

**Acta de reunión**

Acta N° 714

7 Septiembre, 2023 OFICINAS CNO Y ENLACE GOTOMEETING

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
CEO	Juan David Castaño	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
CELSIA	Edicson Gonzalo Pulgarin	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
ENERCA	Fernando Parra Cely	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENEL Colombia	Gaetano Manzulli	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
TERMONORTE	Javier Alejandro Marín	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	John Camargo	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Juan Carlos Rueda	NO	SI

GEB	Juan Jacobo Rodriguez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
XM	Yazmin Eliana Urrego lezcano	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENERCA	Alí Leon	SI	NO
XM	Cristian Lopez	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
XM	Diana Guerrero	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Diego Piñeros	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO

SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
XM	Jose Montoya	SI	NO
XM	Juan Piñeros	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
XM	Julián Castaño	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sánchez	SI	NO
MINENERGIA	Maria Fernanda Romero	SI	NO
MINENERGIA	Andres Camacho	SI	NO
MINENERGIA	Javier Calderón	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Aprobación Actas y Acuerdos.
2	09:15 - 10:15	Informe IDEAM.
3	10:15 - 11:15	Presentación XM Situación Eléctrica y Energética
4	11:15 - 12:15	Aprobación documento metodología capacidad de regulación plantas hidroeléctricas
5	12:15 - 12:45	Presentación SIMEM - XM.
6	12:45 - 13:15	Informe UPME.
7	13:15 - 13:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo

1. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos que se recomiendan para aprobación del Consejo.	APROBACIÓN	SI	NO
---------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

- ACTAS:

ACTA 707: Publicada para comentarios el 31 de julio. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, EPM, TEBSA y ENERTOTAL.

ACTA 708: Publicada para comentarios el 1 de agosto. Comentarios de EPM.

ACTA 710: Publicada para comentarios el 4 de septiembre. Comentarios de PROELECTRICA, AIRE e ISAGEN.

El Consejo aprueba las actas 707, 708 y con respecto al 710 se dá una semana más para comentarios y se someterá a aprobación en la reunión ordinaria del mes de octubre.

- ACUERDOS: Los siguientes acuerdos se recomiendan para su aprobación:

1. Por el cual se aprueba la actualización de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Guavio.
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de la planta de generación Sogamoso.
3. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de las plantas Guajira 1 y Guajira 2.
4. Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta del autogenerador Argos Sogamoso.
5. Por el cual se aprueban los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.
6. Por el cual se actualiza la lista de firmas auditoras para la realización de las pruebas de Consumo Térmico Específico y Capacidad Efectiva Neta de las plantas térmicas.
7. Por el cual se aprueba la actualización de la lista de auditores de verificación de parámetros para el cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas.
8. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.
9. Por el cual se aprueba el procedimiento de integración y modificación de las listas que elabore el CNO.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- El Acta 710 será sometida a aprobación en la reunión ordinaria de octubre.

- Los acuerdos recomendados fueron aprobados por el Consejo.

2. INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación hidrometeorológica y las predicciones del clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO
------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El informe inicia con unos ejercicios del Instituto acerca de la duración del fenómeno del niño actual y su terminación dependiendo de su profundidad.

Con respecto a la temporada de huracanes están transitando y transportando humedad varias ondas por el Atlántico y la cifra es de 37 ondas desde el 15 de mayo.

Las altas anomalías positivas que estaban frente a la costa suramericana, se están disminuyendo y transitando hacia el centro del Pacífico ecuatorial, disminuyendo en su intensidad.

Se anticipa que continúe El Niño durante el invierno del hemisferio norte (con una probabilidad mayor a 95% hasta dic/2023 -feb/2024). La probabilidad que este Niño sea fuerte está del orden de 2/3 .

Se registra un comportamiento típico de las lluvias. Debe dar inicio la segunda temporada de lluvias en los meses de septiembre, octubre y noviembre. El calentamiento del océano atlántico se ha trasladado a latitudes más bajas. Hay una onda MJO intraestacional que está favoreciendo el desarrollo de nubosidad.

De mantenerse las anomalías de temperatura semanales de 1.5 y 1.6 , el evento se puede llegar a categorizar como un Niño fuerte. Solo es necesario un trimestre para que se clasifique así. En el océano Atlántico las anomalías cálidas no están en todo el océano, porque pueden cambiar con algunas dinámicas del viento.

Respecto a la atmósfera, en este momento hay un debilitamiento de los vientos alisios. Actualmente el evento se puede catalogar en una categoría moderada, entre 1.1 y 1.4. Se pronostica que el evento dure por lo que queda del 2023 e inicios del 2024. Se espera un aumento de las precipitaciones en los meses de septiembre a noviembre. En noviembre se espera un cambio de la condición esperada, con mayores precipitaciones.

Se anticipa que continúe El Niño durante el invierno del hemisferio norte (con una probabilidad mayor a 95% hasta dic/2023 - feb/2024).

Conclusiones

- El déficit de lluvias estará presente:

50% -70% septiembre

40% -60% octubre

50%- 60% noviembre.

- Probabilidad de Niño fuerte de 2/3.

3.
PRESENTACION
XM-SITUACION
ELECTRICA Y
ENERGETICA

NO

Presentar la evolución de las principales variables de la operación y los riesgos para la operación esperada del SIN.

INFORMATIVO

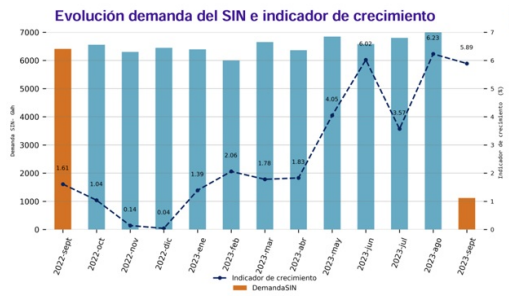
SI

NO

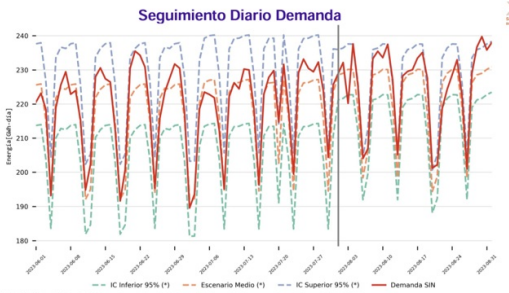
Desarrollo

- A continuación, se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN:

La Región Caribe lidera el crecimiento de la demanda.



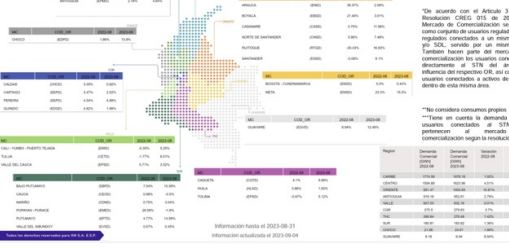
Información hasta el 2023-09-03
Información actualizada el 2023-09-07



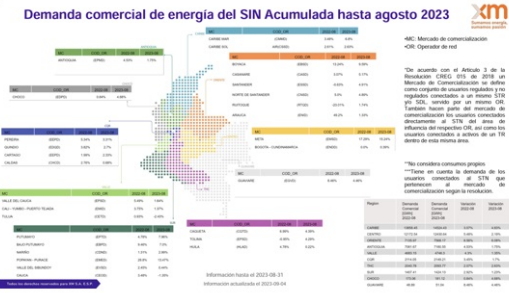
IC Inferior 95% (I) - Escenario Medio (I) - IC Superior 95% (I) - Demanda SIN

El 95% Medio e IC Superior 95% son valores de referencia calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME. El seguimiento de los valores diarios calculados por el CND desde el 1 de agosto de 2023 son considerados las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2023 y para los valores antes el 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023.

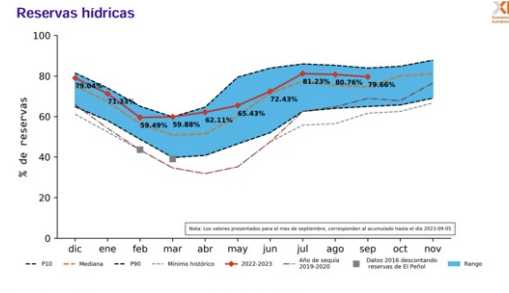
Información hasta el 2023-09-01
Información actualizada el 2023-09-04



Información hasta el 2023-08-31
Información actualizada el 2023-09-04



Información hasta el 2023-08-31
Información actualizada el 2023-09-04



Información hasta el 2023-09-05
Información actualizada el 2023-09-06



Información hasta el 2023-09-05
Información actualizada el 2023-09-06



Información hasta el 2023-09-04
Información actualizada el 2023-09-07

Plantas solares en operación

Planta	Capacidad (MW)	Generación Promedio (MWh)	Factor de planta (%)
CELISOLAR LA VICTORIA	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 2	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 3	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 4	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 5	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 6	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 7	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 8	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 9	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 10	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 11	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 12	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 13	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 14	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 15	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 16	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 17	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 18	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 19	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 20	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 21	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 22	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 23	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 24	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 25	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 26	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 27	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 28	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 29	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 30	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 31	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 32	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 33	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 34	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 35	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 36	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 37	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 38	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 39	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 40	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 41	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 42	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 43	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 44	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 45	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 46	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 47	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 48	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 49	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 50	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 51	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 52	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 53	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 54	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 55	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 56	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 57	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 58	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 59	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 60	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 61	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 62	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 63	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 64	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 65	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 66	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 67	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 68	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 69	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 70	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 71	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 72	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 73	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 74	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 75	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 76	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 77	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 78	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 79	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 80	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 81	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 82	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 83	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 84	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 85	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 86	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 87	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 88	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 89	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 90	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 91	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 92	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 93	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 94	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 95	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 96	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 97	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 98	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 99	11.9	100.2	10.1%
CELISOLAR LA VICTORIA 100	11.9	100.2	10.1%
Total	488.0	280.37	10.1%

Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de septiembre de 2023 hasta el 04 de septiembre de 2023. Adicionalmente se consideran los planes en operación con capacidad efectiva mayor a 1 MW.

Información hasta el 2023-09-04
Información actualizada el 2023-09-07

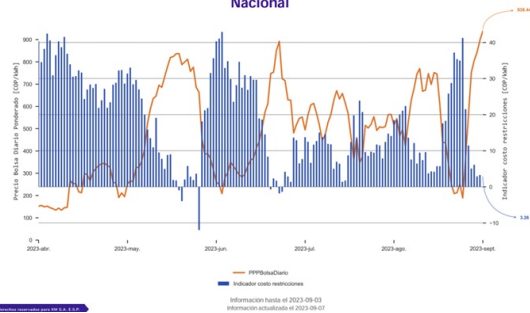


Información hasta el 2023-09-04
Información actualizada el 2023-09-07

Plantas eólicas en operación

Planta	Capacidad (MW)	Generación Promedio (MWh)	Factor de planta (%)
WINDFARM 1	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 2	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 3	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 4	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 5	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 6	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 7	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 8	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 9	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 10	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 11	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 12	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 13	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 14	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 15	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 16	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 17	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 18	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 19	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 20	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 21	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 22	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 23	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 24	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 25	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 26	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 27	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 28	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 29	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 30	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 31	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 32	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 33	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 34	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 35	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 36	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 37	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 38	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 39	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 40	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 41	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 42	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 43	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 44	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 45	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 46	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 47	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 48	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 49	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 50	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 51	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 52	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 53	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 54	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 55	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 56	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 57	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 58	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 59	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 60	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 61	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 62	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 63	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 64	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 65	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 66	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 67	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 68	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 69	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 70	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 71	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 72	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 73	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 74	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 75	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 76	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 77	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 78	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 79	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 80	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 81	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 82	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 83	10.0	100.0	10.0%
WINDFARM 84	10.0	100.0	10.0%
WIND			

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



Los aportes están por debajo del nivel medio desde el mes de agosto. Los vertimientos de Ituango continúan hasta que entren las unidades 3 y 4. La generación térmica se encuentra por encima de los 60 GWh y la generación FNCER es de 3 GWh diarios.

Se está exportando a Ecuador hasta 10 GWh día. A finales de año se podrá importar de Ecuador, según el CENACE, ya que esperan recuperar aportes. Hoy no hay como restringir la exportación a Ecuador dado que mientras no se active el estatuto, se debe continuar exportando. Hay una situación con el gas en la Costa Caribe para la industria. Hay gas natural importado.

El Ministro solicitó explicación sobre la situación del área Oriental. Se le informó al Ministro que con la UPME, el CNO tiene el grupo de seguimiento del área Oriental. ENEL Colombia explicó la situación actual del área.

El Ministro manifestó su compromiso y del Ministerio de atender las acciones que se requieran para avanzar en las soluciones de las áreas Caribe, Oriental y Chocó. Además, manifestó su disposición de seguir haciendo seguimiento a las acciones de coordinación del Niño a través de los CACSSE. Informó que la siguiente reunión del CACSSE se espera llevarla a cabo en la Costa Atlántica.

Sobre el efecto de la situación del gas en la operación, TEBSA manifestó que hay disponibilidad de gas y que hay es un tema comercial, de precios.

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



- El CND presentó el panorama energético de mediano plazo, el cual se muestra a continuación:

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.

El detalle y validación de los supuestos considerados pueden ver consultados en el siguiente enlace:
<https://www.cndc.gov.co/Transparencia/Informacion/Reportes/Reporte-Generacion>

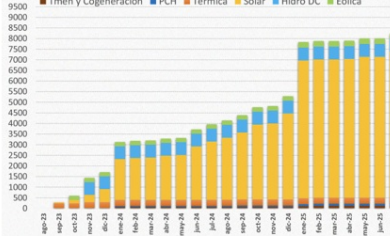
Condición Inicial Embalse Sep 03, 79.85 %	Intercambios Intercambios No se consideran	Mantenimientos Generación Aprobados, solicitudes y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Último Umbral UPME para agosto 2023	Parámetros del SIN PARATEC, Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses M3L MAXIMOS NEPI Desbalances de 4.37 GWh/día promedio Se incluye Restricción GAR sistema	Información combustibles Precios: Reportados por UPME (Act. Mar/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.	Expansión Generación Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.		

* Se incluye mantenimiento de aislado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022.
 ** Se incluye restricción al embalse de Mifloras a basajo reportado por ENH en comunicación del día 15 de junio y 21 de abril de 2023 respectivamente.
 *** Se incluye restricción al embalse y unidades de Guano por mantenimiento de la bocanona, de acuerdo a información reportada por ENH en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO 700 del 13 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
 * Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados.

Datos de entrada y supuestos considerados

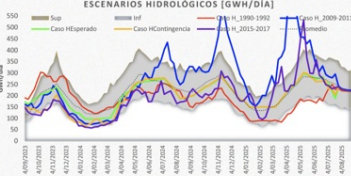
Demanda

Escenario medio* de la UPME (Actualización julio 2023)
 * cálculo por el CND a resolución semanal

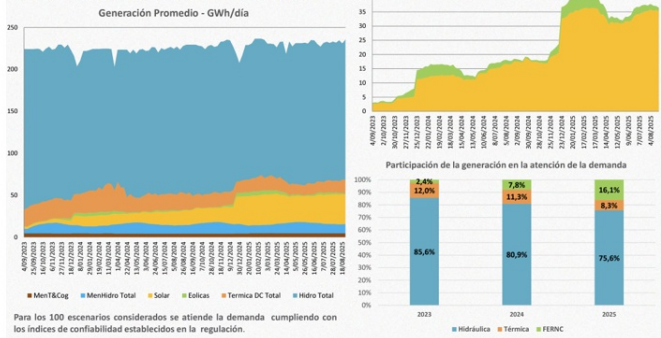


Hidrología

1 H 1990-1992: hidrología histórica del periodo sep de 1990 a ago de 1992	4 Caso Contingencia CND: hidrología del escenario contingencia del CND.
2 H 2009-2011: hidrología histórica del periodo sep de 2009 a ago de 2011	5 Caso H Crítica: hidrología histórica del periodo sep 2015 a ago de 2017.
3 Caso Esperado CND: hidrología del escenario esperado del CND.	100 Serie Sintéticas: A partir de hidrología histórica



Resultados Estocástico

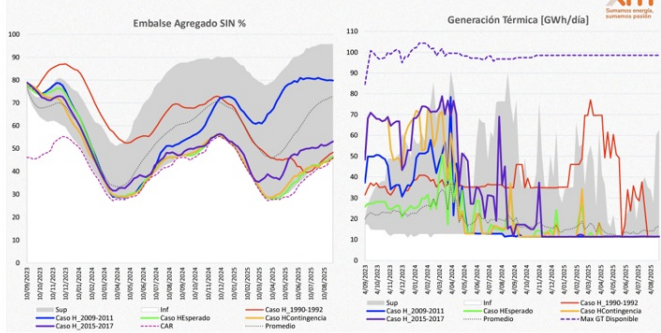


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

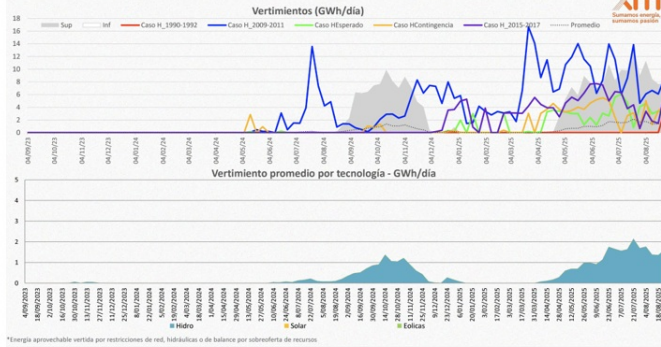
Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

Resultados Determinísticos

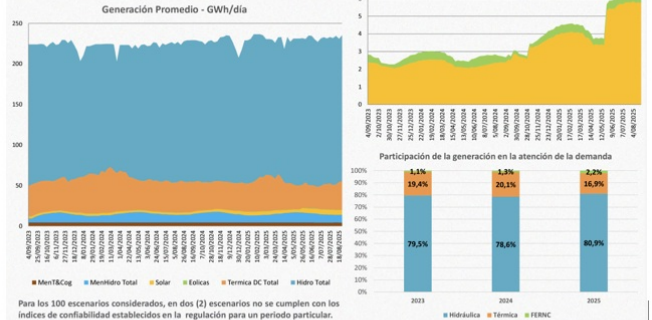


Resultados de Vertimientos



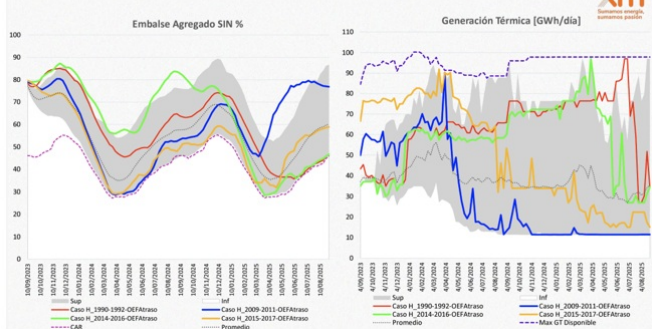
*Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Resultados Estocástico

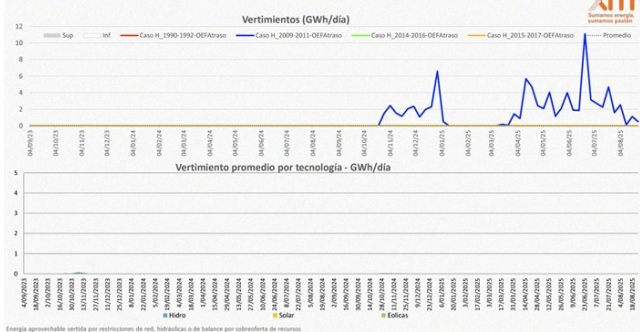


Para los 100 escenarios considerados, en dos (2) escenarios no se cumplen con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación para un periodo particular.

Resultados Determinísticos



Resultados de Vertimientos

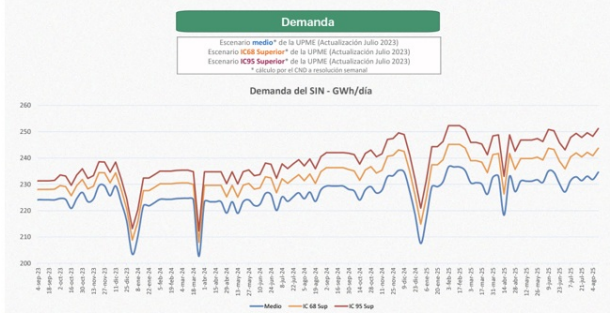


Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

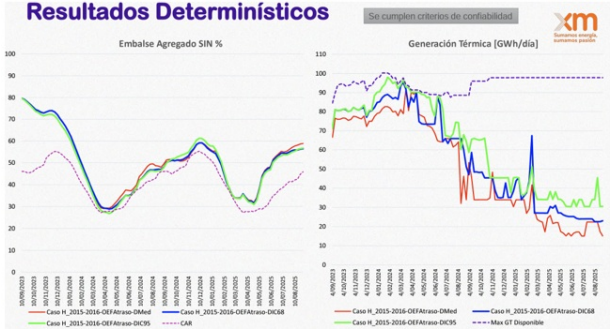
Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO – Sensibilidad a escenarios de demanda

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y la hidrología determinística 2015-2017 considerando la demanda IC68 superior y IC95 superior de las proyecciones UPME

Datos de entrada y supuestos considerados



Resultados Determinísticos



Conclusiones y Recomendaciones

- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base 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 2.4% al inicio del horizonte del estudio a 16.1% al final del mismo.
- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica anticipativa al verano y sostenida en este, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este periodo. De igual se observa dicha necesidad ante la serie determinística 2015-2017 cuando se hacen sensibilidades ante incremento de demanda.
- » 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.

Se reiteró la preocupación por la información de los proyectos y el efecto en el planeamiento energético.

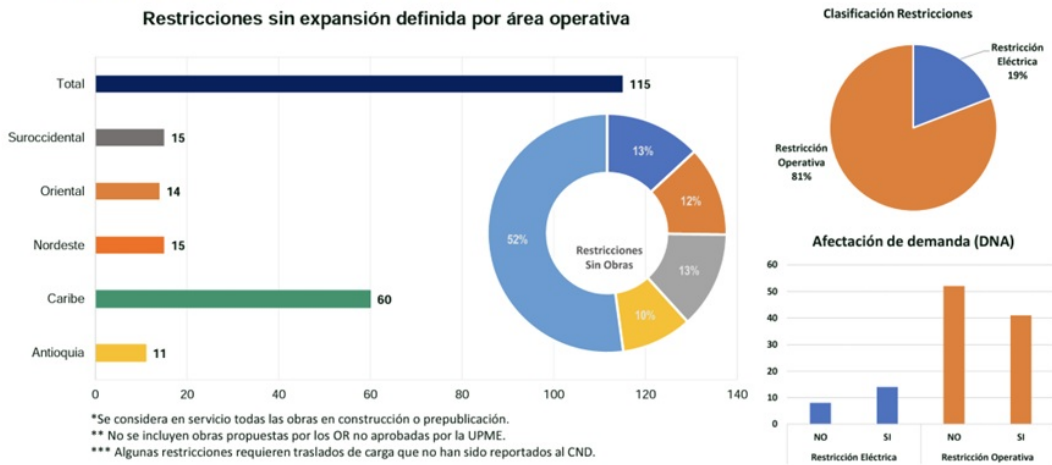
XM manifestó que comparte la preocupación por la información de los proyectos, y esa es la razón por la que se incluyen las sensibilidades para medir al sistema. Pero también hay que suponer que todo entra.

Hay un esfuerzo de algunas empresas para entrar en operación. Hay más de 800 MW de solares y eólicas en operación.

Se debe hacer seguimiento a la situación financiera de las empresas, para que no se configure en un riesgo para la operación del SIN.

- La situación operativa actual se encuentra en la preentación de XM.
- A continuación el resumen de las restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociada:

Resumen restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociada (Largo Plazo)



- En la presentación de XM se encuentra el análisis del evento del 5 de agosto de 2023
- En la presentación se encuentra el Informe del radar de proyectos.
- En la presentación se encuentra el detalle de la situación del mantenimiento de la planta de regasificación:
- Los indicadores asociados a la operación se presentan en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

4, INFORME CNO 714	NO	Informar al Consejo acerca de las actividades que se están desarrollando y las acciones en ejecución.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Con relación al Plan Estratégico del Consejo se propuso a DRIVE suspender las actividades del proyecto hasta que las autoridades conozcan y reciban la inducción del CNO, paso previo, para posteriormente abordarlas a través de las respectivas entrevistas. Se solicitó al consultor calcular el costo de las actividades desarrolladas hasta la fecha, considerando que aún no se ha formalizado el contrato. El monto calculado por DRIVE es de \$COP 26 millones, valor que soporta las actividades desarrolladas en la fase de preparación durante los tres meses de interacción.
2. El lunes 4 de septiembre culminó la migración de la página WEB del CNO a la versión Drupal 9. Además, con la nueva versión se incluyeron algunas mejoras para la creación de actas y acuerdos, calendario, entre otros aspectos. La página está en fase de prueba de las funcionalidades, de forma que agradecemos informar cualquier novedad que identifiquen.
3. La jornada técnica del Comité de Transmisión se llevó a cabo los días 24 y 25 de agosto del año 2023. Se contó con la participación de más de 150 personas, entre expositores, universidades, empresas del sector, consultores y miembros del CNO. Las presentaciones están disponibles en la página web del Consejo y se anexa para conocimiento del CNO el informe final del Operador Logístico. Asimismo, se realizó la jornada técnica del Subcomité de Protecciones los días 31 de agosto y 1 de septiembre del año en curso, con la asistencia de 120

funcionarios y conferencistas del CND, SIEMENS, SEL, PTI, HITACHI, QUANTA, OMICRON, DIGSILENT, UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA-UDEA, UNIVERSIDAD NACIONAL-UN, UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA-UTP, UNIVERSIDAD DEL NORTE-UNINORTE e IEB.

4. El 4 de agosto del año en curso se realizó un taller con las empresas integrantes de las listas de auditores de las series de Irradiación Global Horizontal-GIH y Temperatura Ambiente-TA para plantas solares fotovoltaicas, y los dictaminadores de la estimación de las series históricas de la velocidad del viento, la capacidad efectiva neta, factor de conversión y el rango de operación de la curva de diseño potencia-velocidad de las plantas eólicas; en este evento la Universidad de los Andes presentó los aspectos más importantes de los aplicativos desarrollados en conjunto con el Consejo (referencias), y se socializó la regulación aplicable y la línea de tiempo de la vigencia de los Acuerdos CNO expedidos en cumplimiento de las Resoluciones CREG 167 y 201 de 2017, y 101 006 y 101 007 de 2023.

Temas técnicos

5. Adjunto a este informe se encuentra la relación de correspondencia. Sugerimos al Consejo consultar las comunicaciones enviadas recientemente a MINENERGIA, CREG y MADS, donde, entre otros aspectos, se alerta sobre la situación del SIN y se plantean acciones para mitigar los riesgos sobre la seguridad y confiabilidad del Sistema.
6. El 25 de agosto del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 169, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación adjunta).

A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión: ECOPETROL mencionó que en el marco del proceso de comercialización de gas se encontró mayor disponibilidad de este energético. Asimismo, informó que se están renovando los contratos existentes y próximamente será socializado un nuevo bloque. En este punto, MINENERGIA solicitó al CNOg analizar los impactos operativos de un nuevo esquema normativo, el cual flexibilizaría la disponibilidad de gas para las plantas térmicas. La UPME solicitó al CNO y CNOg agendar un espacio para presentar la nueva proyección de precios de los combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral. Por otro lado, informó que requirió a AFINIA la constitución de la garantía del proyecto Carreto 500/66 kV y redes asociadas, y que finalmente publicaron las convocatorias del STN asociadas a los proyectos Alcaraván y la Paz (área Nordeste). Respecto al Plan de Acción del área Caribe, la UPME socializó los aspectos más importantes de las reuniones de seguimiento, incluyendo también a las áreas y subárea Oriental y Chocó-DISPAC. En este punto el Consejo comentó que por solicitud del señor Ministro, se estaba diseñando un Plan de Choque para todas las áreas y subárea críticas, haciendo especial énfasis en las medidas de mitigación. Con relación a la intervención del CNO, la CREG indicó que, a partir de las comunicaciones del Consejo sobre la situación del sistema, está formulando una propuesta normativa que incentive a los agentes a cumplir con las fechas de puesta en servicio de los proyectos de expansión. Finalmente, la Unidad propuso a todos los miembros del CACSSE “llevar” las sesiones de la Comisión a otras ciudades.

El CNOg solicitó nuevamente la posibilidad de habilitar regulatoriamente los swaps operativos, ello con el fin de facilitar los requerimientos de gas de las plantas térmicas del interior del país. El IDEAM comentó que existe una probabilidad de 2/3 respecto a que la duración del fenómeno de El Niño se extienda hasta el primer semestre del año 2024. En este mismo sentido, informó que dicho fenómeno será diferente a Niños pasados, esto por el calentamiento y aumento de la temperatura a nivel mundial. El CND presentó el balance ENFICC/Demanda considerando la nueva proyección de demanda de energía eléctrica de la Unidad. Adicionalmente, mostró el panorama energético de mediano plazo. La CREG alertó sobre el nivel de exposición de los comercializadores en bolsa, el cual es cercano al 30 %. Esto representa un riesgo por el posible efecto dominó que se ocasionaría en el parque térmico si algún comercializador experimenta dificultades financieras. En este sentido, la Comisión de Regulación comentó que actualmente está formulando opciones tarifarias para mitigar la exposición anterior. La SSPD presentó los elementos más sobresalientes de las visitas realizadas a las plantas térmicas Termozipa, Termopaipa y Sochagota. Al respecto, ninguna de las tres (3) tienen mantenimientos mayores programados durante los próximos meses y no se reportan limitaciones relacionadas con la disponibilidad del carbón mineral.

7. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

►BSA manifestó que la recuperación de la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquile 115 kV estará en servicio después del año 2025. Esto se debe, según ellos, a la condición de la línea, la cual fue construida bajo estándares que no contemplaron el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. Esta situación reduce los beneficios de las medidas de mitigación establecidas por ENEL en relación a la repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV en el norte de la sabana, y posiblemente ocasionará la programación de generación de seguridad en Termozipa.

►NLAZA-GEB mencionó que se vislumbran riesgos que podrían comprometer la fecha de entrada del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas para noviembre de 2023. El transportador indicó problemas con FENOCO-ANI (cruce de línea con ferrocarril), Drummond (cruce de línea con otro activo del gran usuario) e ISA-INTERCOLOMBIA (acuerdo de coexistencia para manejar el riesgo de disparo del circuito a nivel de 230 kV).

En este punto la SSPD indicó que gestionará la inclusión de este proyecto, y los demás que eviten Demanda No Atendida-DNA junto con sus medidas de mitigación, como Proyectos de Interés Nacional-PINES.

- El grupo DFACTS sesionó para revisar el Acuerdo propuesto sobre las pruebas y requerimientos de estos dispositivos. Asimismo, se reunió con el fabricante SMARTWIRES para entender el protocolo de pruebas que ellos aplican con RTDS. Al respecto, se pudo establecer que, para actualizar el firmware de los mSSSC, se debe garantizar una corriente mínima la cual no es despreciable (mayor a 100 A), y que en algunos casos sólo puede garantizarse si se programan recursos de generación específicos o se llevan a cabo modificaciones topológicas sobre el SIN. Adicionalmente, el fabricante mencionó que algunas pruebas especiales con RTDS implican la ejecución de estas en sus instalaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, se sugiere al CNO el siguiente curso de acción: Enviar una comunicación a la UPME y a la CREG, para que la Unidad contemple dichas realidades operativas al momento de definir los mSSSC como solución de expansión, y la Comisión defina regulatoriamente el marco general de pruebas. Solicitar al fabricante SMARTWIRES analizar los requerimientos de corriente mínima que se necesitan para actualizar el firmware y definir una solución tecnológica a esta limitación, la cual podría ocasionar reconciliaciones positivas en el Sistema. Reformular la propuesta de Acuerdo del CND considerando las actuales realidades tecnológicas de estos elementos.

- El Subcomité recomienda llevar a cabo la tercera jornada de Restricciones antes de finalizar el mes de septiembre del año en curso. Para ello se compartirá con todos los Operadores de Red-OR y la UPME el balance de restricciones del CND que no tienen definida obra de expansión (179 limitaciones-cortes).
- El CND presentó el listado de subestaciones que actualmente tienen una consigna operativa para evitar que el nivel de cortocircuito sea superior a la capacidad de corte de la subestación (Termoflores 110 kV, Termoyumbo 115 kV, Guachal 115 kV, Chipichape 115 kV y Paipa 115 kV). Asimismo, socializó el listado de 30 subestaciones del STN y STR que, por lo menos, en un periodo han superado el 90 % de dicha capacidad de interrupción.
- Se creó el grupo de trabajo SAPE-SProtec-CO para analizar las modificaciones futuras al Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC con la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos-DER.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó las simulaciones del planeamiento operativo energético de mediano plazo considerando sólo proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, con un atraso simultáneo de un (1) año en su fecha de puesta en operación, aportes hidrológicos históricos del periodo 2015-2017 y dos escenarios de demanda: **i)** Demanda media UPME x 1.027 (periodo seco) e **ii)** Intervalo de Confianza superior 95 %. Si bien los resultados muestran el cumplimiento de todos los indicadores de confiabilidad, se evidencian niveles promedio de generación térmica superiores a 70 GWh-día desde agosto de 2023 y hasta julio de 2024.

- El CND presentó los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF que tienen o no licencia ambiental. Los datos muestran que sólo las plantas Alfa y Beta no cuentan con dicho licenciamiento. Se acordó para la próxima reunión presentar los proyectos que tienen concepto de conexión por parte de la UPME en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, cuya capacidad es mayor a 100 MW, pero no cuentan con licenciamiento por parte de la ANLA.
- La UPME presentó la nueva proyección de demanda de energía eléctrica del SIN. Se acordó generar un espacio SPO-UPME para establecer el percentil que refleje aquellos momentos donde, por incremento de la temperatura, la demanda del Sistema crezca a una tasa mayor respecto al escenario medio (escenario alto de cara a las simulaciones del SPO). Asimismo, se validará por parte de la Unidad que la citada proyección se lleve a cabo por área operativa eléctrica, no por zona geográfica. Finalmente, se recomendó a la Unidad validar la metodología de modelación de las cargas especiales cuando están supeditadas a la entrada de proyectos de expansión.
- El CND socializó el balance ENFICC/Demanda considerando la nueva proyección de demanda de energía eléctrica de la UPME. En este ejercicio se evidencia que la oferta de energía en firme es superior a la demanda en todos los escenarios hasta la vigencia 2023-2024. A partir de la vigencia 2024-2025 la demanda excede a la oferta para los escenarios “demanda media +3 %” e intervalos de Confianza superior 68 y 95 %. Para la demanda media, la ENFICC es mayor al consumo a partir de la vigencia 2025-2026.
- Se creó el grupo de vertimientos del SPO, conformado por ISAGEN, CELSIA, ENEL, CND y CNO. Este se encargará, a la luz del decreto 929 de 2023 y la Resolución CREG 701 016, de establecer sus impactos en el planeamiento operativo energético de mediano y largo plazo (valoración económica de los vertimientos y condiciones de oferta de precios cuando el nivel de un embalse esté por encima de su NPV).

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- El CND presentó el análisis del seguimiento al control de tensión durante el primer semestre del año 2023. Se identificó para algunas plantas enmarcadas en la Resolución CREG 148 de 2021 el no cumplimiento de requisitos, sin embargo, ello no tiene consecuencias dado el periodo de transición. Varias plantas están en modo control de factor de potencia, motivo por el cual se le recomendó a aquellos recursos que están ubicados en zonas “débiles”, migrar al modo control de tensión. Se destaca la importancia de este seguimiento para mitigar posibles riesgos para la operación del SIN.
- Se recomendó por parte del CND estudiar la modificación del Acuerdo CNO 1586, analizando la posibilidad de medir la curva de carga de la generación sincrónica despachada centralmente en el punto de conexión.
- La CREG emitió concepto respecto a los requisitos que deben cumplir los Autogeneradores a Gran Escala-AGGE conectados (sincronizados) al STN o STR, pero sin entrega de excedentes al SIN. Al respecto, la CREG ratificó el cumplimiento de la Resolución CREG 060 de 2019, pero sugirió al CNO definir las pruebas de validación de requisitos a este tipo de tecnologías de generación (ver concepto adjunto a este informe).

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El día de hoy se presentará la metodología planteada por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER para calcular la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas, en cumplimiento de la tarea asignada por MINENERGIA al Consejo en el marco del Decreto 929 del 2023.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- El CNO informó que no se recibieron comentarios a la propuesta de actualización del Acuerdo 1602 que estuvo disponible para comentarios del público general. El subcomité emitió visto bueno para ser presentado en las próximas reuniones de los Comités de Distribución y Operación (CD y CO) para su recomendación.
- Se discutieron las conclusiones y recomendaciones de SIEMENS al informe técnico de las pruebas de la función ANSI 68. Por parte del CND se recomendó definir el siguiente plan de acción: **i)** revisar entre el fabricante y agente la necesidad de actualizar las versiones de los firmware y configurar el relé a la última versión disponible; **ii)** realizar pruebas mínimas de validación de la función de los relés por parte de los agentes, antes de realizar la actualización de cada firmware; **iii)** habilitar la función ANSI 68 solamente en las bahías de líneas donde se identifique la presencia de posibles oscilaciones de potencia; **iv)** incrementar el tiempo de pre-falla de los registros COMTRADE a 200 ms; **v)** diseñar los esquemas de protección de las bahías de línea considerando el principio de redundancia, contemplando diferente fabricante para cada protección de línea principal.

Respecto al evento presentado por ENLAZA en la reunión de junio del año en curso, se informó que SIEMENS no ha emitido respuesta al agente ni al CNO, y, por tanto, desde el subcomité se acordó que desde el Consejo se envíe comunicación al fabricante solicitando avances en el análisis de este evento y sus conclusiones; además, en la comunicación se solicitará a SIEMENS incluir la lista de mejoras y soluciones en cada nueva versión del firmware.

Subcomité de Plantas-SP:

- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación realizado del 10 al 13 de agosto del año en curso, el primer día se presentó disparo de dos unidades de generación en el área Caribe (U1 Tcartagena y UTebesa14), lo cual implicó instrucciones de racionamiento por parte del CND a los Operadores de Red AIR-E y AFINIA, esto para respetar los límites de importación de las áreas Caribe y Caribe 2.

Grupo de Caudal Ambiental (CNO-CND-UPME):

- La UPME envió al Consejo y al CND el escenario base de expansión, insumo fundamental para retomar las acciones definidas para actualizar el análisis de impacto por la aplicación de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental. Próximamente se citará al grupo nuevamente.

8. Respecto al grupo de trabajo SAPE-SProtec-CO que lidera el Comité de Operación-CO, "*modificaciones futuras al EDAC por la incorporación de DER*", se solicitó a dicho Comité los integrantes que harían parte de este. La conformación del grupo hasta ahora es la siguiente: SAPE: CELSIA, EPM, CND y CNO; S Protec: CELSIA, ENLAZA, AIR-E, CND y CNO.
9. Se adjuntan, para consulta del Comité, las notas sobre las recientes reuniones de seguimiento de las áreas críticas Caribe, Oriental y DIPSAC-Chocó. Asimismo, las propuestas de Planes de Acción solicitados por MINENERGIA.
10. Para el despacho de los días 31 de agosto, 5 y 6 de septiembre del 2023 se identificó por parte del CND la operación en estado de emergencia de algunas barras de la subárea Bogotá, ello debido al mantenimiento con apertura de la línea Noroeste-Tenjo 115 kV y la indisponibilidad de algunas unidades de Termozipa por situaciones de mercado (oferta). En este sentido, las cargas de las subestaciones a nivel de 115 kV Tenjo, Chía, El Sol, Diaco, Gran Sabana, Leoaga, Zipa, Zipaquirá, Peldar, Ubaté y Simijaca operaron bajo dicha condición por los efectos de las posibles contingencias sencillas Bacatá-Chía 115 kV y Bacatá-El Sol 115 kV.
11. El CND presentó en el Comité de Distribución-CD sus observaciones sobre los eventos recientes en la red que opera DISPAC. Según los análisis preliminares del Operador del Sistema, la implementación de los nuevos sistemas de protecciones está generando Demanda No Atendida-DNA. Adicionalmente, se socializó por parte de ELECTROHUILA la indisponibilidad de la protección diferencial de barras en la subestación Altamira 115 kV. Teniendo en cuenta estas situaciones, el CD hará seguimiento permanente a estas dos problemáticas.
12. El Comité de Distribución-CD está formulando sus comentarios a la Resolución CREG 701 017 de 2023, "*por el cual*

se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998". La Comisión solicitó al Consejo, además de las observaciones, su concepto sobre este proyecto normativo. El plazo para enviar los mismos vence el 11 de septiembre del año en curso.

13. Se llevó a cabo reunión BARLOVENTO-CNO para aclarar los Acuerdos que aplican en el periodo de transición según las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. Al respecto, el dictaminador solicitó modificar el listado del Anexo 3 del Acuerdo 1319 (entidades habilitadas como fuentes de información secundaria para plantas eólicas).

14. En el Comité de Transmisión-CT el CND alertó sobre los eventos AMI (Actos Mal Intencionados) que se vienen presentando en el SIN. Se referenciaron los atentados sobre los circuitos a nivel de 500 kV Antioquia-Porce III y Porce III-Cerromatoso.

15. El grupo de flexibilidad recomienda al CNO la formulación de un "proyecto piloto", donde se compare para un sistema representativo del SIN el enfoque metodológico actual (SC OPF clásico) y la propuesta (SC PPD). Respecto a la cuantificación de la flexibilidad que aportan los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, se incorporó al grupo el Comité de Distribución, específicamente los representantes de EPM, AFINIA, CELSIA, ENEL y AIR-E. Para la ejecución de estos dos objetivos se sugiere al Consejo la formulación de un convenio específico con el grupo GIMEL de la Universidad de Antioquia.

16. En la tarde de hoy, 7 de septiembre, se llevará a cabo reunión de seguimiento del área Oriental. En ella se revisará el estado de cumplimiento de los compromisos previamente adquiridos, los avances sobre las medidas de mitigación y la revisión del Plan de Acción propuesto.

Conclusiones

5. Aprobación metodología cálculo de capacidad regulación de plantas hidroeléctricas (Decreto MME 0929).	NO		APROBACIÓN	SI	NO
--	----	--	------------	----	----

Desarrollo

El Presidente del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables hizo la presentación del documento Metodología de Cálculo de Capacidad de Regulación de las plantas hidroeléctricas, de acuerdo con el mandato dado por el MinEnergía al Con en el Decreto 929 de 2023.

El CNO está de acuerdo con enviar al MinEnergía la metodología presentada, e incluir en la carta remisoría las anotaciones recomendadas por el SURER y el Comité de Operación. Teniendo en cuenta que el plazo para enviar el documento vence el 7 de septiembre, se compartirá la carta remisoría con los miembros del CNO para sus comentarios.

Conclusiones

- Se aprueba el envío del documento con la metodología desarrollada por el SURER y recomendada por el Comité de Operación y en cumplimiento de la tarea encomendada al C N O en el decreto 929 del MME.

6. PRESENTACION	NO	Presentar por parte de XM el sistema de información	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

SIMEM

SIMEM.

Desarrollo

El SIMEM es el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, plataforma tecnológica para la consulta de información sobre la operación del sistema eléctrico colombiano, así como sobre las principales variables comerciales y financieras del mercado de energía mayorista

Los propósitos son:

- Promover la competencia, la eficiencia, la transparencia y el libre acceso la información cierta, suficiente, clara y oportuna.
- Fácil acceso que unifica las variables del Mercado de Energía Mayorista para la toma de decisiones por parte de participantes y terceros interesados, promoviendo la entrada de nuevos agentes.
- Reducir procesos no competitivos en la celebración de contratos destinados a la atención de la demanda, promoviendo la transparencia en la formación de precios.

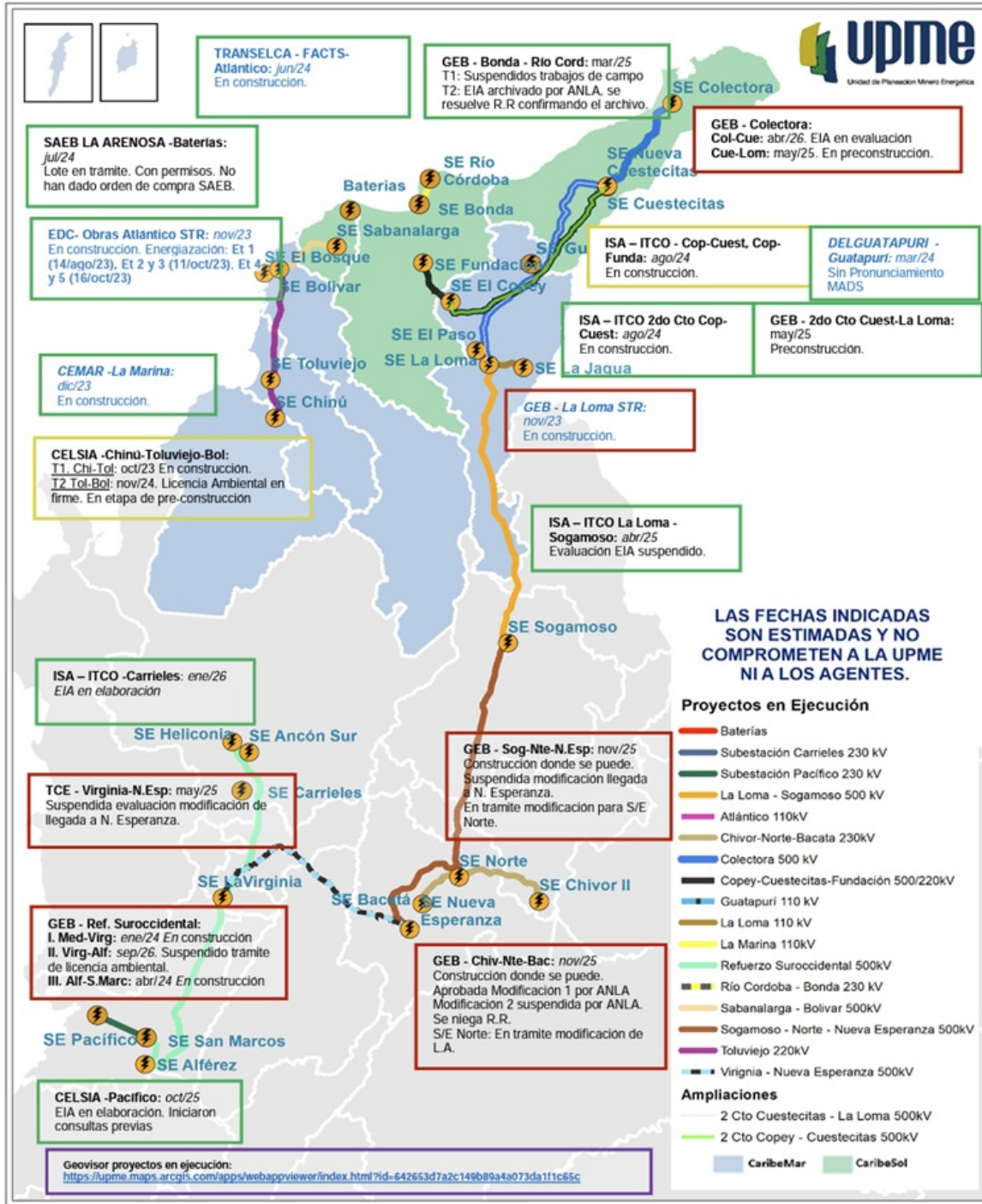
Se presentaron las características del SIMEM, el valor agregado de XM, la información que contiene y el calendario de las capacitaciones.

Conclusiones

7. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de los proyectos de expansión de red del STR y STN que son objeto de seguimiento por parte de la UPME. Vale la pena resaltar el cierre consultas previas del proyecto Colectora y su red asociada.



1. Proyectos en ejecución STN:

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudico	Adjudico (Millones US\$)	Proposito
UPME STN 03-2010	Subestaciones Chivor II y Norte y línea Chivor - Norte - Bacatá 230 kV	ENLAZA-GEB	2013	44.84	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 01-2013	Línea Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV	ENLAZA-GEB	2014	171.40	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 04-2014	Líneas Heliconia – Virginia, Virginia – Allérez y Allérez – San Marcos 500 kV	ENLAZA-GEB	2015	198.20	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en el suroccidente del país.
UPME STN 07-2016	Línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Transmisora Colombiana de Energía - TCE	2017	182.76	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.
UPME STN 09-2016	Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2017	147.85	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 06-2017	Subestación Colectora, dos líneas Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV	ENLAZA-GEB	2018	174.33	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 05-2018	Nueva subestación Toluviéjo, línea Chinú – Toluviéjo – Bolívar 220 kV	CELSIA	2018	70.59	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Córdoba-Sucro y Bolívar.
UPME STN 04-2019	Línea La Loma – Sogamoso 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2020	76.25	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 10-2019	Línea Río Córdoba – Bonda 220 kV	ENLAZA-GEB	2021	9.70	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.
UPME STN 02-2021	Subestación Pacífico y línea San Marcos – Pacífico 230 kV	CELSIA	2021	55.23	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Buenaventura.
UPME STN 03-2021	Subestación Carrielles 230 kV y tramo de línea	ISA INTERCOLOMBIA	2021	12.47	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación y carga en GCM.

2. Proyectos en ejecución STR:

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudico	Adjudico (Millones COP)	Proposito
UPME STR 01-2021	Almacenamiento de Energía con Baterías	SAEB LA ARENOSA	2021	72.066	Reducir necesidad de generación local y evitar restricciones.
UPME STR 02-2019	Obras en las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Union, Tebsa y Estadio y líneas asociadas a 110 kV	ENERGIA DE COLOMBIA STR S.A.S ESP - EDC	2020	698.844	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Atlántico.
UPME STR 03-2019	Subestación La Marina y líneas a 110 kV	CEMAR CARIBE	2019	168.290	Mejorar la confiabilidad y seguridad en Cartagena
UPME STR 10-2018	Subestación Guatapuri y líneas a 110 kV	DEL GUATAPURI	2019	39.746	mejorar la confiabilidad y seguridad en Valledupar
UPME STR 13-2015	Subestación La Loma y líneas La Loma – El Paso y La Loma – La Jagua 110 kV	ENLAZA GEB	2015	122.026	Reducir necesidad de generación local y mejorar confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM

3. Proyectos por “Ampliaciones” en ejecución:

Tipo	Alcance	Ejecutor	Proposito
Ampliación	2° Circuito Copey – Cuestecitas 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM
Ampliación	2° Circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	ENLAZA GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM
Ampliación	Facts – Atlántico	ISA TRANSELCA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Atlántico

4. Proyectos por “Ampliaciones” en ejecución:

Área	OBRA	FPO	Estado	Área	OBRA	FPO	Estado
Santander	4 trafo Sogamoso 500/230 kV	2024	Abierta	Antioquia	San Lorenzo 230 kV	2027	Prepublicada
Santander	2 trafo Primavera 500/230 kV	2024	Abierta	Caldas	Salamina 230 kV	2027	Estructurada
Huila	Huila 230 kV	2026	Abierta	Valle del C	Estambul 230 kV	2026	Estructurada
Casanare	San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	Abierta	Putumayo	Renacer - Yarumo 115 kV	2027	Estructurada
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada	Tolima	Mirolindo - Gualanday 115 kV	2027	Estructurada
Arauca	Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Abierta	Tolima	Flandes - Lanceros 115 kV	2027	Estructurada
Arauca	La Paz 115 kV	2028	Estructurada	Cundinamarca	Bahía trafo N. Esperanza 500 kV	2026	Estructurada
Bolívar	Pasacaballos 230 kV	2027	Prepublicada	Choco	Compensación capacitiva	2026	Estructurada
Bolívar	Carreto 500 kV	2027	Prepublicada	Córdoba	2 Cto Sahagun 500 kV	2026	Elaboración
Santander	Cabrera 230 kV	2027	Prepublicada	Bolívar	3 trafo Bolívar	2026	Elaboración

Conclusiones

8. VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- A continuación la solicitud de TEBSA, relacionada con las pruebas de potencia reactiva de Termocandelaria Ciclo Combinado:

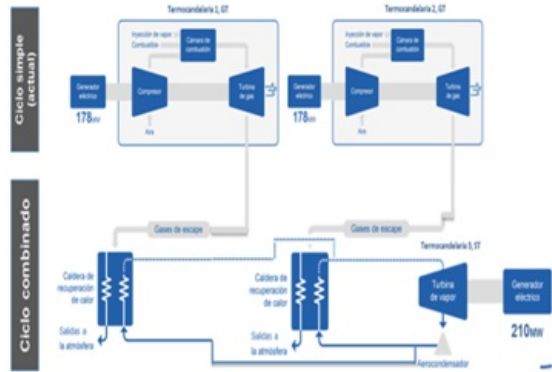
Pruebas Potencia Reactiva –Tercocandelaria CC

- Proceso de cumplimiento de requisitos para declaración en operación comercial del proyecto de la nueva planta TERMOCANDELARIA CICLO COMBINADO: entre otras, pruebas de GEN&CTE, Estatismo y Banda Muerta.
- Las unidades 1 y 2 fueron repotenciadas para generar con vapor y fueron acopladas a sus respectivas calderas que permiten la recuperación del calor de los gases del exhosto para entregar vapor a la nueva turbina-generator, generando en ciclo combinado.
- Aumento de capacidad efectiva neta de las dos turbogases, al momento de disponer calidad de vapor, llegando a valores máximos (netos-contador) en el periodo 21 del 31-ago-23, durante pruebas de Capacidad Efectiva Neta auditadas, primer momento donde las unidades 1 y 2 tomaron la carga máxima en ciclo combinado (Motiva la necesidad de pruebas de reactiva).
- Respecto a las pruebas de Capacidad de Potencia Reactiva, entendemos del Acuerdo 1586 (Num. 8), que estas deben entregarse con 90 días a partir del 31 Ago, fecha a partir de la cual las unidades lograron su mayor nivel de potencia activa y operaron con los limitadores de potencia reactiva de acuerdo a las curvas de capacidad efectiva preliminarmente configuradas en los AVR de las unidades 1 y 2:

"(...) Numeral 8. CAMBIOS EN EL SISTEMA DE EXCITACIÓN O EN EL GENERADOR: Los agentes generadores de plantas despachadas centralmente que realicen cambios o modernizaciones de sus sistemas de excitación o cambios en los devanados o núcleos de estator o rotor que puedan afectar los límites en potencia reactiva del generador, tendrán un plazo máximo de 90 días calendario contados a partir de la fecha del cambio en alguno de los elementos indicados, para reportar la nueva curva de carga de la unidad. Si se evidencian modificaciones respecto a la curva declarada, los agentes acordarán con el CND la realización de pruebas de potencia reactiva tal como lo especifica el presente Acuerdo."

- Así mismo, el numeral 6 (Ac1586), incluye que las plantas nuevas, contarán con un plazo máximo de noventa (90) días calendario después de la fecha de entrada en operación comercial para reportar al CND la curva de capacidad efectiva actualizada. (se espera en el mes de septiembre)
- Solicitamos considerar el plazo de entrega de pruebas Capacidad de Potencia Reactiva para las tres unidades, (90) días calendario después de la fecha de entrada en operación comercial del proyecto TERMOCANDELARIA CICLO COMBINADO.

Proceso de generación térmica, Tercocandelaria Ciclo Combinado



Reunión C.N.O. Bogotá D.C. 7 – Sept-2023

El CNO incluyendo XM están de acuerdo con el plazo de 90 días solicitado por Tebsa, para entregar los resultados de las pruebas de potencia reactiva de las 3 unidades de Tercocandelaria Ciclo Combinado, siguientes a la fecha de puesta en operación.

- La siguiente reunión ordinaria del Consejo es el día 5 de octubre de 2023.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte