

Bogotá D. C., 12 de abril de 2022

Señor
JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
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 invierno 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 executor 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 invierno, incluyendo los supuestos utilizados para establecerla, el modelo de cálculo empleado y los niveles diarios obtenidos.

1. Análisis Energético estocástico del CNO para establecer la senda de referencia del embalse agregado del SIN para la estación de invierno

1.1 Supuestos

En las siguientes gráficas 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.
- Respecto a los proyectos de expansión en generación, se contemplan aquellos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo con 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, la condición inicial del volumen útil agregado del SIN fue 57.9 % (4 de abril de 2022).

Figura 1 Supuestos simulación energética.

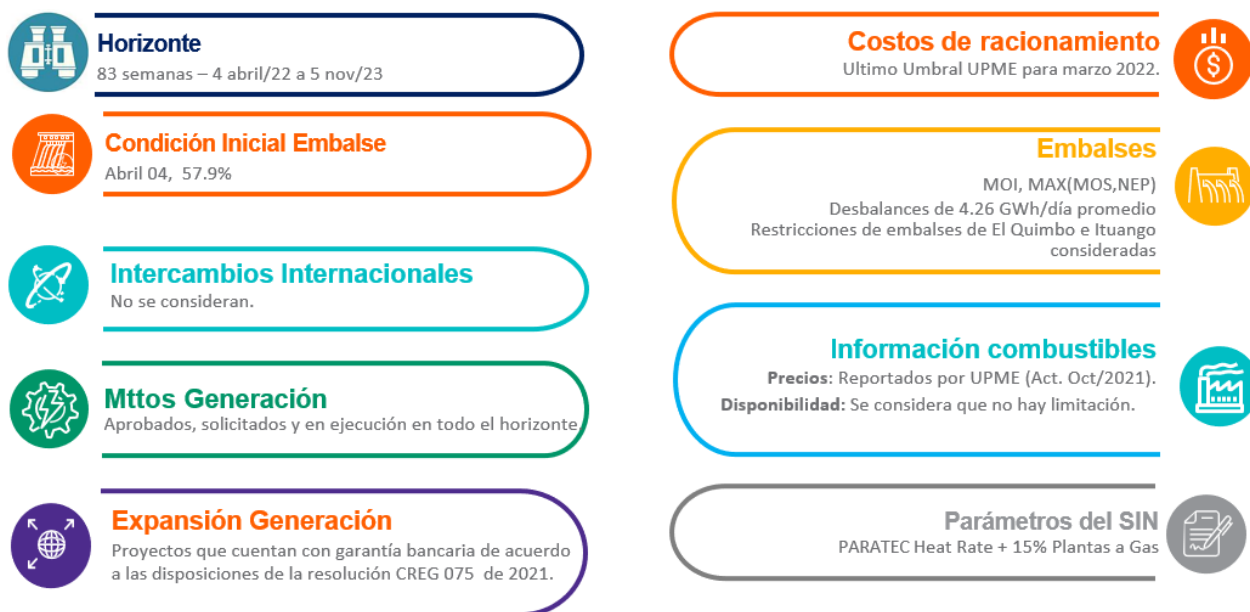


Figura 2 Supuestos simulación energética.

