



Bogotá D. C., 24 de junio de 2020

Señora
MARIA FERNANDA SUÁREZ
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Análisis de la situación energética del SIN y resultados del Indicador de seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN durante la semana del 14 al 21 de junio de 2020.

Respetado Señora Ministra:

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, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, y considerando lo definido en el Artículo 2 de la Resolución CREG 125 de 2020, presenta a continuación su análisis de la situación energética del SIN, referenciando los supuestos utilizados, los escenarios estudiados y sus conclusiones y recomendaciones.

Esta comunicación se estructura en dos capítulos, en el primero se presenta el análisis energético y de potencia del Consejo para un horizonte de dos años, con resolución semanal, a partir del **lunes 22 de junio del 2020**. En la segunda parte se muestra el seguimiento al volumen útil agregado del SIN con fecha de corte al 21 de junio del presente año, y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

1. Análisis Energético y de Potencia del CNO

1.1 Supuestos

En la siguiente tabla se presenta los supuestos considerados por el Consejo en sus análisis energéticos y de potencia:

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

Parámetros Generales	Horizonte	2 años con resolución semanal. Con periodo de análisis a 12 meses.				
	Condición terminal	Año adicional				
	Tipo de estudio	Autónomo, versión 15.1.6 SDDP				
	Mínimos operativos	Se utiliza el NEP para cada embalse.				
	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. oct/2019). Reunión SPO 259 <table><tr><td>Junio a diciembre 2020</td><td>Ene 2021- en adelante</td></tr><tr><td>Bajo</td><td>Medio</td></tr></table> Intercambios con Ecuador (Acuerdo SPO 250): • Intercambio máximo Colombia → Ecuador 0 MW • Intercambio máximo Ecuador → Colombia 0 MW		Junio a diciembre 2020	Ene 2021- en adelante	Bajo
Junio a diciembre 2020	Ene 2021- en adelante					
Bajo	Medio					
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. • Mantenimiento planta de regasificación del 3 al 7 de octubre de 2020. • Se considera mantenimiento de suministro de gas desde Cusiana. • 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.				

Proyectos de expansión	Proyectos de expansión de generación	Proyectos de expansión de generación en periodo de análisis del AE															
		<table><tr><th>Proyecto</th><th>CEN (Capacidad Efectiva Neta)</th><th>FPO</th><th>Observación</th></tr><tr><td>Termo Yopal G3, G4, G5</td><td>150 (aumento efectivo de 40 MW)</td><td>31/08/2020</td><td>Gas Natural</td></tr><tr><td>Latam Solar La Loma</td><td>150</td><td>30/05/2021</td><td>Solar</td></tr></table> • Termocentro se considera por fuera a partir de la vigencia OEF 2020-2021 • No se consideran restricciones de combustibles para los nuevos recursos térmicos.				Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural	Latam Solar La Loma	150	30/05/2021	Solar
	Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Observación													
	Termo Yopal G3, G4, G5	150 (aumento efectivo de 40 MW)	31/08/2020	Gas Natural													
Latam Solar La Loma	150	30/05/2021	Solar														
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	No aplica en el periodo de análisis (1 año).																

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%) = 2432.47 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	<table><tr><th>Agente</th><th>Fecha actualización</th><th>Agente</th><th>Fecha actualización</th></tr><tr><td>Celsia</td><td>Febrero 2020</td><td>TermoValle</td><td>Mayo 2020</td></tr><tr><td>Emgesa</td><td>Febrero 2020</td><td>TermoEmcali</td><td>Mayo 2020</td></tr><tr><td>Proelectrica</td><td>Marzo 2020</td><td>TEBSA</td><td>Febrero 2020</td></tr><tr><td>Isagen</td><td>Marzo 2020</td><td>TermoCandel.</td><td>Febrero 2020</td></tr><tr><td>EPM - CHEC</td><td>Octubre 2019</td><td>Prime</td><td>Junio 2020</td></tr></table>	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
		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																							

