de racionamiento programado u obligados en el Sistema Eléctrico Colombiano: La incertidumbre nacional e internacional en todos los órdenes, la historia reciente y confirmada del complejo desarrollo actual de los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en el País y la poca probabilidad de que por las razones anotadas, entren en operación comercial un grupo importante de proyectos de generación.
- Proponerle a la CREG y al Gobierno Nacional el aplazar el estudio, la revisión y la aprobación de la Resolución CREG 143 de 2021:
 - No existe una conciliación clara con las políticas públicas anunciadas y a adoptar por el gobierno del Presidente Petro, no se cumple con las disposiciones de la OCDE en los temas de cambios regulatorios y afecta la política pública de diferentes gobiernos de Colombia en lo que respecta a la transición energética definida en las leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.
 - La valoración de las experiencias internacionales de países con procesos acelerados de transición energética con crisis sin precedentes en la estructura y operación de sus sistemas eléctricos y con pérdida confirmada de su seguridad e independencia energética.



Se acuerda en el Consejo discutir sobre estos planteamientos en el SPO y CO, teniendo en cuenta que algunas de las recomendaciones son del resorte del planeamiento de la expansión (UPME), y no del planeamiento operativo.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	La UPME presenta el estado actual de los proyectos por convocatorias que se vienen desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de los proyectos de expansión del STR y STN sobre los cuales la Unidad hace seguimiento. Vale la pena mencionar que el proyecto Atrato 230 kV, vital para dar solución a muchas de las situaciones que hoy está experimentando DISPAC-Choco, sigue suspendido.