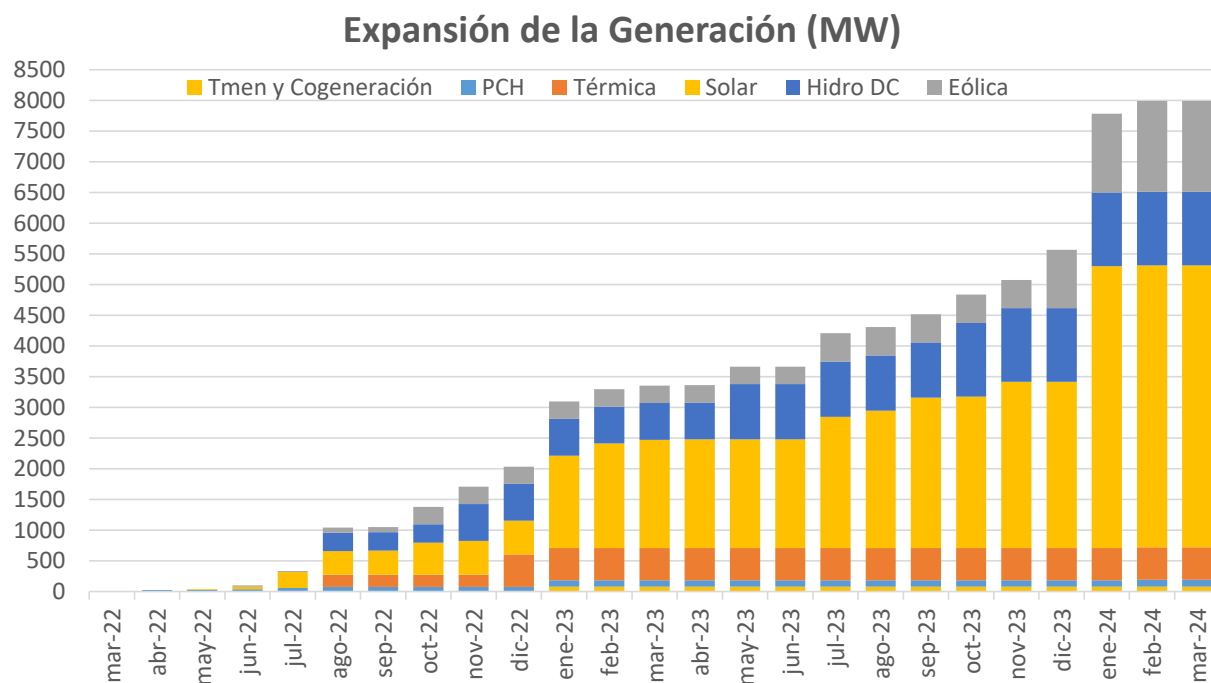
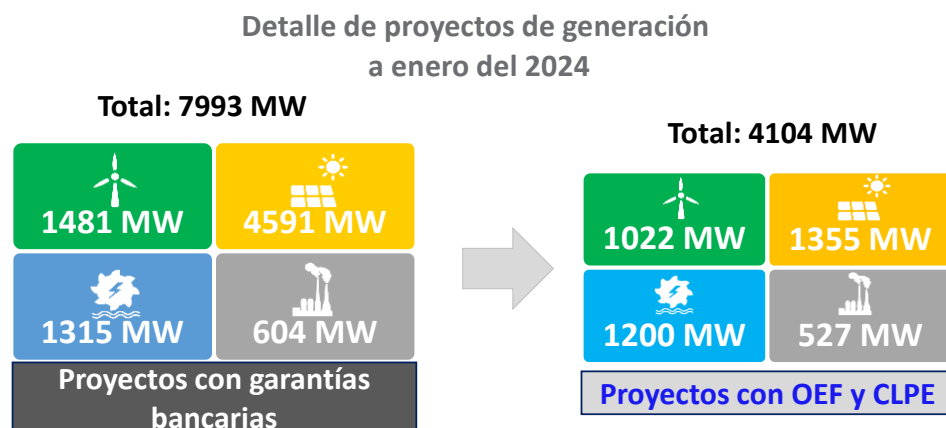