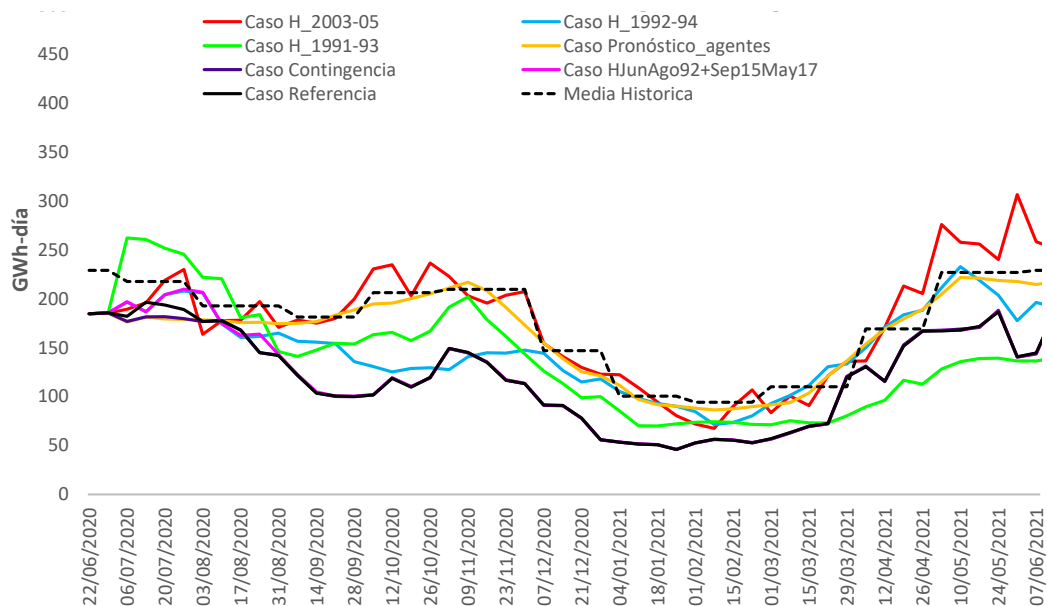
Otros	Curva de aversión al riesgo (CAR)	(Reunión SPO N°250): Se utiliza en política y simulación. Penalidad Fija igual al costo del primer escalón de racionamiento de UPME 390 \$USD/MWh . Se considera un nivel agregado que se construye a partir de los mínimos históricos individuales de embalses en cada 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 7.7 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)

De las tablas anteriores vale la pena destacar el supuesto de demanda para los análisis. Para el primer año de estudio, 2020, se asume el escenario de demanda baja de la revisión de octubre de 2019 de la UPME. Para el segundo año, 2021, se considera el escenario medio de demanda (revisión de octubre de 2019 de la UPME). Respecto a los intercambios con Ecuador la simulación es autónoma, es decir, no se tienen en cuenta importaciones y exportaciones, dada la incertidumbre que se tiene sobre este supuesto para los dos (2) próximos años. Adicionalmente, la condición inicial del volumen útil agregado del SIN es 41.2 %.

1.2 Escenarios de aportes hídricos al SIN

Para las simulaciones energéticas se consideran los siguientes casos determinísticos de aportes hídricos al SIN, los cuales fueron formulados por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del CNO a través de la metodología de análogos, y el Centro Nacional de Despacho-CND. El resumen de los mismos se presenta en las siguientes tabla y gráfica.

Caso	Descripción
H_2003-2005	Hidrología histórica del periodo 2003-2005.
H_1992-1994	Hidrología histórica del periodo 1992-1994.
H_1991-1993	Hidrología histórica del periodo 1991-1993.
Pronóstico agentes	Escenario de aportes esperado por los agentes para los dos años del horizonte de simulación.
Contingencia	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de junio de 2020.
H_jun-ago92+sep15-may17	Para los meses de junio a agosto del primer año (2020), hidrología histórica del periodo junio-agosto 1992. Desde el mes de septiembre del primer año (2020) hasta el mes de mayo del segundo (2022), hidrología histórica del periodo septiembre 2015-mayo 2017.
Referencia	Hidrología histórica del periodo 2015-2017, acotado al escenario esperado del SURER construido en el mes de mayo de 2020.



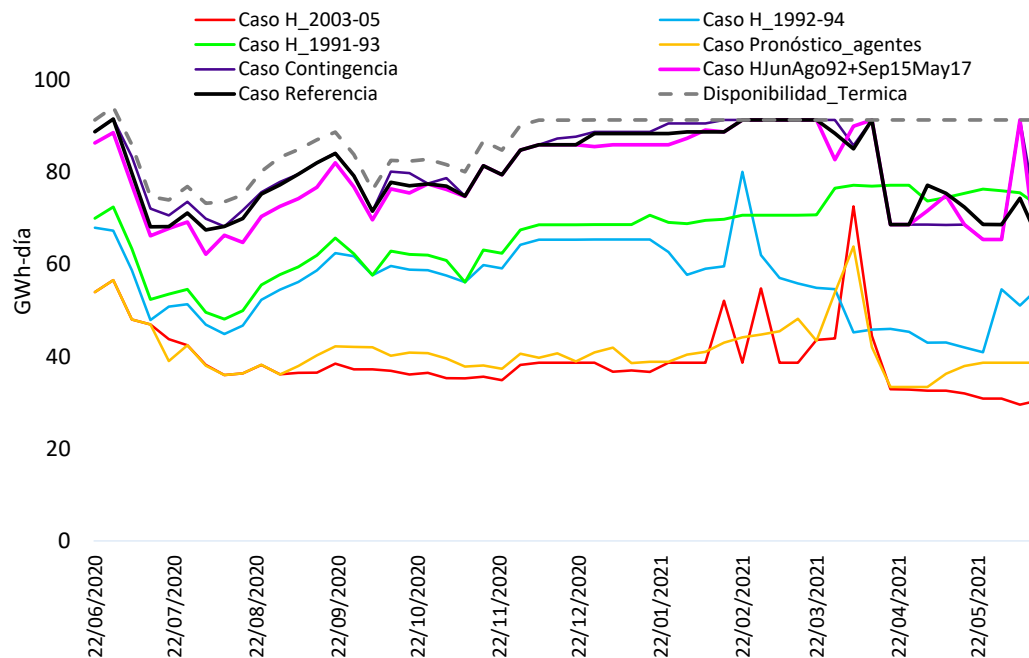
1.3 Resultados

En las siguientes tablas y gráficas se presenta para cada uno de los escenarios de aportes del numeral 1.2, el comportamiento de la generación térmica y la evolución esperada del embalse agregado del SIN.

1.3.1 Generación térmica

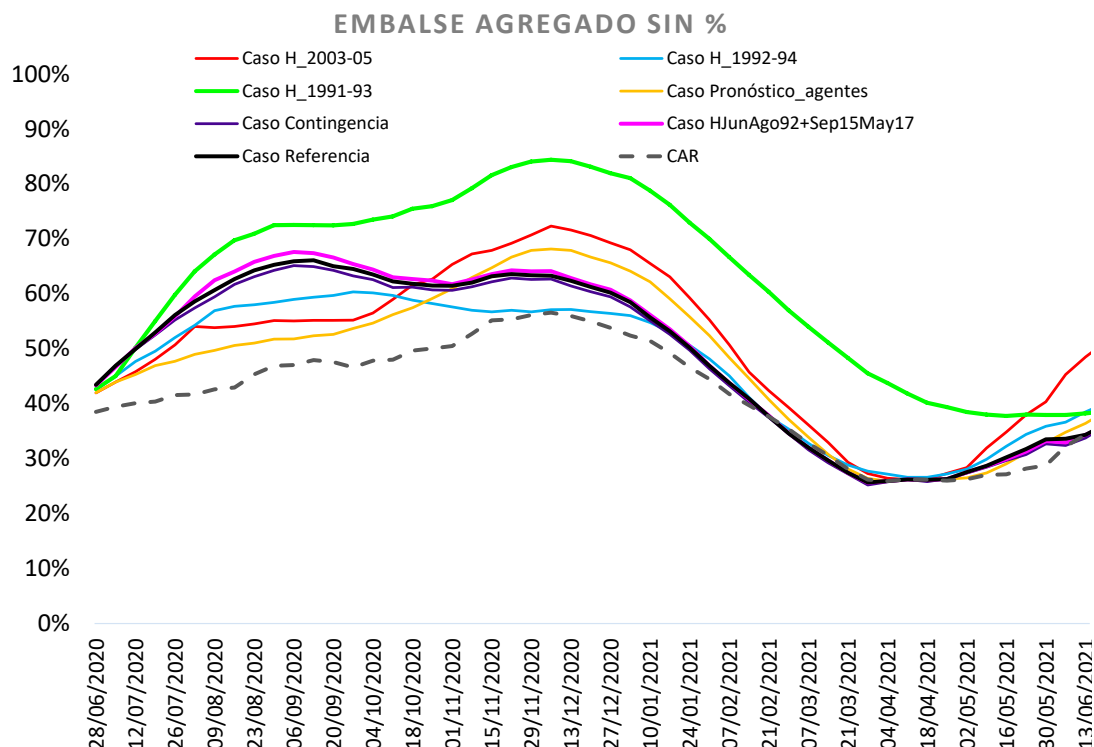
Caso	Promedio Generación Térmica (GWh-día)	
	jun 2020-nov 2020	Verano 2020-2021 (dic-ene-feb-mar-abr)
H_2003-2005	40	41
H_1992-1994	56	59
H_1991-1993	59	71
Pronóstico agentes	41	43
Contingencia	78	88
H_jun-ago92+sep15-may17	74	86
Referencia	77	87
Disponibilidad Térmica	82	91

GENERACIÓN TÉRMICA [GWH-DÍA]



1.3.2 Volumen útil del embalse agregado del SIN

Caso	Condición Volumen Útil del embalse verano 2020-2021	
	Inicio verano	Fin verano
H_2003-2005	71%	28%
H_1992-1994	57%	28%
H_1991-1993	84%	38%
Pronóstico agentes	68%	27%
Contingencia	63%	27%
H_jun-ago92+sep15-may17	64%	28%
Referencia	63%	28%



1.3.3 Análisis de resultados

De las tablas y gráficas de los numerales 1.3.1 y 1.3.2 se puede concluir:

- En ninguno de los casos simulados se presenta déficit. Para el escenario de aportes hídricos más crítico, Contingencia, no se identifican horas con reservas de potencia inferiores a 400 MW (reservas necesarias para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia).
- Para los casos Referencia y Contingencia, la generación térmica promedio requerida antes del verano 2020-2021 es 77 y 78 GWh-día, respectivamente. Asimismo, durante el verano se observa una necesidad de producción térmica promedio de 87 y 88 GWh-día, respectivamente.
- En relación al comportamiento del volumen útil agregado del SIN, esta variable al comienzo del verano 2020-2021 alcanzaría el valor de 63 % para los casos más críticos, Referencia y Contingencia. Adicionalmente, para estos mismos escenarios al final del verano, el volumen útil del embalse se ubicaría por encima del 27 %.

- El caso más optimista respecto a aportes durante el segundo año de simulación, H_2003-2005, muestra una necesidad de generación térmica promedio, antes y durante el verano, de 40 y 41 GWh-día respectivamente. En relación a la condición alcanzada por el embalse agregado del SIN, su volumen útil sería el 71 % al inicio del verano y 28 % al final.

En resumen, 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 nos permiten concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda en un horizonte de dos (2) años. Sin embargo, es muy importante contrastar el comportamiento real de dichas variables, en particular el volumen útil agregado del SIN, con el caso "Referencia"¹, el cual ha sido presentado por el Consejo en comunicaciones previas.

2. Resultados del Indicador de Seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN. Semana del 15 al 21 de junio de 2020

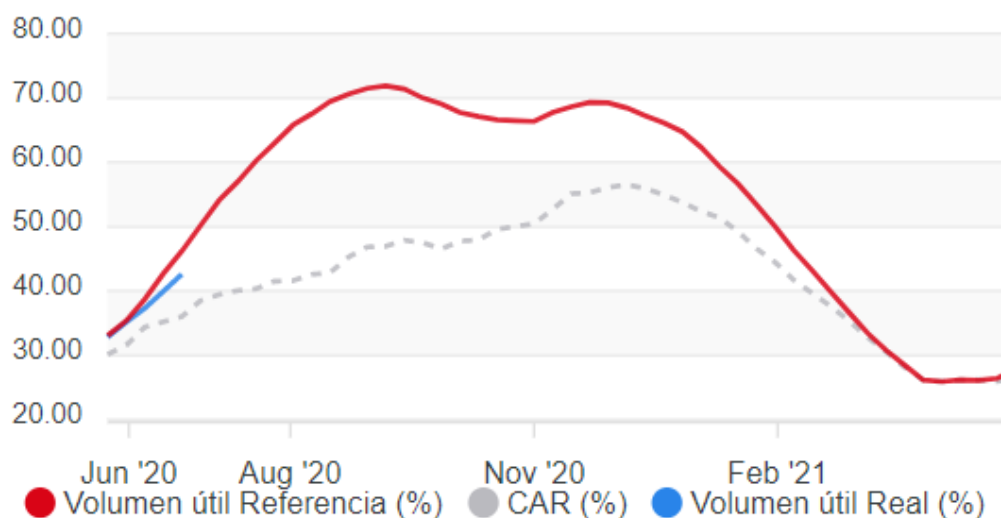
- La demanda del SIN y la producción hidroeléctrica (variables acumuladas²) se encuentran por debajo del caso "Referencia" en un 10.31 % y 6.04 % respectivamente, lo cual favorece al embalsamiento en el SIN. Respecto a la generación de plantas menores y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER, su producción acumulada está por encima del caso de "Referencia" en un 8.07 %. Con relación a los intercambios con Ecuador, a la fecha se tiene una importación promedio cercana a 8 GWh-día, aspecto que igualmente favorece al embalsamiento.

No obstante, el volumen útil del embalse agregado del SIN se encuentra con corte al 21 de junio de 2020 en 42.62 %. La siguiente tabla y gráfica muestran, que por cuarta semana consecutiva dicha variable se encuentra por debajo del escenario de "Referencia", ubicándose en 3.58 %.

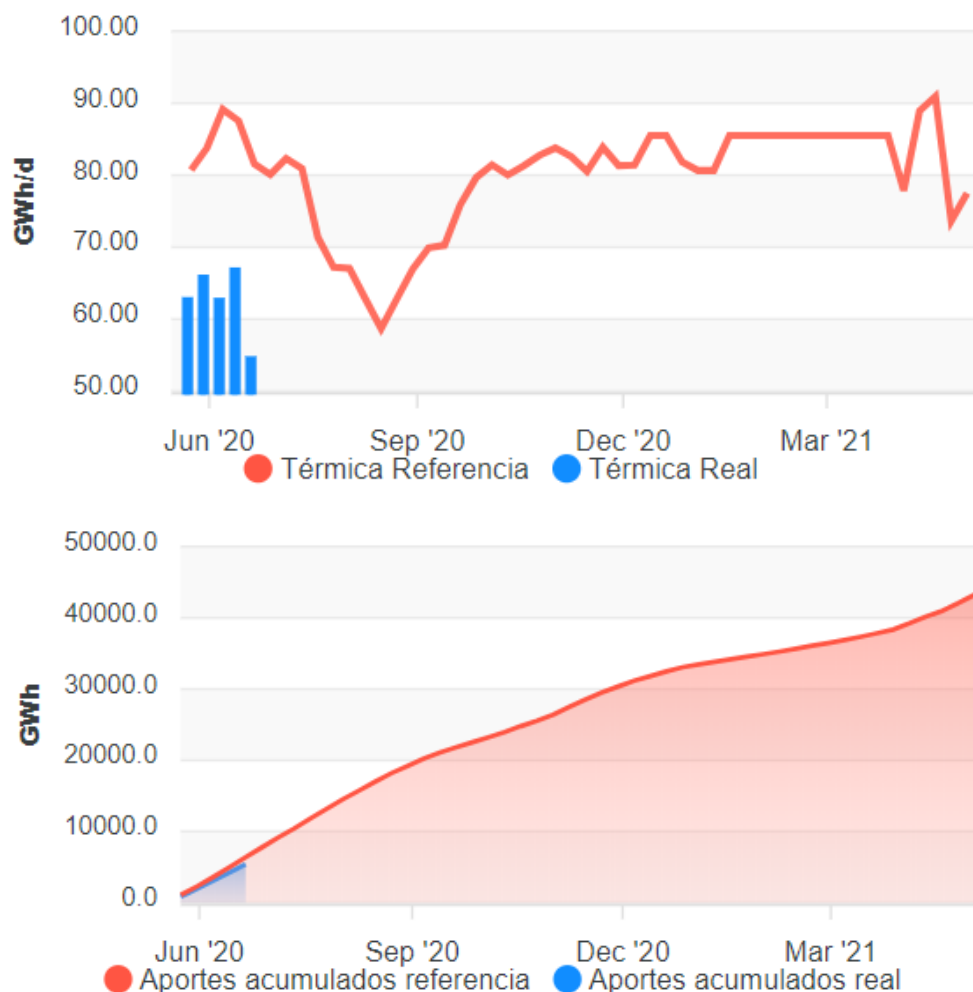
¹ Caso utilizado para hacer el seguimiento al volumen útil agregado del SIN, el cual fue socializado por el CNO a MINENERGÍA y la CREG el día 02 de junio del año en curso. El seguimiento correspondiente a la semana 22-28 de junio del 2020 se realizará actualizando el caso de "Referencia", ajustando la demanda y los aportes hídricos del caso "Contingencia" del SURER, tal como se describe en esta comunicación (numerales 1.1 y 1.2).

² Calculadas desde el 18 de mayo de 2020.

Fecha	Volumen útil Referencia	Volumen útil Real	CAR	Diferencia
24/05/2020	33.08%	32.84%	30.15%	0.24%
31/05/2020	35.37%	35.16%	31.58%	0.21%
07/06/2020	38.73%	37.33%	34.39%	1.40%
14/06/2020	42.69%	39.95%	35.22%	2.74%
21/06/2020	46.20%	42.62%	30.15%	3.58%



- Las variables monitoreadas que explican este comportamiento son la generación térmica y los aportes hídricos. Estas variables acumuladas están por debajo del caso "Referencia" en 28.08 % y 15.25 %, respectivamente, tal como se muestra en las siguientes gráficas.



2.1 Acciones adicionales del CNO en el marco del seguimiento a la situación energética del SIN

- El Consejo adelantó una reunión extraordinaria con el fin de actualizar algunos supuestos que son considerados en sus análisis energéticos y que modificarán la curva de "Referencia" utilizada para el indicador de seguimiento al volumen útil del embalse agregado del SIN. Dicha actualización se reflejará en el seguimiento de este indicador a partir del 28 de junio del 2020. No obstante, a continuación presentamos el resultado del seguimiento con corte al 21 de junio, basado en la curva de "Referencia" que veníamos considerando.

- El Subcomité de Plantas-SP del CNO y los agentes generadores están coordinando los mantenimientos del SIN, con el objetivo de maximizar la disponibilidad de las unidades de generación térmicas e hidroeléctricas.
- El CNO junto con el Centro Nacional de Despacho-CND, están gestionando una mayor coordinación de los mantenimientos de Cusiana y la planta de generación Flores IVB, los cuales están previstos para llevarse a cabo durante los meses de julio y agosto de 2020.

3. Conclusiones y Recomendaciones CNO

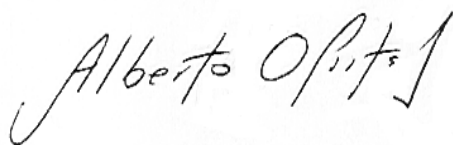
- Si las variables energéticas evolucionan como se indica en los numerales 1.1 y 1.2 de esta comunicación, se puede concluir que el Sistema cuenta con los recursos suficientes para atender la totalidad de la demanda del SIN en un horizonte de dos (2) años. Sin embargo, es muy relevante continuar con el seguimiento a dichas variables y comparar su comportamiento con las curvas asociadas al caso de "Referencia".
- Como lo hemos mencionado, insistimos en la necesidad de contar con la actualización de los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda de energía eléctrica³, dado el impacto que tiene esta variable en los análisis energéticos y de potencia del CNO y CND en el marco del planeamiento operativo indicativo.
- Sugerimos nuevamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG analizar los resultados del seguimiento de estas variables y contrastarlo con sus análisis del comportamiento del mercado. Es importante recordar que el Consejo no puede analizar aspectos comerciales dadas las funciones legales establecidas por la Ley 143 de 1994 y el Decreto MME 2238 de 2009.
- Dada la necesidad de incrementar el volumen útil agregado del SIN, se sugiere estudiar la posibilidad de tomar medidas adicionales, que ayuden a gestionar de forma más efectiva los recursos del sistema, entre otras:
 - ✓ Incentivar la entrada de autogeneración y cogeneración al SIN.
 - ✓ Implementar esquemas de respuesta de demanda.

³ La UPME dio respuesta a la solicitud y mencionó que las nuevas proyecciones se tendrán para el comienzo del 2º semestre del año en curso.

- ✓ Desarrollar las reglas que permitan a las plantas hidroeléctricas filo de agua, solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STR o STN, generar a la máxima capacidad posible sin que ello se pueda constituir en una penalización.
- ✓ Facilitar la inyección de excedentes de energía de los cogeneradores y auto generadores existentes al SIN, y permitir temporalmente a las plantas con capacidad de 19.9 MW, inyectar más potencia al Sistema sin que ello pueda constituirse en una causal de traslado al despacho centralizado.

El Consejo continuará con el seguimiento a la situación del SIN y enviará semanalmente sus análisis energéticos y de potencia, al igual que la evaluación del indicador del volumen útil agregado del Sistema junto con sus conclusiones y recomendaciones.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO