



Bogotá D.C., 15 de noviembre de 2021

Señor  
JORGE ALBERTO VALENCIA  
Director Ejecutivo  
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG  
Ciudad

Asunto: Propuesta CNO. Senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de verano 2021-2022. Artículo 5 de la Resolución CREG 209 de 2020.

Respetado Director Ejecutivo:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, y considerando lo definido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 209 de 2020, donde se establece que, “(...) El CNO y el CND deberán remitir a la CREG, cada uno por separado, una propuesta de senda de referencia con desagregación diaria (...)”, presenta a continuación su propuesta de senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de verano 2021-2022, incluyendo los supuestos utilizados para establecerla, el modelo de cálculo empleado y los niveles diarios obtenidos.

## **1. Análisis Energético estocástico y determinístico del CNO para establecer la senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de verano 2021-2022**

### **1.1 Supuestos**

En las siguientes tablas se presentan los supuestos considerados por el Consejo en el análisis energético. De las mismas se debe destacar:

- Para el establecimiento de la senda de referencia del embalse agregado del SIN se consideró en el análisis energético el escenario de demanda “alto” para todo el horizonte de análisis, el cual fue definido por la UPME en el mes de junio del 2021.
- Respecto a los proyectos de expansión en generación, se contemplan aquellos que cuentan con garantía bancaria, de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

- El análisis fue autónomo, es decir, no se tuvieron en cuenta importaciones y/o exportaciones con Ecuador. Adicionalmente, se consideró la condición inicial del volumen útil agregado del SIN del 08 de noviembre de 2021.

Tabla 1 Supuestos simulación energética.

Parámetros Generales	<b>Horizonte</b>	18 meses con resolución semanal.
	<b>Condición terminal</b>	Año Adicional
	<b>Tipo de estudio</b>	Autónomo, versión <b>17.0</b> SDDP
	<b>Mínimos operativos</b>	Se utilizan los mínimos operativos: Mínimo Operativo Inferior y el máximo entre el Mínimo Operativo Superior y el NEP. (Según lo acordado en Reunión SPO 269. Metodología presentada en Reunión SPO 264)
	<b>Condición inicial volumen de los embalses</b>	84.81% (08/11/2021)
	<b>Demanda Nacional e Intercambios</b>	Escenario a partir de los pronósticos UPME (Rev. jun/2021): • <b>Escenario Alto</b>  Intercambios con Ecuador (Acuerdo SPO 250): • Intercambio máximo Colombia → Ecuador 0 MW • Intercambio máximo Ecuador → Colombia 0 MW
Parámetros	<b>Plantas de generación existentes</b>	Parámetros declarados en PARATEC al momento de la corrida, considerando lo siguiente  • Mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM) al momento de la corrida. • Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informada por el agentes y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SP.  Índices de disponibilidad: 1. Térmicas ICP e IH con el procedimiento regulado. 2. Hidráulicas ICP e IH con el procedimiento regulado.
	<b>Sistema hidráulico Colombiano</b>	Modelos de embalse reportados para el Cargo por Confiabilidad, ajustados con las demandas de acueducto y filtración que realicen los agentes con la mejor información disponible.
	<b>Red de transmisión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se considera la red de transmisión del STN.</li> <li>Los parámetros de la red de transmisión del STN al momento de la corrida y topología de la red actualizados al momento de las simulaciones.</li> <li>No se consideraron indisponibilidades menores a la resolución del modelo.</li> <li>Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente.</li> </ul>