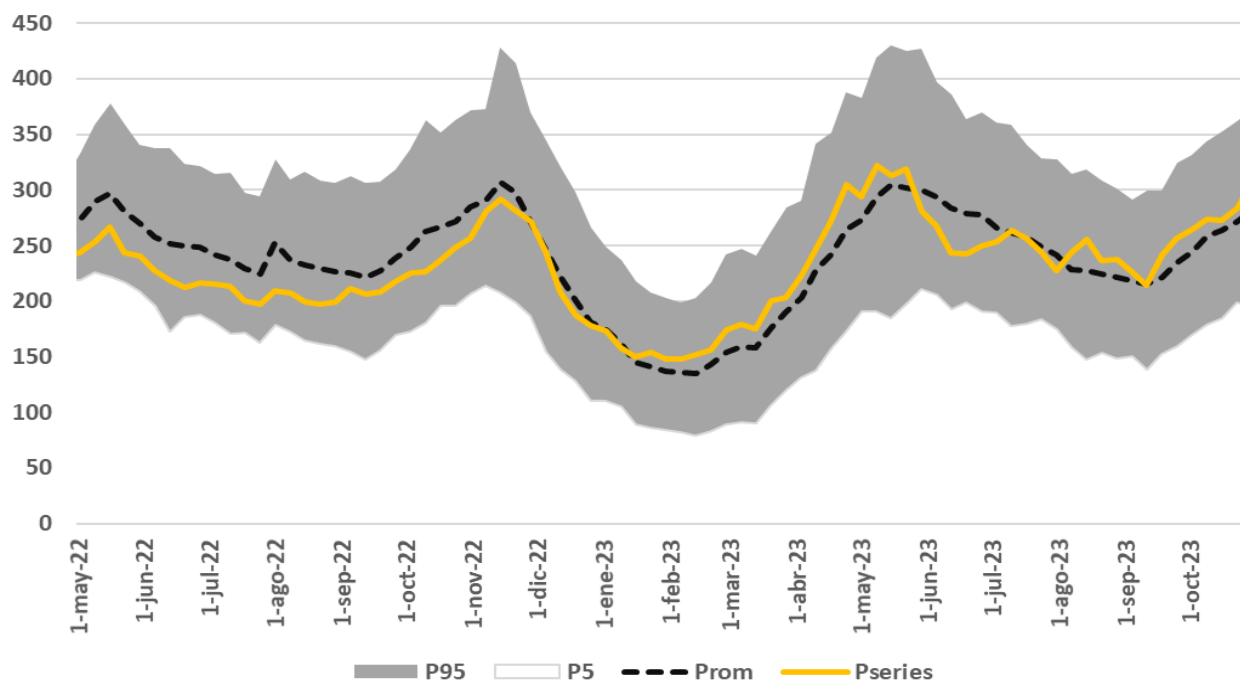
Figura 1 Supuestos simulación energética.



1.2 Escenario de aportes hídricos al SIN

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, y que son obtenidas a partir de la información histórica de aportes al Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Figura 4 Banda estocástica aportes hídricos GWh/día.



1.3 Resultados

En las siguientes gráficas se presenta para los escenarios de aportes del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN (estación de invierno). Con relación al análisis estocástico, se muestran las trayectorias del embalse agregado del SIN. En esta simulación, de manera general, se minimiza el valor esperado de los costos operativos considerando la incertidumbre asociada a los aportes hídricos.

Figura 5 Generación térmica GWh/día.

