
Bogotá D. C., 15 de abril de 2021

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. 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, 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 invierno

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 "Mayo Alto" para todo el horizonte de análisis, el cual fue definido por la UPME en el mes de junio del 2020. Este escenario refleja un sostenimiento del impacto económico identificado en el mes de mayo de 2020 por el COVID19, durante seis (6) años.

- Respecto a los proyectos de expansión en generación, se contemplan aquellos que ya iniciaron trámites de conexión con el CND, tal como lo establece el Acuerdo CNO 1214.
- 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 60.15 % (12 de abril de 2021).

Tabla 1 Supuestos simulación energética.

Parámetros Generales	Horizonte	18 meses con resolución semanal.
	Condición terminal	Año Adicional
	Tipo de estudio	Autónomo, versión 16.0.1 SDDP
	Mínimos operativos	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)
	Condición inicial volumen de los embalses	El del día inmediatamente anterior a la corrida
	Demanda Nacional e Intercambios	Escenario a partir de los pronósticos UPME (Rev. jun/2020): • Escenario Mayo Alto Intercambios con Ecuador (Acuerdo SPO 250): • Intercambio máximo Colombia → Ecuador 0 MW • Intercambio máximo Ecuador → Colombia 0 MW
Parámetros	Plantas de generación existentes	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 SPT. Índices de disponibilidad: 1. Térmicas ICP e IH con el procedimiento regulado. 2. Hidráulicas ICP e IH con el procedimiento regulado.
	Sistema hidráulico Colombiano	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.
	Red de transmisión	Se considera la red de transmisión del STN. 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. No se consideraron indisponibilidades menores a la resolución del modelo. Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente.

Tabla 2 Supuestos simulación energética.

Proyectos de expansión	Proyectos de expansión de generación	Proyectos de expansión de generación en todo el horizonte			
		Nombre Planta	Tipo	CEN (MW)	FPO
		Bosques solares Los Llanos 3	Solar	20	En Pruebas
		El Paso	Solar	67	En Pruebas
		Planta Biogas Doña Juana II	Térmica	10	1/04/2021
		Pétalos de Córdoba I	Solar	10	30/05/2021
		La Sierpe	Solar	20	30/06/2021
		La Paila	Solar	9.9	26/07/2021
		Cogenerador Incauca Cabañas	Térmica	10	30/07/2021
		Bosques solares Los Llanos 4	Solar	20	4/10/2021
		Jagüey	Térmica	19.4	31/10/2021
		Rubiales	Térmica	19.4	31/10/2021
		Termocaribe 3	Térmica	42	1/11/2021
		El Tesorito	Térmica	200	30/11/2021
		Bosques solares Los Llanos 5	Solar	18	5/12/2021
		Atlántico solar I Baranoa	Solar	19.3	30/12/2021
		Delphi Helios I	Solar	16.5	30/12/2021
		Polo Nuevo 2	Solar	9.9	31/12/2021
		PCH La Chorrera	PCH	15	31/12/2021
		El Campano	Solar	99	1/01/2022
		Cartago	Solar	99	1/01/2022
		San Felipe	Solar	90	1/01/2022
		Guajira I	Eólica	20	31/01/2022
		PCH TZ II	PCH	10.5	30/03/2022
		Latam solar La Loma	Solar	150	30/06/2022
		Windpeshi	Eólica	200	30/06/2022
		Hidroituango (i)	Hidro DC	300	27/07/2022
		Hidroituango (ii)	Hidro DC	300	2/10/2022
		• Proyectos con OEF y subasta CLPE en todo el horizonte. • Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022. (Tcentro 2020-2021) • Proyectos que han iniciado trámites ante CND según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214.con una CEN $\geq$ 10 MW			
		NOTA: Para el proyecto Ituango se consideraron las fechas informadas por el auditor de curva S			
	Parámetros de los proyectos de generación futuros	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 SPT. HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. Factor de conversión medio para las plantas hidráulicas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. Índices de disponibilidad según lo establecido en la regulación vigente			
	Condición inicial de embalses futuros	Se considera la condición inicial al 100 % del embalse o la que el agente reporte como mejor información disponible.			

Tabla 3 Supuestos simulación energética.

