

Análisis Energéticos CNO

Resolución CREG 026 de 2014

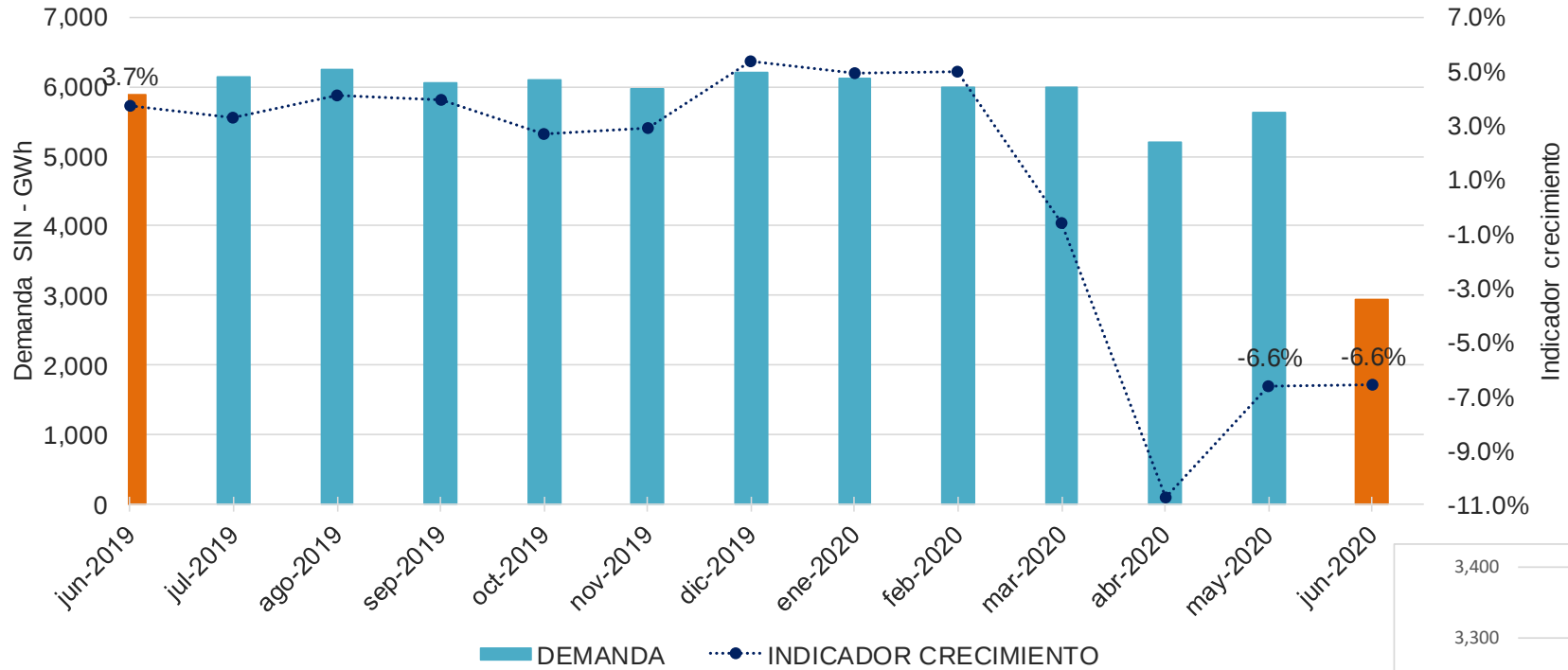
Junio 22/2020

Semana 26

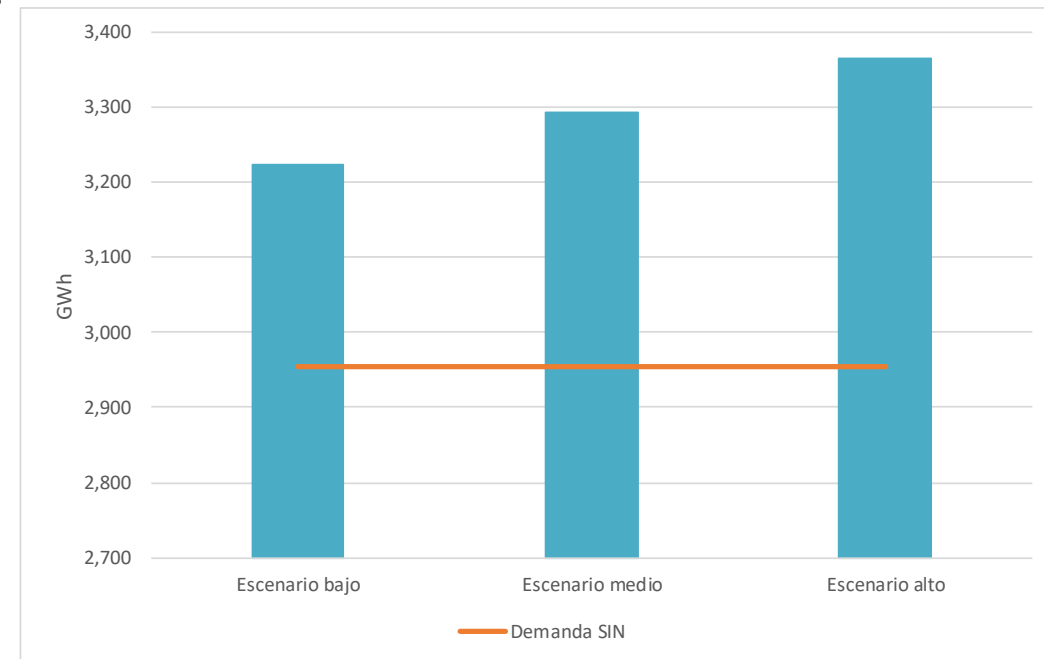
Supuestos Análisis Energéticos

Parámetros Generales	Horizonte	2 años con resolución semanal. Con período 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: - Térmicas ICP e IH con el procedimiento regulado. - 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.				