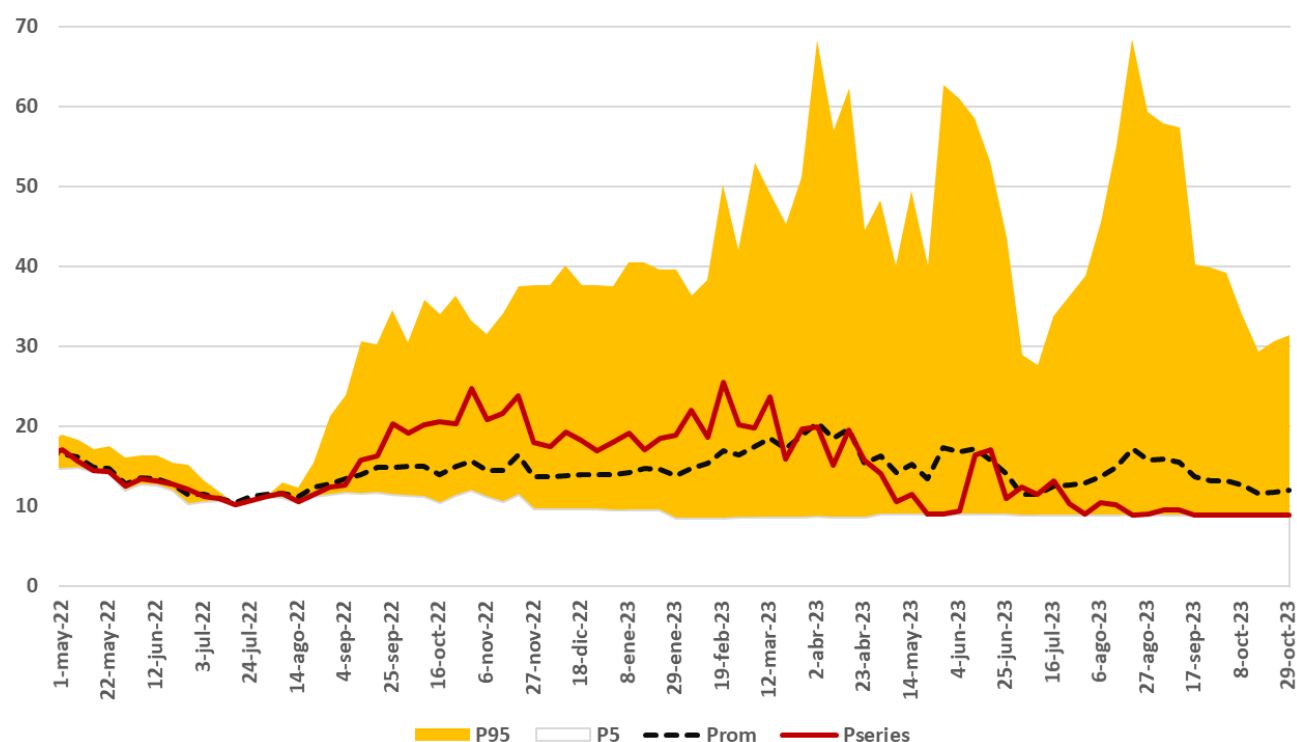
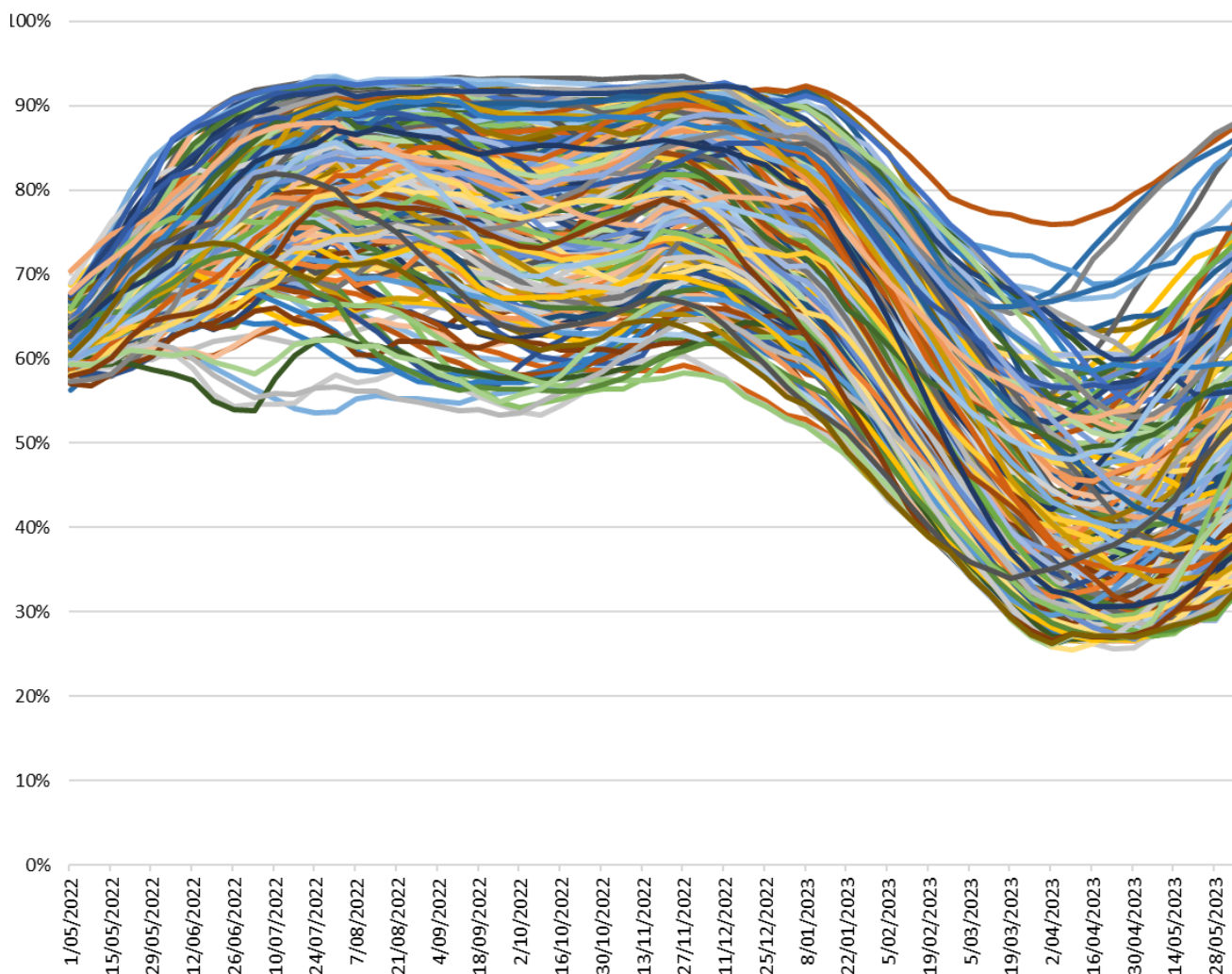