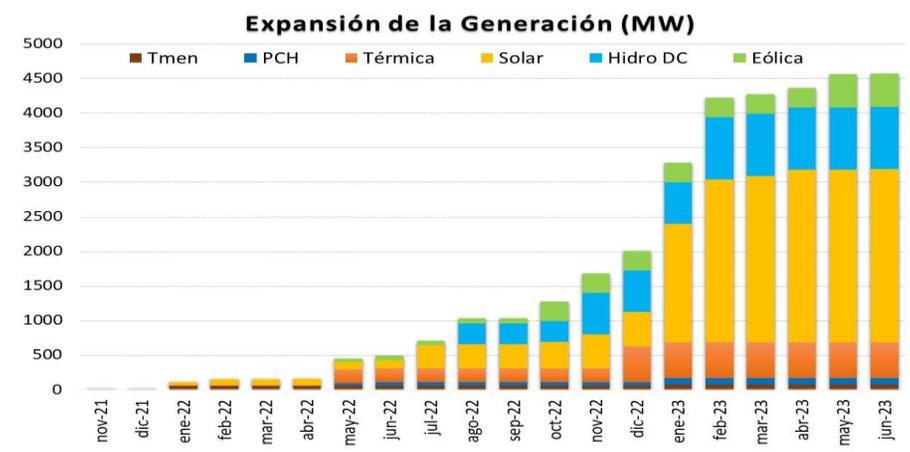
Proyectos de expansión	<b>Proyectos de expansión de generación</b>	 <p>• <b>Proyectos que cuentan con garantía bancaria, de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. FPO: Información con fecha de corte al 09 de noviembre de 2021.</b></p>
	<b>Parámetros de los proyectos de generación futuros</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Heat Rate (HR) de las plantas térmicas de gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SP.</li> <li>HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis.</li> <li>Factor de conversión medio para las plantas hidráulicas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis.</li> <li>Índices de disponibilidad según lo establecido en la regulación vigente</li> </ul>
	<b>Condición inicial de embalses futuros</b>	Se considera la condición inicial al 100 % del embalse o la que el agente reporte como mejor información disponible.

Tabla 2 Supuestos simulación energética.

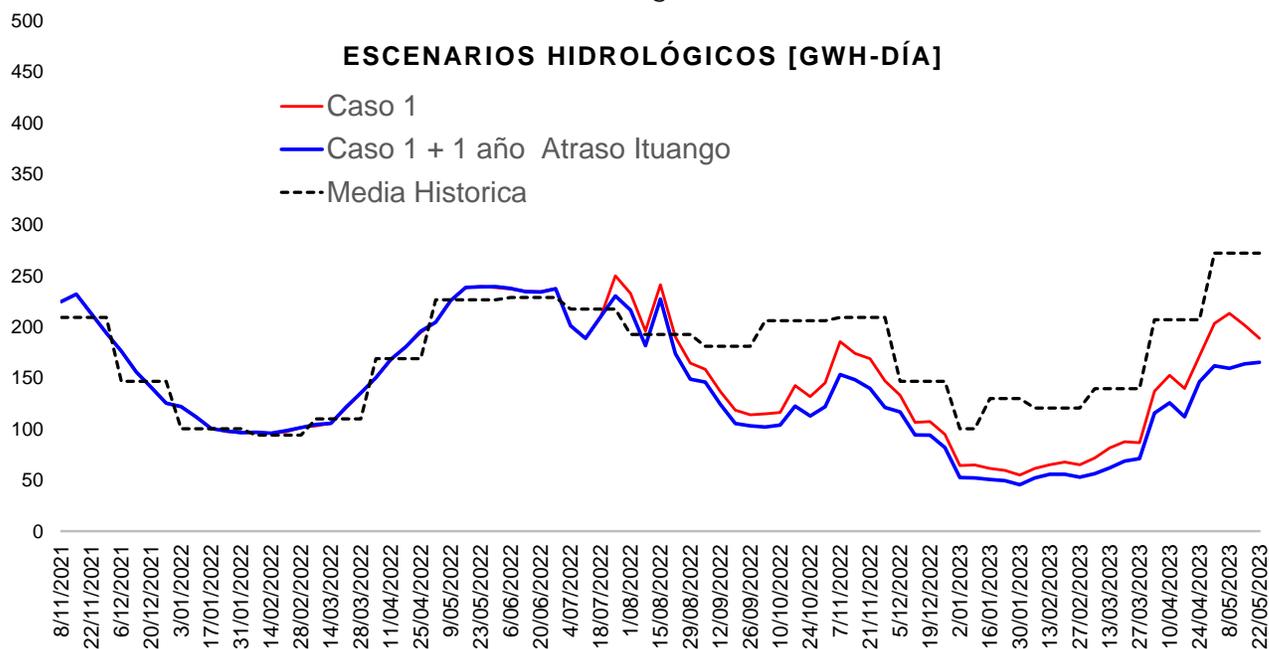
Costos	<b>De transporte y suministro de combustible</b>	Precios UPME ( <b>Actualizados en Octubre de 2021</b> ).
	<b>De racionamiento</b>	Costos de racionamiento que se encuentren públicos en la pagina de la UPME al momento de la corrida. <a href="https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-racionamiento.aspx">https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-racionamiento.aspx</a> Segmento 1 (100%) = <b>2581 USD/MWh</b> (último escalón) De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°259
	<b>Otros costos variables</b>	Los valores vigentes al momento de la corrida
Combustibles	<b>Disponibilidad de combustible</b>	Se considera que no hay limitación de combustible para ninguna de las plantas térmicas.
	<b>Curva de aversión al riesgo (CAR)</b>	(Reunión SPO N°250): Se utiliza en política y simulación. Penalidad Reducida igual al costo del primer escalón de racionamiento de UPME <b>411 \$USD/MWh</b> . Se considera un nivel agregado que se construye a partir de los mínimos históricos individuales de embalses en cada semana del año. Desde enero de 2004 a la fecha. El detalle del cálculo se encuentra en el acta de la Reunión 250.
Otros	<b>Desbalance hídrico</b>	(Reunión CNO 592): Desbalances del SIN <b>4.7 GWH/día</b> . De acuerdo con la metodología acordada en reunión <b>N° 434 del SURER</b>
	<b>Menores y cogeneradores</b>	Promedio histórico de la generación de cada recurso en cada mes. Nueva plantas menores: perfil porcentual del tipo-grupo (hidráulicas, térmicas, cogeneradores)