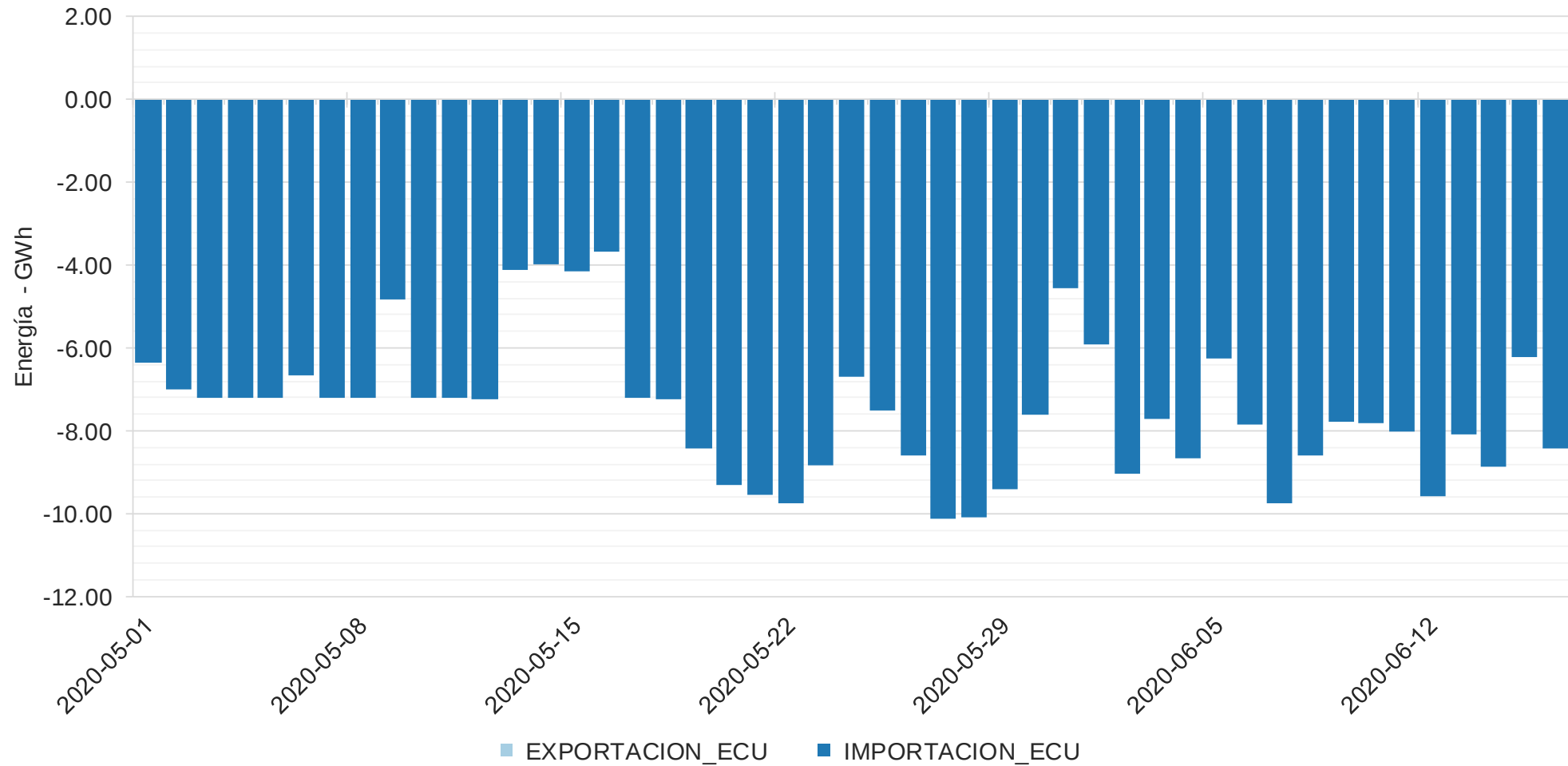
Demanda del SIN



Información actualizada el: 2020-06-18



Intercambio Ecuador - Colombia



Información actualizada el: 2020-06-18

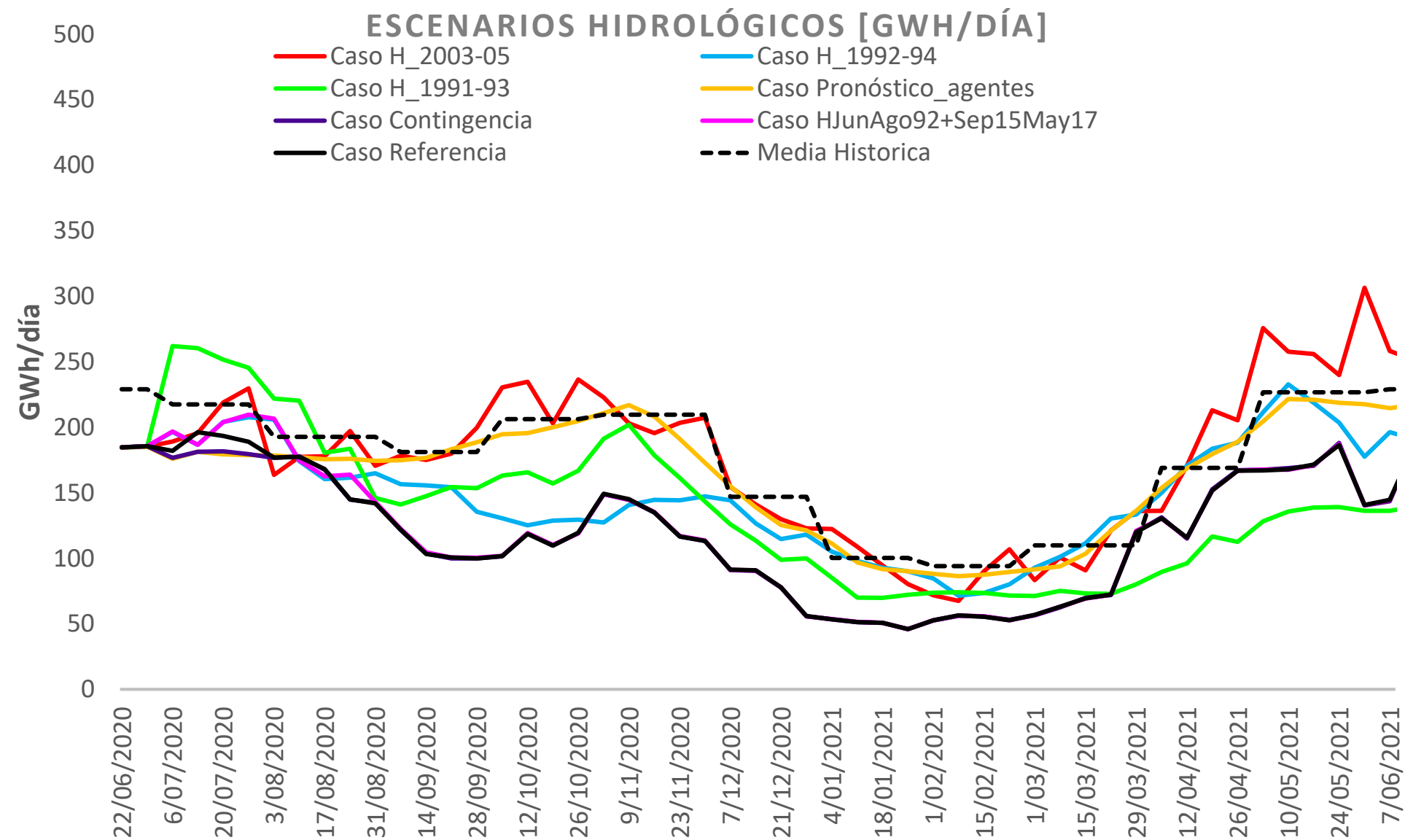
Supuestos Análisis Energéticos

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>				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														
• Termocentro se considera por fuera a partir de la vigencia OEF 2020-2021 • No se consideran restricciones de combustibles para los nuevos recursos térmicos.																	
	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).															