Figura 6 Volumen útil agregado del SIN simulación estocástica (%).



1.4 Análisis de resultados

De las gráficas del numeral 1.3 se puede concluir:

- Para todos los casos simulados, enfoque estocástico, no se presenta déficit ni se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW.
- La generación térmica requerida durante el verano 2022-2023 fue inferior a 70 GWh-día para todas las series. Para antes de dicho verano la producción fue inferior a los 40 GWh-día.
- Con relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2022-2023 toma un valor mínimo del 55 % y el máximo del 93%.

- Si las variables energéticas evolucionan como se indica en los numerales 1.1 y 1.2 de esta comunicación, los resultados del modelo de simulación de la operación permiten concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de 18 meses.

2. Senda de referencia del volumen agregado del SIN propuesta por el CNO para la estación de invierno.

A partir de los resultados del numeral anterior, se aplicó la metodología de establecimiento de la senda de referencia para la estación de invierno del CNO, la cual utiliza los resultados de la simulación estocástica. Por lo anterior, antes de presentar la senda del Consejo, a continuación se lista una breve descripción de dicha metodología.

2.1. Descripción Metodología CNO para construir senda de referencia estación de invierno.

- Paso 1: Obtención de la distribución de las descargas del embalse agregado, entendiendo esta como la diferencia entre el nivel del embalse al inicio de diciembre y a finales de abril, ello a partir de una simulación estocástica.
- Paso 2: Determinación del nivel de reservas agregadas mínima requeridas por el SIN al final de la estación de invierno, para afrontar la estación de verano. El nivel mínimo del embalse al comienzo del verano corresponde a la suma del valor de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR (abril) y la descarga necesaria obtenida del paso anterior (percentil 50).
- Paso 3: Obtención del percentil de la evolución estocástica del embalse agregado del SIN que mejor se aproxime al valor mínimo, determinado en el paso anterior, ello para finales del mes de noviembre.
- Paso 4: A partir de la simulación estocástica, identificación de las series de evolución del embalse con mayor aproximación a la curva del percentil hallado en el paso anterior (distancias mínimas).
- Paso 5: Obtención de la senda de la evolución agregada del embalse, calculada esta como el promedio de las series obtenidas en el paso 4.

2.2 Senda de referencia para la estación de invierno del CNO.

Teniendo en cuenta los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 y 2.1, el Consejo adopta la metodología CNO para el establecimiento de la senda de referencia para la estación de invierno. Esto se debe a que 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 senda fue establecida a partir de una simulación con resolución semanal (domingo a domingo), la Comisión exige la misma con resolución diaria. En este

sentido, los valores para los días ordinarios (lunes a sábado) se calcularon a través de interpolaciones lineales.

Tabla 1. Desagregación diaria. Propuesta CNO senda de referencia volumen útil agregado del SIN estación invierno.