## 1.2 Escenario de aportes hídricos al SIN

Para la simulación energética determinística se consideró un caso de aportes hídricos al SIN, que asume la media histórica para el periodo noviembre 2021-junio 2022, y la hidrología del periodo julio 2015-mayo 2016 para el intervalo julio 2022-mayo 2023. Adicionalmente, se simuló el atraso de un año para el proyecto Ituango (ver gráfica 1).

Asimismo, para la simulación estocástica se tuvieron en cuenta trecientas (300) series equiprobables generadas por el modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP, que hace parte del Modelo de Programación Dinámica, Dual y Estocástica- SDDP.

Gráfica 1 Escenarios hidrológicos determinísticos.

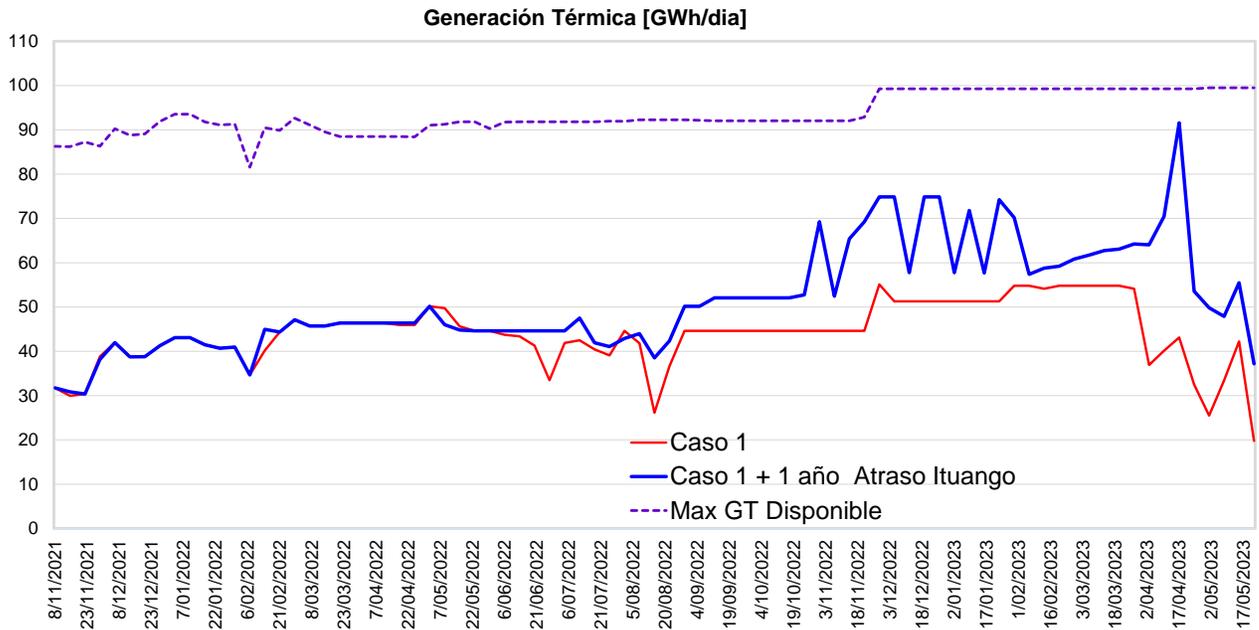


### 1.3 Resultados

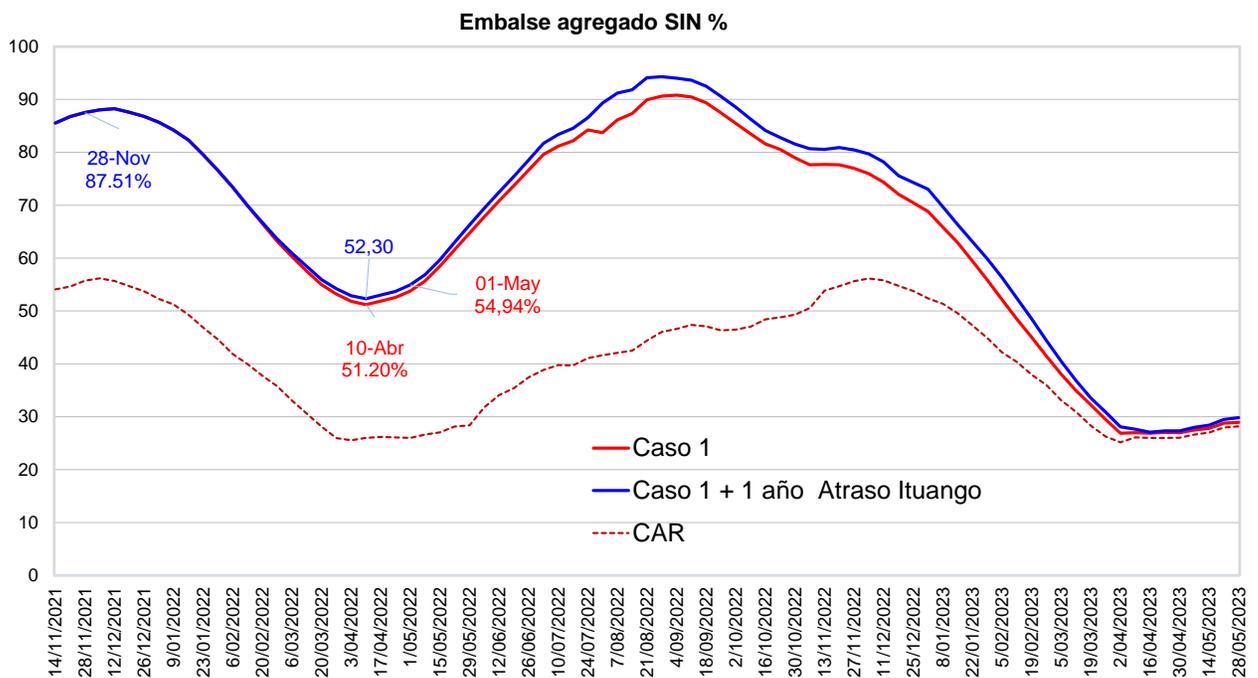
En las siguientes gráficas se presenta, para los escenarios de aportes determinísticos del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN. De las mismas y la simulación estocástica se puede concluir:

- Para todos los casos simulados, enfoques determinístico y estocástico, no se presenta déficit ni se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW.
- La generación térmica durante el verano 2021-2022 fue inferior a 50 GWh-día para todos los casos determinísticos, y para algunos casos del enfoque estocástico, este valor superó los 70 GWh-día (caso puntual para la hidrología más seca de las 300 series generadas por el modelo ARP).
- En relación con el comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2021-2022 toma un valor superior al 87 % para los casos determinísticos. Para el enfoque estocástico, durante el verano, el mínimo valor encontrado fue del 22 % y el máximo del 95 %.
- Si las variables energéticas evolucionan como se indica en los numerales 1.1 y 1.2, los resultados del modelo de simulación permiten concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de 18 meses.

Gráfica 2 Generación térmica considerando escenarios de aportes determinísticos.



Gráfica 3 Volumen útil agregado del SIN considerando escenarios de aportes determinísticos (%).



## **2. Senda de referencia del volumen agregado del SIN propuesta por el CNO para la estación de verano 2021-2022**

A partir de los resultados del numeral anterior, se contrastó la evolución del embalse obtenida para los casos determinísticos, con la planteada por el CND, la cual fue establecida a partir de una metodología que utiliza los resultados de la simulación estocástica. Por lo anterior, antes de presentar la senda del CND, a continuación se lista una breve descripción de dicha metodología.

### **2.1. Descripción Metodología CND para construir senda de referencia estación de verano 2021-2022**

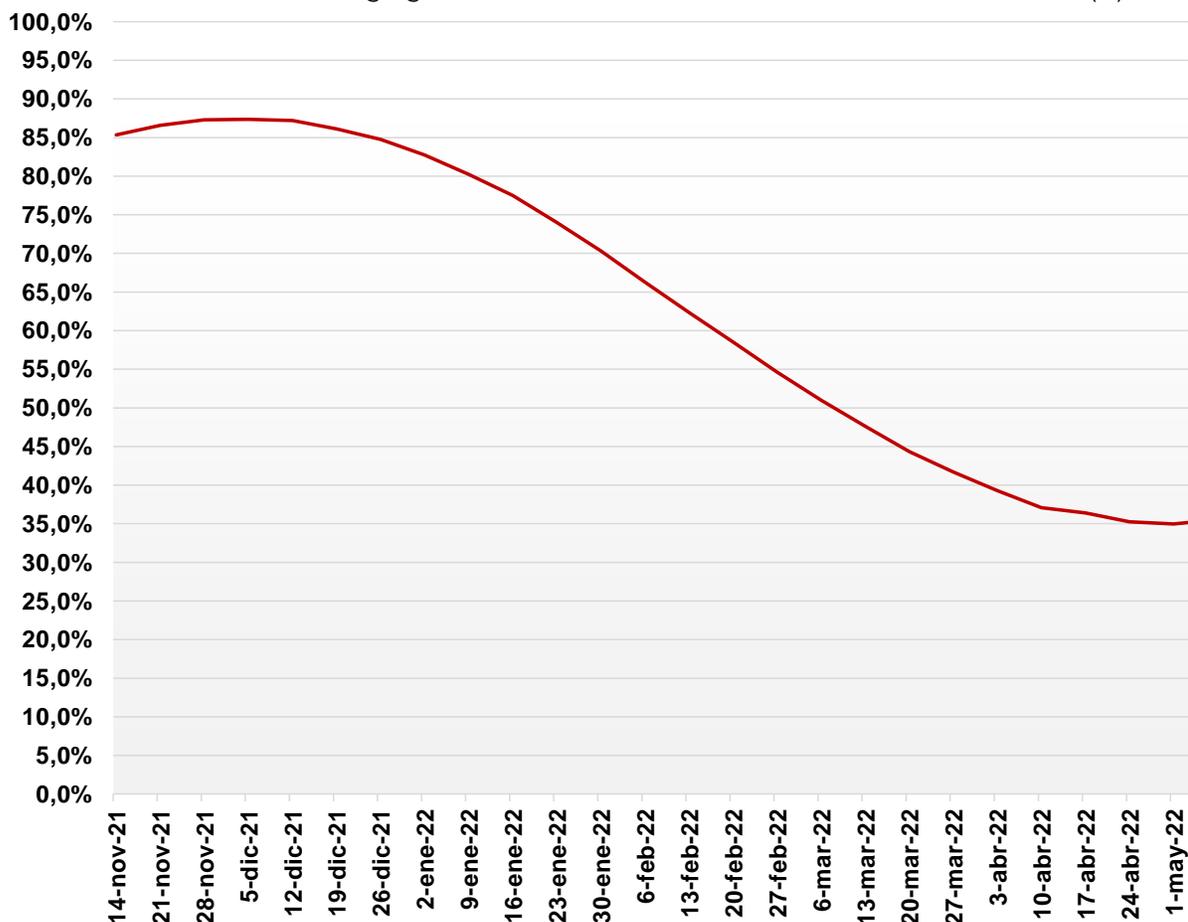
- Paso 1: Análisis de la condición hidro climática al final de la estación de invierno, para Identificar las probabilidades de desarrollo de fenómenos tipo Niño.
- Paso 2: A partir de la simulación estocástica se identifican las series con aportes deficitarios tipo Niño en el segundo verano del estudio (2022-2023). Para este conjunto de series de aportes, se seleccionan aquellas cuyas características concuerden con eventos hidrológicos desfavorables para la estación de verano que se avecina (2021-2022), considerando las previsiones hidro climáticas indicadas por los centros nacionales e internacionales (probabilidad inferior al 10 % para un evento Niño en el verano 2021-2022, según el IRI).
- Paso 3: Con las series identificadas en el paso anterior se obtiene la senda de verano 2021-2022, como el promedio de las evoluciones de embalse para las series de aportes seleccionados.