Costos	De transporte y suministro de combustible	Precios UPME (Actualizados en Junio de 2020).			
	De racionamiento	Costos de racionamiento que se encuentren públicos en la pagina de la UPME al momento de la corrida. http://www.upme.gov.co/CostosEnergia.asp Segmento 1 (100%) = 2540 USD/MWh (último bloque) De acuerdo con lo definido en la reunión del SPO N°259			
	Otros costos variables	Los valores vigentes al momento de la corrida			
Combustibles	Disponibilidad de combustible				
		Agente	Fecha actualización	Agente	Fecha actualización
		Celsia	Febrero 2020	TermoValle	Mayo 2020
		Emgesa	Febrero 2020	TermoEmcali	Mayo 2020
		Proelectrica	Marzo 2020	TEBSA	Febrero 2020
		Isagen	Marzo 2020	TermoCandel.	Febrero 2020
		EPM - CHEC	Octubre 2019	Prime	Junio 2020
Otros	Curva de aversión al riesgo (CAR)	(Reunión SPO N°250): Se utiliza en política y simulación. Penalidad Reducida igual al costo del primer escalón de racionamiento de UPME 400 \$USD/MWh . 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.			
	Desbalance hídrico	(Reunión CNO 592): Desbalances del SIN 7.6 GWh/día. De acuerdo con la metodología indicada en reunión N° 236 del SPO			
	Menores y cogeneradores	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 las simulaciones energéticas determinísticas se consideraron inicialmente dos casos de aportes hídricos al SIN, que fueron formulados por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO a través de la metodología de análogos. La descripción de estos, junto con su justificación se presentan en la siguiente gráfica y tabla.

Gráfica 1 Escenarios hidrológicos determinísticos.

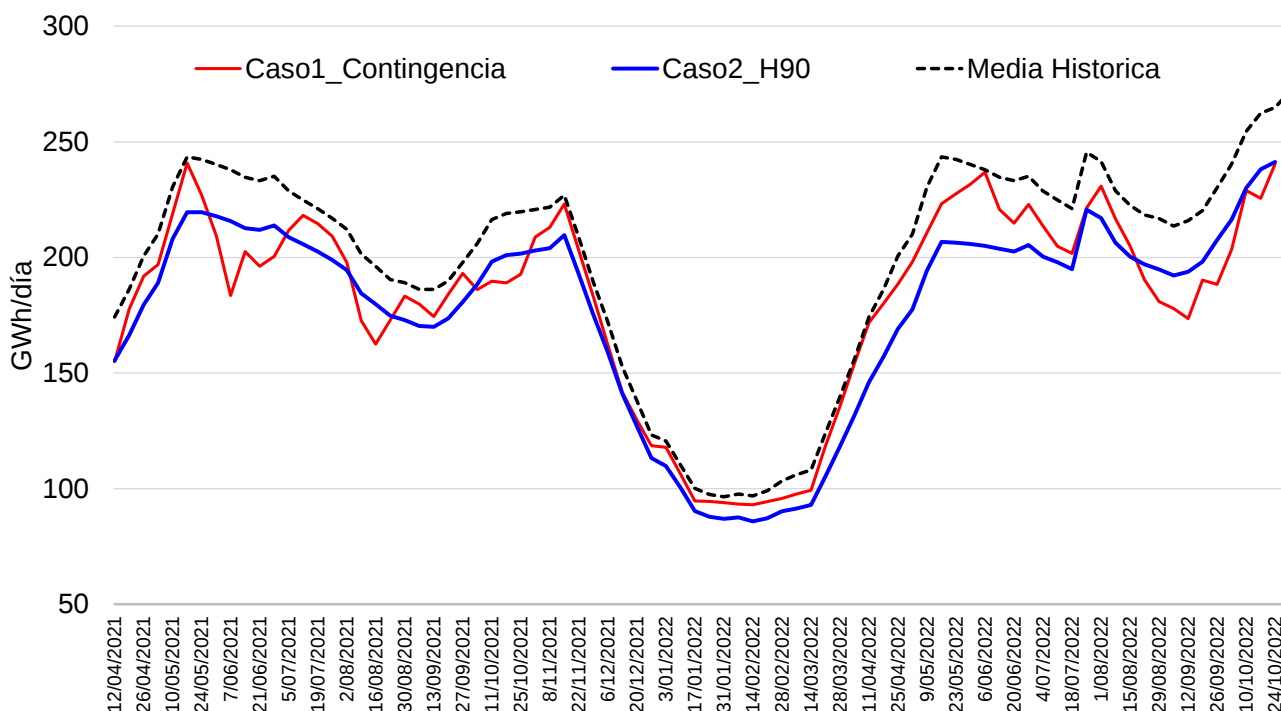


Tabla 4. Descripción escenarios.

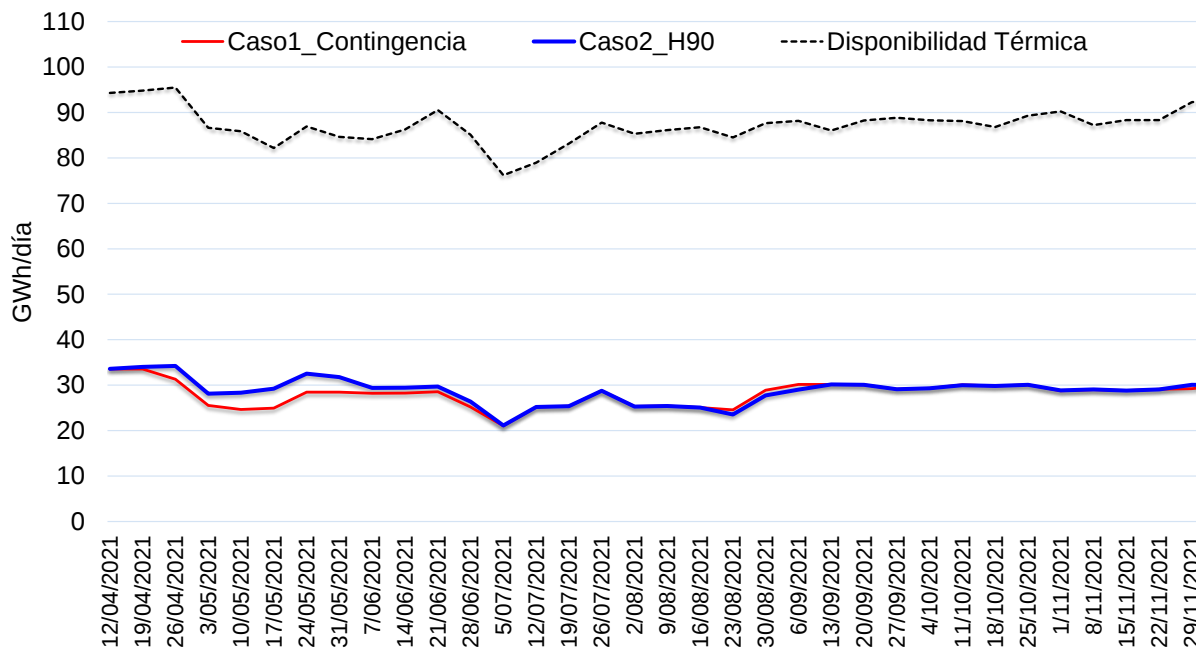
Caso	Descripción	Justificación
Caso1_Contingencia.	Hidrología histórica del periodo 1993-1995, acotado al escenario esperado del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO para el horizonte de simulación.	Representa un caso crítico de aportes hídricos. Considera para todas las etapas del horizonte de simulación aportes por debajo de la media histórica.
Caso 2_H90.	Hidrología histórica promedio, reducida el 10 % para todo el horizonte de simulación.	Representa un caso crítico de aportes hídricos. Considera para todas las etapas del horizonte de simulación el 90 % de los aportes de la media histórica.

Adicionalmente, 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.

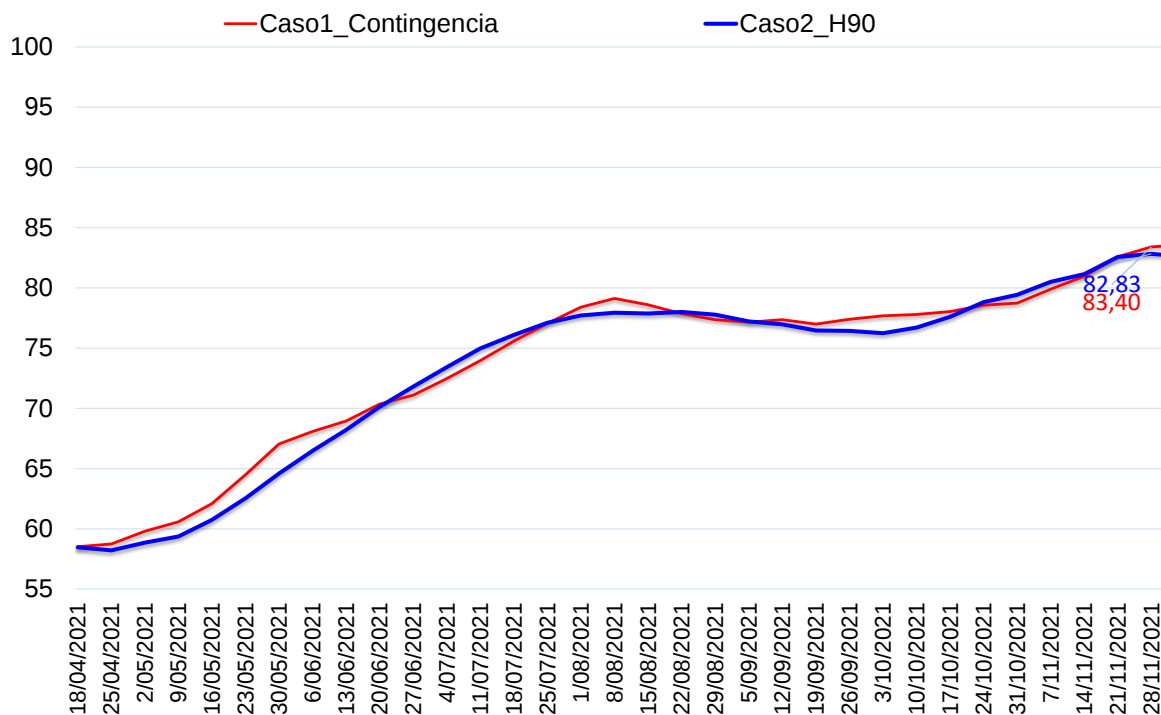
1.3 Resultados

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 (estación de invierno).

Gráfica 2 Generación térmica considerando escenarios de aportes determinísticos.

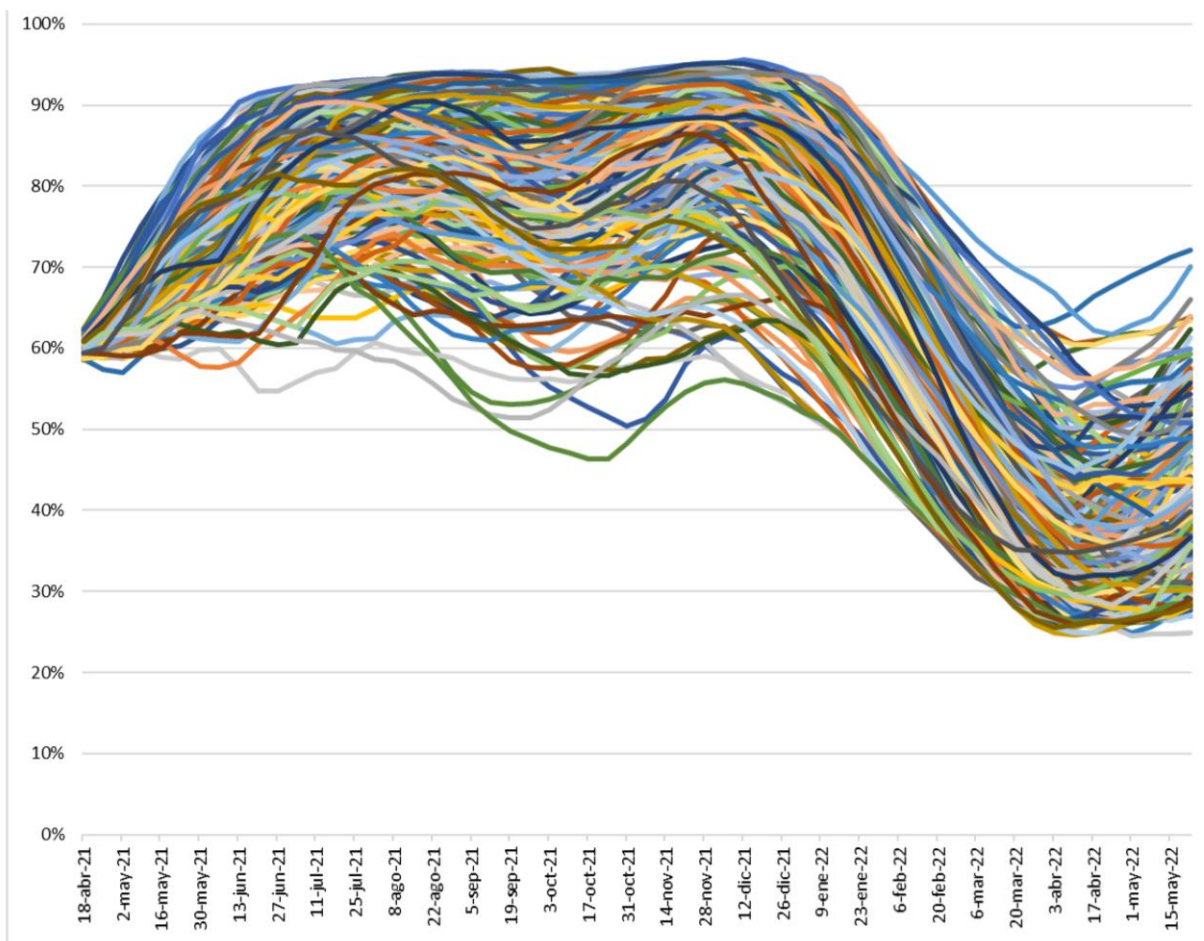


Gráfica 3 Volumen útil agregado del SIN considerando escenarios de aportes determinísticos (%).



Con relación al análisis estocástico, en la siguiente grafica 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.

Gráfica 4 Evolución del embalse 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, enfoques determinístico y estocástico, no se presenta déficit ni se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW.
- La generación térmica requerida antes del verano 2021-2022 fue inferior a 40 GWh-día para todos los casos. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio ligeramente superior a los 30 GWh-día para los escenarios determinísticos, y para algunos casos del enfoque

estocástico, este valor llegaría a los 75 GWh-día (caso puntual para la hidrología más seca de las 300 series generadas por el modelo ARP).

- Con relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2021-2022 toma un valor de 83.40 % y 82.83 %, para los casos determinísticos. Para el enfoque estocástico, el mínimo valor encontrado fue del 55 % y el máximo del 95 %.
- 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 contrastó la evolución del embalse obtenida para los casos determinísticos, con la planteada por el CND, que fue establecida con una metodología que utiliza los resultados de la simulación estocástica. A continuación, se hace una breve descripción de dicha metodología.

2.1. Breve descripción Metodología CND para construir senda de referencia estación de invierno.

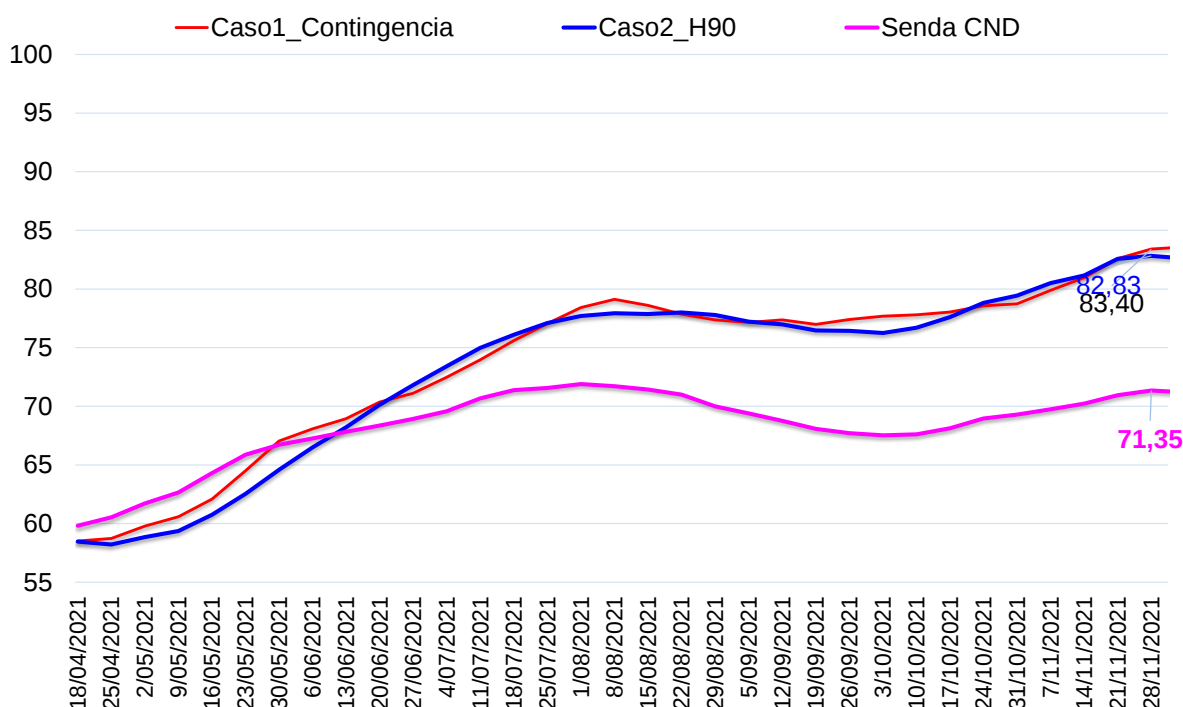
- Paso 1: Obtención de la distribución de las descargas del embalse agregado, entendiendo esta como la diferencia entre el nivel del embalse al inicio de diciembre y a finales de abril, a partir de una simulación estocástica.
- Paso 2: Determinación del nivel de reservas agregadas mínimas requeridas 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, para finales del mes de noviembre, determinado en el paso anterior.
- 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 Comparación sendas de referencia para la estación de invierno del CND y casos determinísticos.

En la siguiente grafica se muestra la senda propuesta por el CND y la evolución del embalse para los casos determinísticos considerados.

Gráfica 5 Comparación Volumen útil agregado del SIN considerando escenarios de aportes determinísticos y senda CND (%).



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

Teniendo en cuenta los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1 y 2.2, el Consejo adopta la senda propuesta por el CND. 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 5. Desagregación diaria. Propuesta CNO senda de referencia volumen útil agregado del SIN estación invierno.

Fecha	Valor Senda
1/05/2021	61,54%
2/05/2021	61,71%
3/05/2021	61,84%
4/05/2021	61,98%
5/05/2021	62,11%
6/05/2021	62,25%
7/05/2021	62,38%
8/05/2021	62,52%
9/05/2021	62,65%
10/05/2021	62,89%
11/05/2021	63,12%
12/05/2021	63,36%
13/05/2021	63,59%
14/05/2021	63,83%
15/05/2021	64,06%
16/05/2021	64,30%
17/05/2021	64,53%
18/05/2021	64,75%
19/05/2021	64,98%
20/05/2021	65,20%
21/05/2021	65,43%
22/05/2021	65,65%
23/05/2021	65,88%
24/05/2021	66,00%
25/05/2021	66,12%
26/05/2021	66,24%
27/05/2021	66,36%
28/05/2021	66,48%
29/05/2021	66,60%
30/05/2021	66,72%
31/05/2021	66,80%
1/06/2021	66,87%
2/06/2021	66,95%



Consejo Nacional de Operación

3/06/2021	67,02%
4/06/2021	67,10%
5/06/2021	67,17%
6/06/2021	67,25%
7/06/2021	67,33%
8/06/2021	67,42%
9/06/2021	67,50%
10/06/2021	67,58%
11/06/2021	67,66%
12/06/2021	67,75%
13/06/2021	67,83%
14/06/2021	67,91%
15/06/2021	67,98%
16/06/2021	68,06%
17/06/2021	68,13%
18/06/2021	68,21%
19/06/2021	68,28%
20/06/2021	68,36%
21/06/2021	68,44%
22/06/2021	68,52%
23/06/2021	68,60%
24/06/2021	68,68%
25/06/2021	68,76%
26/06/2021	68,84%
27/06/2021	68,92%
28/06/2021	69,01%
29/06/2021	69,11%
30/06/2021	69,20%
1/07/2021	69,29%
2/07/2021	69,38%
3/07/2021	69,48%

Avenida Calle 26 No. 69-76, Oficina 1302, Torre 3, Edificio Elemento

Teléfonos: 3906549 –7429083-7427465

E-Mail alarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co

4/07/2021	69,57%
5/07/2021	69,73%
6/07/2021	69,89%
7/07/2021	70,05%
8/07/2021	70,20%
9/07/2021	70,36%
10/07/2021	70,52%
11/07/2021	70,68%
12/07/2021	70,78%
13/07/2021	70,88%
14/07/2021	70,98%
15/07/2021	71,07%
16/07/2021	71,17%
17/07/2021	71,27%
18/07/2021	71,37%
19/07/2021	71,40%
20/07/2021	71,42%
21/07/2021	71,45%
22/07/2021	71,48%
23/07/2021	71,51%
24/07/2021	71,53%
25/07/2021	71,56%
26/07/2021	71,61%
27/07/2021	71,66%
28/07/2021	71,71%
29/07/2021	71,75%
30/07/2021	71,80%
31/07/2021	71,85%
1/08/2021	71,90%
2/08/2021	71,87%
3/08/2021	71,85%
4/08/2021	71,82%
5/08/2021	71,80%
6/08/2021	71,77%
7/08/2021	71,75%



Consejo Nacional de Operación

8/08/2021	71,72%
9/08/2021	71,68%
10/08/2021	71,63%
11/08/2021	71,59%
12/08/2021	71,55%
13/08/2021	71,51%
14/08/2021	71,46%
15/08/2021	71,42%
16/08/2021	71,36%
17/08/2021	71,30%
18/08/2021	71,24%
19/08/2021	71,17%
20/08/2021	71,11%
21/08/2021	71,05%
22/08/2021	70,99%
23/08/2021	70,85%
24/08/2021	70,70%
25/08/2021	70,56%
26/08/2021	70,42%
27/08/2021	70,28%
28/08/2021	70,13%
29/08/2021	69,99%
30/08/2021	69,90%
31/08/2021	69,82%
1/09/2021	69,73%
2/09/2021	69,65%
3/09/2021	69,56%
4/09/2021	69,48%
5/09/2021	69,39%
6/09/2021	69,30%
7/09/2021	69,21%
8/09/2021	69,12%
9/09/2021	69,03%
10/09/2021	68,94%
11/09/2021	68,85%
12/09/2021	68,76%
13/09/2021	68,66%

Avenida Calle 26 No. 69-76, Oficina 1302, Torre 3, Edificio Elemento

Teléfonos: 3906549 –7429083-7427465

E-Mail alarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co



Consejo Nacional de Operación

14/09/2021	68,57%
15/09/2021	68,47%
16/09/2021	68,37%
17/09/2021	68,27%
18/09/2021	68,18%
19/09/2021	68,08%
20/09/2021	68,03%
21/09/2021	67,97%
22/09/2021	67,92%
23/09/2021	67,86%
24/09/2021	67,81%
25/09/2021	67,75%
26/09/2021	67,70%
27/09/2021	67,68%
28/09/2021	67,65%
29/09/2021	67,63%
30/09/2021	67,60%
1/10/2021	67,58%
2/10/2021	67,55%
3/10/2021	67,53%
4/10/2021	67,54%
5/10/2021	67,55%
6/10/2021	67,56%
7/10/2021	67,57%
8/10/2021	67,58%
9/10/2021	67,59%
10/10/2021	67,60%
11/10/2021	67,67%
12/10/2021	67,75%
13/10/2021	67,82%
14/10/2021	67,90%
15/10/2021	67,97%
16/10/2021	68,05%
17/10/2021	68,12%
18/10/2021	68,24%
19/10/2021	68,36%
20/10/2021	68,48%

Avenida Calle 26 No. 69-76, Oficina 1302, Torre 3, Edificio Elemento
Teléfonos: 3906549 –7429083-7427465
E-Mail alarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co



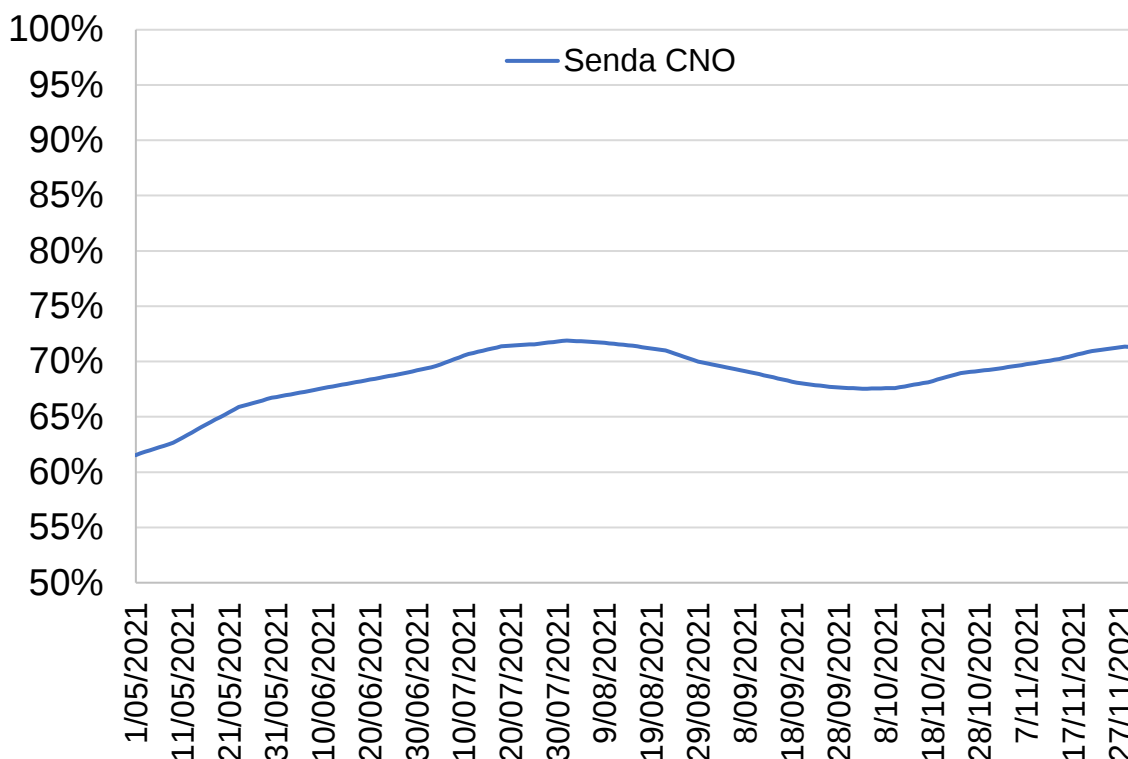
Consejo Nacional de Operación

21/10/2021	68,60%
22/10/2021	68,72%
23/10/2021	68,84%
24/10/2021	68,96%
25/10/2021	69,01%
26/10/2021	69,05%
27/10/2021	69,10%
28/10/2021	69,15%
29/10/2021	69,20%
30/10/2021	69,24%
31/10/2021	69,29%
1/11/2021	69,36%
2/11/2021	69,42%
3/11/2021	69,49%
4/11/2021	69,55%
5/11/2021	69,62%
6/11/2021	69,68%
7/11/2021	69,75%
8/11/2021	69,82%
9/11/2021	69,88%
10/11/2021	69,95%
11/11/2021	70,02%
12/11/2021	70,09%
13/11/2021	70,15%
14/11/2021	70,22%
15/11/2021	70,32%
16/11/2021	70,43%
17/11/2021	70,53%
18/11/2021	70,64%
19/11/2021	70,74%
20/11/2021	70,85%
21/11/2021	70,95%
22/11/2021	71,01%
23/11/2021	71,06%
24/11/2021	71,12%
25/11/2021	71,18%
26/11/2021	71,24%

Avenida Calle 26 No. 69-76, Oficina 1302, Torre 3, Edificio Elemento
Teléfonos: 3906549 –7429083-7427465
E-Mail alarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co

27/11/2021	71,29%
28/11/2021	71,35%
29/11/2021	71,33%
30/11/2021	71,31%

Gráfica 4 Senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para estación invierno.



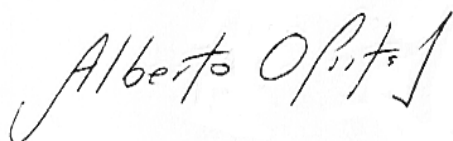
3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

- 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 y esto no es conveniente apenas iniciando la estación de invierno.

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, 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 con

Copia:

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