Fecha	Senda
1/05/2022	60,77%
2/05/2022	60,89%
3/05/2022	61,01%
4/05/2022	61,13%
5/05/2022	61,24%
6/05/2022	61,36%
7/05/2022	61,48%
8/05/2022	61,60%
9/05/2022	61,79%
10/05/2022	61,97%
11/05/2022	62,15%
12/05/2022	62,34%
13/05/2022	62,52%
14/05/2022	62,70%
15/05/2022	62,89%
16/05/2022	63,08%
17/05/2022	63,27%
18/05/2022	63,46%
19/05/2022	63,66%
20/05/2022	63,85%
21/05/2022	64,04%
22/05/2022	64,23%
23/05/2022	64,38%
24/05/2022	64,52%
25/05/2022	64,67%
26/05/2022	64,81%
27/05/2022	64,96%
28/05/2022	65,10%
29/05/2022	65,25%
30/05/2022	65,41%
31/05/2022	65,57%
1/06/2022	65,74%
2/06/2022	65,90%

3/06/2022	66,06%
4/06/2022	66,22%
5/06/2022	66,38%
6/06/2022	66,49%
7/06/2022	66,59%
8/06/2022	66,69%
9/06/2022	66,79%
10/06/2022	66,89%
11/06/2022	66,99%
12/06/2022	67,09%
13/06/2022	67,18%
14/06/2022	67,27%
15/06/2022	67,36%
16/06/2022	67,45%
17/06/2022	67,54%
18/06/2022	67,63%
19/06/2022	67,72%
20/06/2022	67,79%
21/06/2022	67,86%
22/06/2022	67,92%
23/06/2022	67,99%
24/06/2022	68,05%
25/06/2022	68,12%
26/06/2022	68,19%
27/06/2022	68,30%
28/06/2022	68,42%
29/06/2022	68,53%
30/06/2022	68,65%
1/07/2022	68,77%
2/07/2022	68,88%
3/07/2022	69,00%
4/07/2022	69,08%
5/07/2022	69,16%
6/07/2022	69,24%
7/07/2022	69,32%
8/07/2022	69,40%
9/07/2022	69,48%
10/07/2022	69,56%

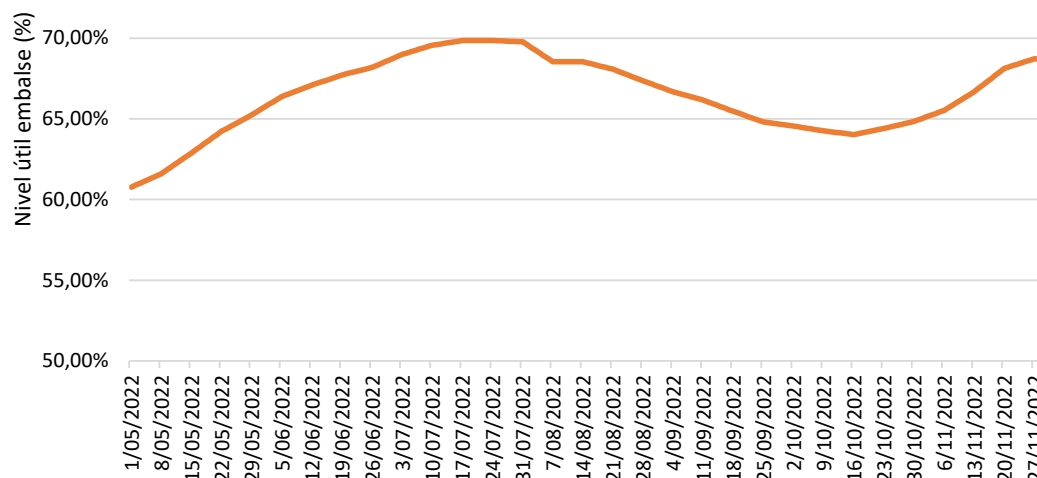
11/07/2022	69,60%
12/07/2022	69,65%
13/07/2022	69,69%
14/07/2022	69,73%
15/07/2022	69,77%
16/07/2022	69,81%
17/07/2022	69,85%
18/07/2022	69,85%
19/07/2022	69,85%
20/07/2022	69,85%
21/07/2022	69,85%
22/07/2022	69,86%
23/07/2022	69,86%
24/07/2022	69,86%
25/07/2022	69,84%
26/07/2022	69,83%
27/07/2022	69,82%
28/07/2022	69,81%
29/07/2022	69,80%
30/07/2022	69,79%
31/07/2022	69,78%
1/08/2022	69,60%
2/08/2022	69,42%
3/08/2022	69,25%
4/08/2022	69,07%
5/08/2022	68,89%
6/08/2022	68,72%
7/08/2022	68,54%
8/08/2022	68,54%
9/08/2022	68,54%
10/08/2022	68,54%
11/08/2022	68,54%
12/08/2022	68,54%
13/08/2022	68,54%
14/08/2022	68,54%
15/08/2022	68,47%
16/08/2022	68,41%
17/08/2022	68,34%

18/08/2022	68,27%
19/08/2022	68,21%
20/08/2022	68,14%
21/08/2022	68,08%
22/08/2022	67,97%
23/08/2022	67,87%
24/08/2022	67,77%
25/08/2022	67,66%
26/08/2022	67,56%
27/08/2022	67,46%
28/08/2022	67,35%
29/08/2022	67,26%
30/08/2022	67,16%
31/08/2022	67,06%
1/09/2022	66,96%
2/09/2022	66,87%
3/09/2022	66,77%
4/09/2022	66,67%
5/09/2022	66,60%
6/09/2022	66,52%
7/09/2022	66,45%
8/09/2022	66,38%
9/09/2022	66,30%
10/09/2022	66,23%
11/09/2022	66,16%
12/09/2022	66,06%
13/09/2022	65,96%
14/09/2022	65,86%
15/09/2022	65,76%
16/09/2022	65,66%
17/09/2022	65,56%
18/09/2022	65,46%
19/09/2022	65,37%
20/09/2022	65,28%
21/09/2022	65,18%
22/09/2022	65,09%
23/09/2022	64,99%
24/09/2022	64,90%

25/09/2022	64,80%
26/09/2022	64,77%
27/09/2022	64,73%
28/09/2022	64,69%
29/09/2022	64,66%
30/09/2022	64,62%
1/10/2022	64,59%
2/10/2022	64,55%
3/10/2022	64,51%
4/10/2022	64,47%
5/10/2022	64,42%
6/10/2022	64,38%
7/10/2022	64,34%
8/10/2022	64,30%
9/10/2022	64,25%
10/10/2022	64,22%
11/10/2022	64,19%
12/10/2022	64,15%
13/10/2022	64,12%
14/10/2022	64,09%
15/10/2022	64,06%
16/10/2022	64,02%
17/10/2022	64,08%
18/10/2022	64,13%
19/10/2022	64,18%
20/10/2022	64,24%
21/10/2022	64,29%
22/10/2022	64,35%
23/10/2022	64,40%
24/10/2022	64,46%
25/10/2022	64,53%
26/10/2022	64,59%
27/10/2022	64,65%
28/10/2022	64,71%
29/10/2022	64,78%
30/10/2022	64,84%
31/10/2022	64,94%
1/11/2022	65,03%

2/11/2022	65,13%
3/11/2022	65,23%
4/11/2022	65,33%
5/11/2022	65,42%
6/11/2022	65,52%
7/11/2022	65,69%
8/11/2022	65,85%
9/11/2022	66,02%
10/11/2022	66,18%
11/11/2022	66,35%
12/11/2022	66,52%
13/11/2022	66,68%
14/11/2022	66,89%
15/11/2022	67,09%
16/11/2022	67,30%
17/11/2022	67,50%
18/11/2022	67,71%
19/11/2022	67,91%
20/11/2022	68,12%
21/11/2022	68,21%
22/11/2022	68,29%
23/11/2022	68,38%
24/11/2022	68,47%
25/11/2022	68,55%
26/11/2022	68,64%
27/11/2022	68,73%
28/11/2022	68,71%
29/11/2022	68,70%
30/11/2022	68,68%

Figura 7 Senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para estación invierno CNO.

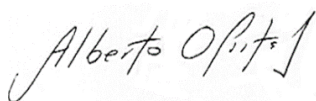


3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- 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 real condición del embalse como punto de partida. Adicionalmente, contemplar posibles cambios en los supuestos para la simulación estocástica, como pueden ser la fecha esperada de entrada en operación de la primera y segunda unidad de Ituango, y los costos de los diferentes energéticos para la producción de energía, debido a la coyuntura mundial (carbón, gas natural y combustibles líquidos).

El Consejo continuará con el seguimiento a la situación del SIN, y en el marco de sus competencias y funciones, sus análisis energéticos y de potencia, al igual que la evaluación del indicador del volumen útil agregado del sistema, contrastando el comportamiento real de esta variable con la senda definida por la Comisión.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

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