Supuestos Análisis Energéticos

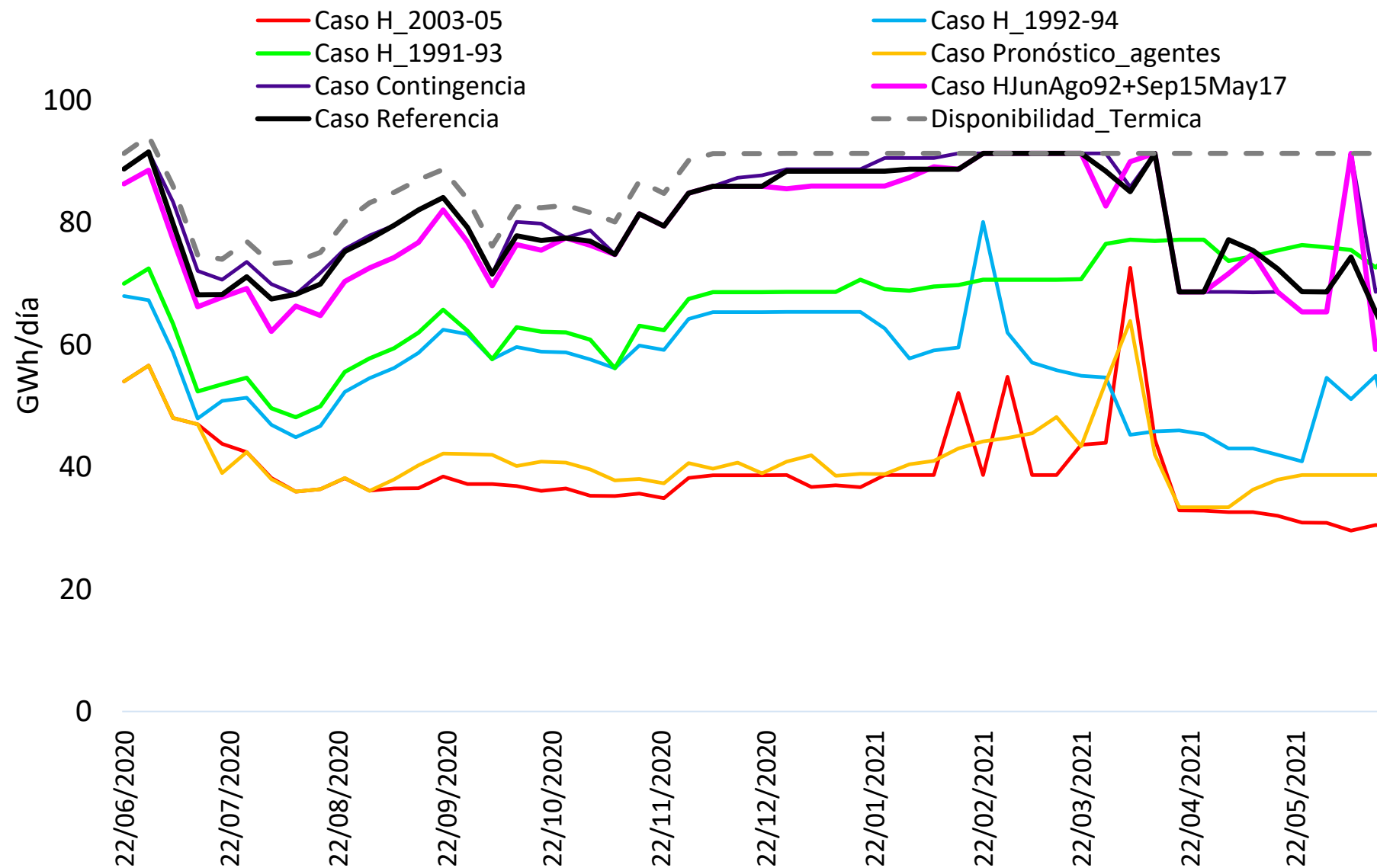
Costos	De transporte y suministro de combustible	Precios UPME (Actualizados en Junio de 2020).			
	De racionamiento	Costos de racionamiento que se encuentren públicos en la pagina de la UPME al momento de la corrida. http://www.upme.gov.co/CostosEnergia.asp Segmento 1 (100%) = 2432.47 USD/MWh (último 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				
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)			

Resumen resultados



Resumen resultados

GENERACIÓN TÉRMICA [GWH/DIA]

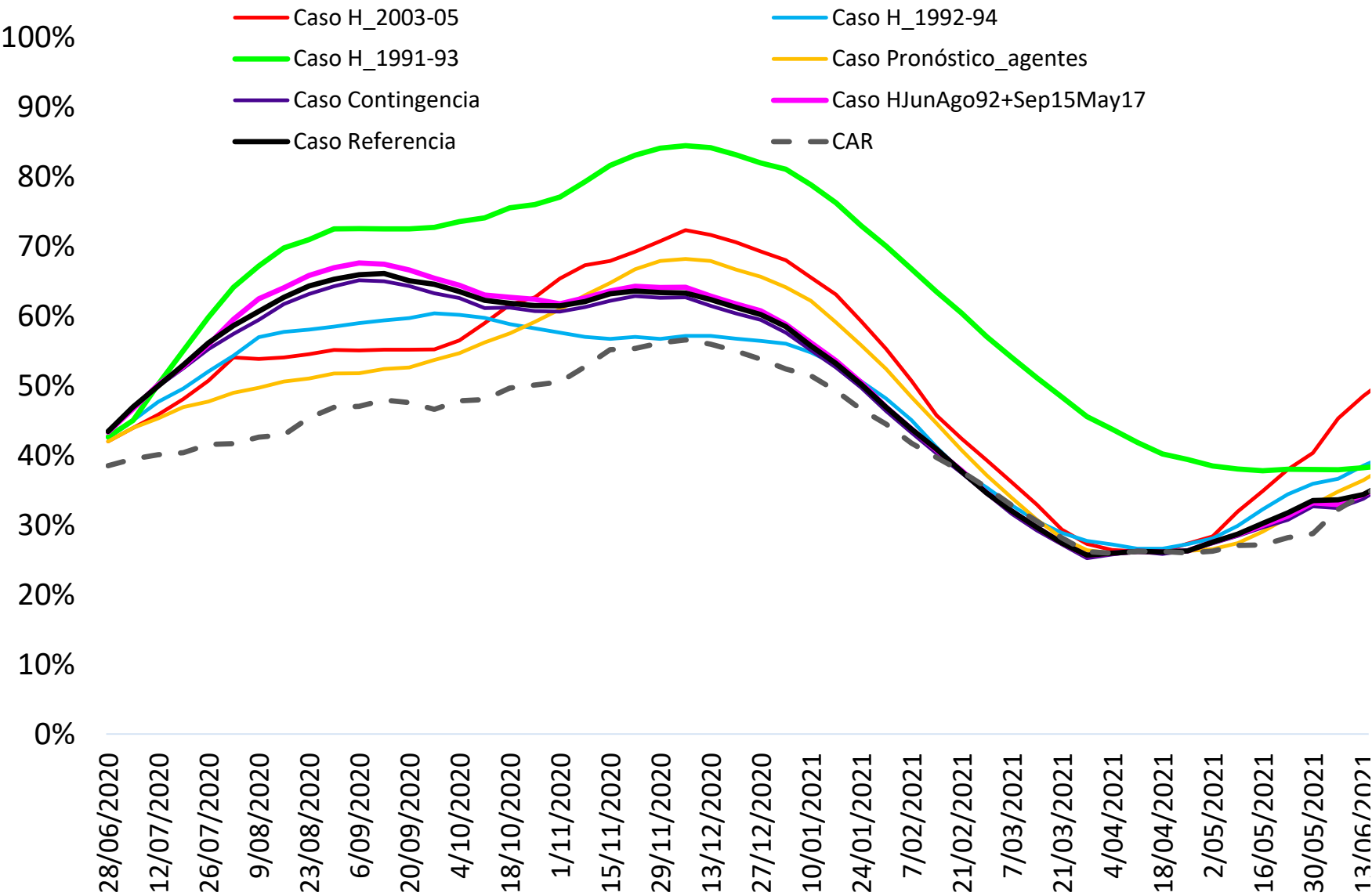


Generación Promedio GWh/día

Caso	Jun-Nov	Verano 20-21
H_2003-05	40	41
H_1992-94	56	59
H_1991-93	59	71
Pronóstico agentes	41	43
Contingencia	78	88
HJunAgo92+Sep15May17	74	86
Referencia	77	87
Disponibilidad_Termica	82	91

Resumen resultados

EMBALSE AGREGADO SIN %



Condición inicial de embalse anterior (semana 25): 37.59%
Condición inicial del embalse:41.2%

Caso	InicioVerano	Fin Verano
H_2003-05	71%	28%
H_1992-94	57%	28%
H_1991-93	84%	38%
Pronóstico_agentes	68%	27%
Contingencia	63%	27%
HJunAgo92+Sep15May17	64%	28%
Referencia	63%	28%

Resumen resultados

No se presenta déficit en los escenarios considerados

No se presentan horas con reservas de potencia críticas (menores a 400MW) para el caso analizado (Caso Contingencia).