### **2.2 Senda de referencia para la estación de verano 2021-2022 del CND**

En la siguiente grafica se muestra la senda propuesta por el CND. De la misma vale la pena resaltar:

- Las 43 series seleccionadas inicialmente (paso 2) tienen aportes hídricos en el verano 2022-2023 inferiores al 80 % de la media histórica. De estas, se seleccionaron aquellas que tienen aportes entre el 90 y 110 % de la media para el verano 2021-2022 (18 series definitivas).
- La senda de referencia para el verano 2021-2022 es el promedio de la evolución del embalse de estas 18 series de aportes definitivas (paso 3).
- La senda del CND se ubica muy cerca del percentil 50 de la evolución del embalse agregado del SIN, producto de la simulación estocástica.

Gráfica 4 Volumen útil agregado del SIN considerando senda CND verano 2021-2022 (%).



### 2.3 Senda de referencia para la estación de verano 2021-2022 del CNO

Teniendo en cuenta los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 2.1 y 2.2, el Consejo adopta la senda propuesta por el CND para el verano 2021-2022. Esto se debe a que dicha evolución del embalse considera la incertidumbre asociada a los aportes hídricos del SIN y se sustenta en un análisis estocástico. Vale la pena mencionar que si bien la misma fue establecida a partir de una simulación con resolución semanal (domingo a domingo), la Comisión exige dicha senda con resolución diaria. En este sentido, los valores para los días ordinarios (lunes a sábado) se calcularon a través de interpolaciones lineales.

Tabla 3. Desagregación diaria. Propuesta CNO senda de referencia volumen útil agregado del SIN estación verano 2021-2022.

<b>Fecha</b>	<b>Valor Senda verano 2021-2022</b>
1-dic-21	87,3%
2-dic-21	87,3%
3-dic-21	87,3%
4-dic-21	87,4%
5-dic-21	87,4%
6-dic-21	87,3%
7-dic-21	87,3%
8-dic-21	87,3%
9-dic-21	87,3%
10-dic-21	87,2%
11-dic-21	87,2%
12-dic-21	87,2%
13-dic-21	87,0%
14-dic-21	86,9%
15-dic-21	86,7%
16-dic-21	86,6%
17-dic-21	86,4%
18-dic-21	86,3%
19-dic-21	86,1%
20-dic-21	85,9%
21-dic-21	85,7%
22-dic-21	85,5%
23-dic-21	85,3%
24-dic-21	85,1%
25-dic-21	84,9%
26-dic-21	84,8%
27-dic-21	84,5%
28-dic-21	84,2%
29-dic-21	83,9%
30-dic-21	83,6%
31-dic-21	83,3%
1-ene-22	83,0%
2-ene-22	82,7%
3-ene-22	82,4%
4-ene-22	82,0%

5-ene-22	81,7%
6-ene-22	81,3%
7-ene-22	81,0%
8-ene-22	80,6%
9-ene-22	80,2%
10-ene-22	79,8%
11-ene-22	79,5%
12-ene-22	79,1%
13-ene-22	78,7%
14-ene-22	78,3%
15-ene-22	77,9%
16-ene-22	77,5%
17-ene-22	77,0%
18-ene-22	76,5%
19-ene-22	76,0%
20-ene-22	75,5%
21-ene-22	75,0%
22-ene-22	74,5%
23-ene-22	74,0%
24-ene-22	73,5%
25-ene-22	72,9%
26-ene-22	72,4%
27-ene-22	71,9%
28-ene-22	71,3%
29-ene-22	70,8%
30-ene-22	70,3%
31-ene-22	69,7%
1-feb-22	69,1%
2-feb-22	68,6%
3-feb-22	68,0%
4-feb-22	67,4%
5-feb-22	66,9%
6-feb-22	66,3%
7-feb-22	65,7%
8-feb-22	65,2%
9-feb-22	64,6%
10-feb-22	64,0%
11-feb-22	63,5%

12-feb-22	62,9%
13-feb-22	62,3%
14-feb-22	61,8%
15-feb-22	61,2%
16-feb-22	60,7%
17-feb-22	60,2%
18-feb-22	59,6%
19-feb-22	59,1%
20-feb-22	58,5%
21-feb-22	58,0%
22-feb-22	57,4%
23-feb-22	56,9%
24-feb-22	56,3%
25-feb-22	55,7%
26-feb-22	55,2%
27-feb-22	54,6%
28-feb-22	54,1%
1-mar-22	53,6%
2-mar-22	53,1%
3-mar-22	52,5%
4-mar-22	52,0%
5-mar-22	51,5%
6-mar-22	51,0%
7-mar-22	50,5%
8-mar-22	50,0%
9-mar-22	49,5%
10-mar-22	49,1%
11-mar-22	48,6%
12-mar-22	48,1%
13-mar-22	47,6%
14-mar-22	47,1%
15-mar-22	46,7%
16-mar-22	46,2%
17-mar-22	45,7%
18-mar-22	45,3%
19-mar-22	44,8%
20-mar-22	44,3%
21-mar-22	44,0%

22-mar-22	43,6%
23-mar-22	43,2%
24-mar-22	42,8%
25-mar-22	42,5%
26-mar-22	42,1%
27-mar-22	41,7%
28-mar-22	41,4%
29-mar-22	41,0%
30-mar-22	40,7%
31-mar-22	40,3%
1-abr-22	40,0%
2-abr-22	39,6%
3-abr-22	39,3%
4-abr-22	39,0%
5-abr-22	38,7%
6-abr-22	38,3%
7-abr-22	38,0%
8-abr-22	37,7%
9-abr-22	37,4%
10-abr-22	37,1%
11-abr-22	37,0%
12-abr-22	36,9%
13-abr-22	36,8%
14-abr-22	36,7%
15-abr-22	36,6%
16-abr-22	36,5%
17-abr-22	36,4%
18-abr-22	36,2%
19-abr-22	36,1%
20-abr-22	35,9%
21-abr-22	35,7%
22-abr-22	35,6%
23-abr-22	35,4%
24-abr-22	35,3%
25-abr-22	35,2%
26-abr-22	35,2%
27-abr-22	35,1%
28-abr-22	35,1%

29-abr-22	35,0%
30-abr-22	35,0%

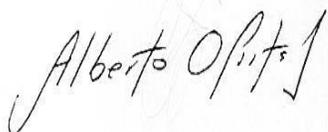
### 3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- Para todos los casos simulados no se presenta déficit, por lo tanto, bajo la senda de referencia propuesta se puede concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de 18 meses.
- Se sugiere a la CREG tener en cuenta en la definición de su senda la siguiente situación: para las primeras etapas (semanas) del seguimiento al comportamiento del embalse, cualquier desviación respecto a la referencia podría implicar la incursión del volumen real por debajo de la trayectoria de monitoreo, debido a que todas las simulaciones, del CNO, el CND y la CREG, siempre considerarán la real condición del embalse como punto de partida. Lo anterior, podría activar el estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento apenas iniciando la estación de verano.
- Es importante que la Comisión conozca la respuesta de ENEL EMGESA (**anexo**) a la carta enviada por el CND, donde este último solicita *“detallar la actual condición operativa del embalse El Quimbo, la posibilidad de utilizarlo en todo su rango útil, e informar si esta condición operativa debe ser considerada por el CND dentro de sus estudios de planeamiento energético de corto y mediano plazo”*.

En consecuencia con lo anterior, el CNO y el CND no tuvieron en cuenta restricciones operativas en el embalse El Quimbo, diferentes al NEP y los mínimos operativos, para la formulación de la senda de verano 2021-2022.

El Consejo continuará con el seguimiento a la situación del SIN y enviará periódicamente, en el marco de sus competencias y funciones, sus análisis energéticos y de potencia contrastando el comportamiento real de esta variable con la senda definida por la Comisión.

Atentamente,



Alberto Olarte Aguirre  
Secretario Técnico CNO

Se anexa lo enunciado

Copia: Dr. Diego Mesa. Ministro de Minas y Energía-MINENERGÍA.  
Dr. Juan Carlos Guerrero. Presidente CNO.