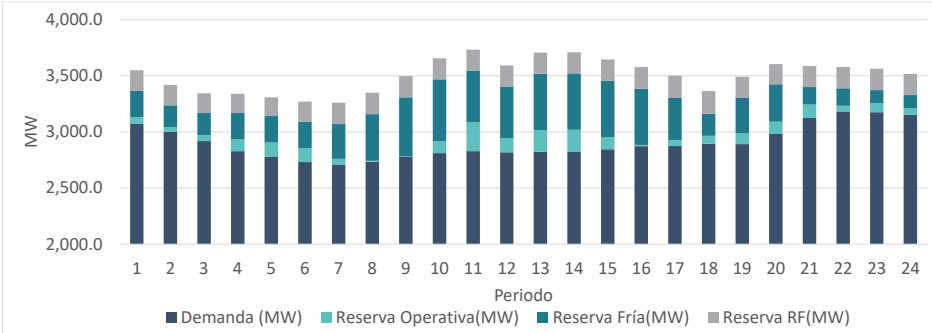


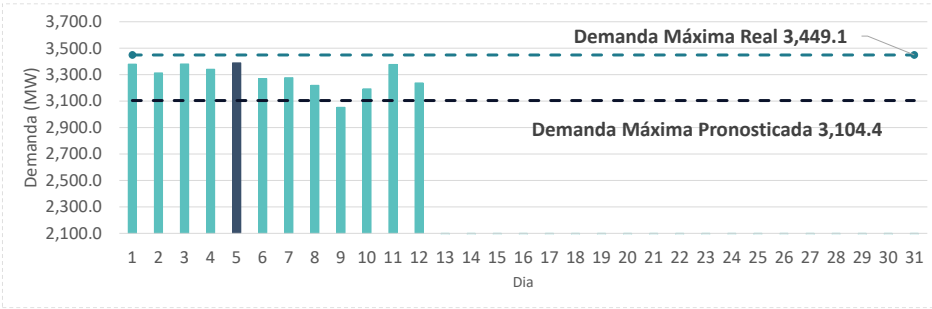
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 13 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,182.6 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 397.1 MW en este periodo.



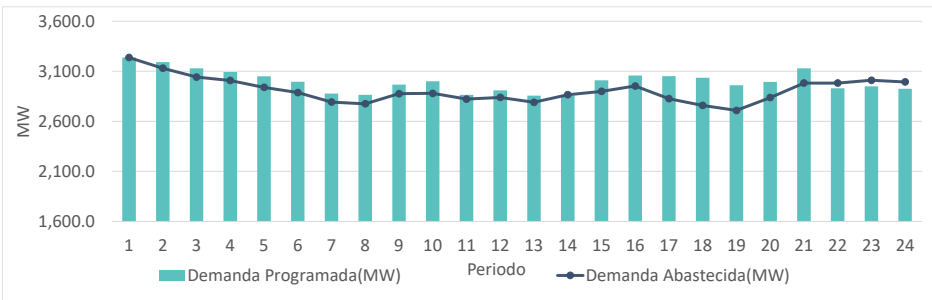
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de agosto la demanda máxima fue de 3,389.3 MW, la cual se presentó en el periodo 22 del día 05. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 11 de julio en el periodo 23.



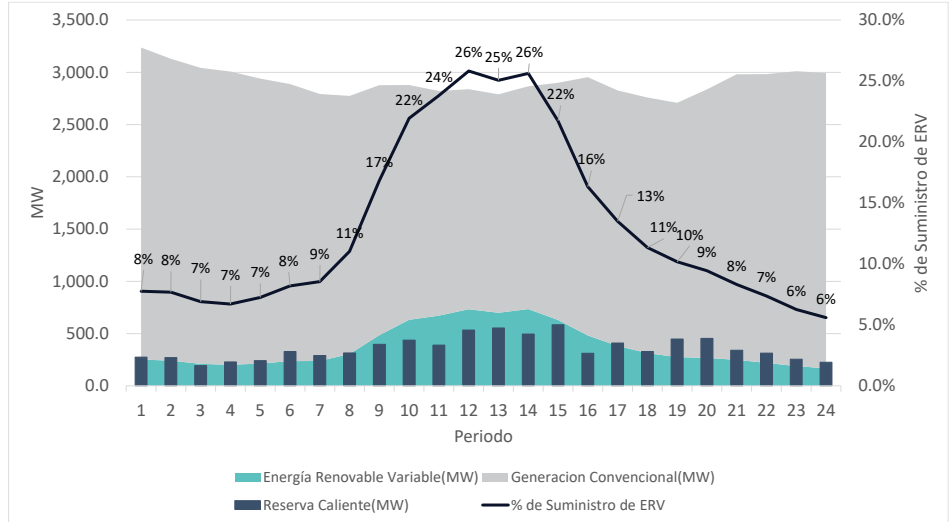
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 12 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 3.4% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,237.1 MW y ocurrió en el periodo 01. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 98.8%, siendo este 96.6% para EDENORTE, 98.8% para EDESUR y 100.0% para EDEESTE.



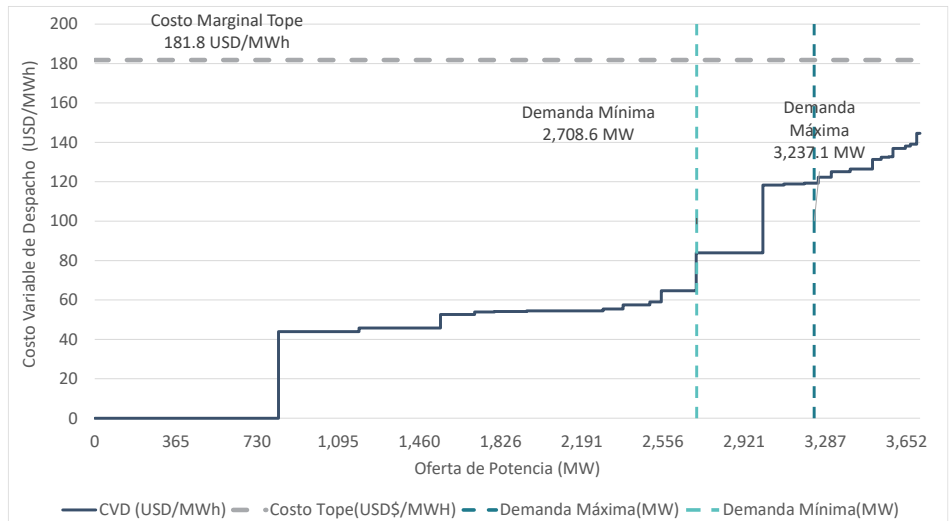
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 12.9% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 12, siendo un 25.8% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

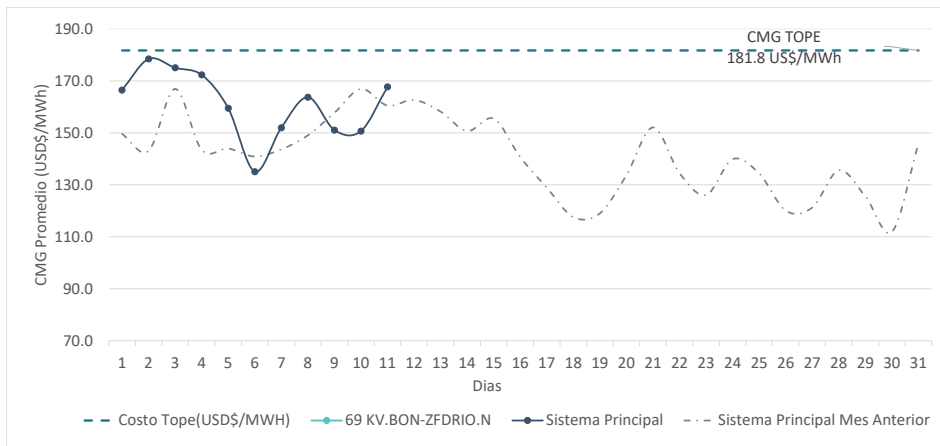
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,713.7 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 43.9 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 144.6 USD/MWh.



Fuente: Programa Diario de Operación, Informe Diario de Operación e Informe Diario de Costos Marginales del OC. US Marketscan, Gas Daily y Coal International de S&P Global Platts. Coal Report de Dow&Jones McCloskey.

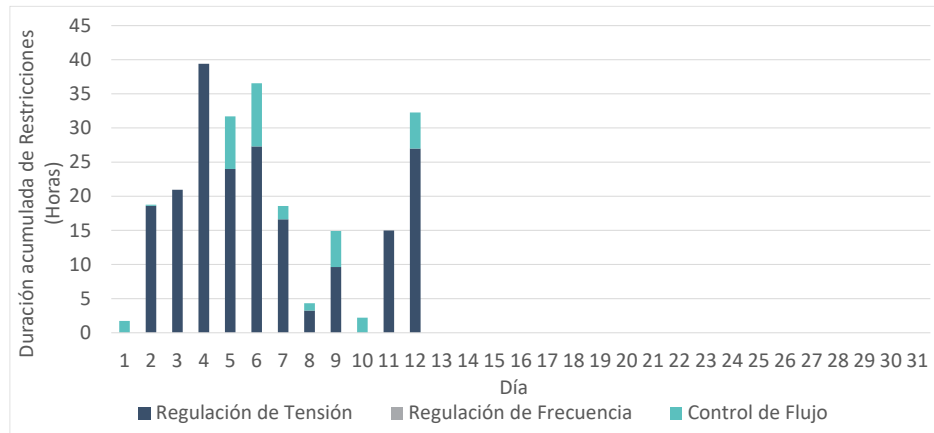
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 11 de Agosto promediaron 167.7 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 161.1 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

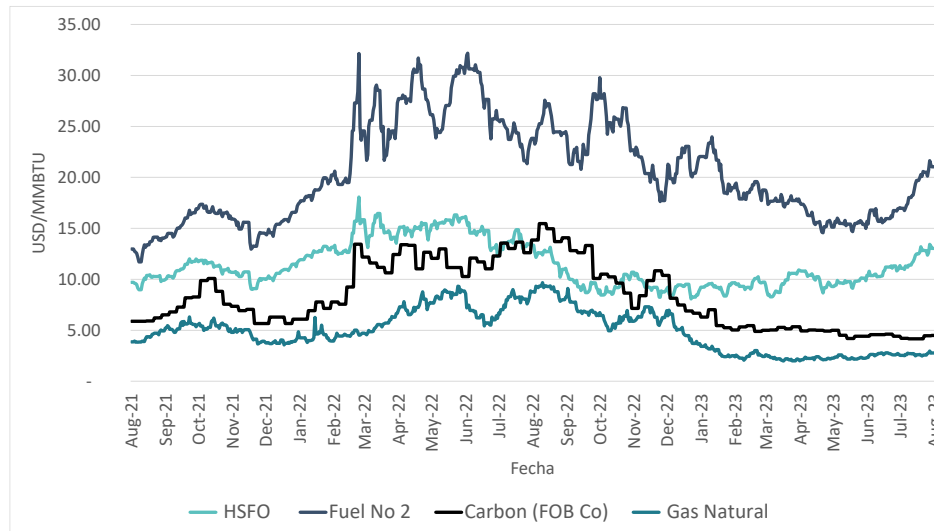
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 236 horas para el mes de agosto.



9. Precio de los Combustibles

PERIODO	USGC HSFO (US\$/bbl)	Fuel No.2 (US\$/bbl)	Gas Natural (US\$/MMBTU)	Carbón Platts (US\$/mt)	Carbón McCloskey
12-ago-23	81.5	118.7	2.8	107.0	119.9
Promedio Agosto	80.8	116.9	2.7	104.9	114.6
Promedio Julio	71.7	98.5	2.6	102.8	111.2
	↑ 12.8%	↑ 18.7%	↑ 1.6%	↑ 2.0%	↑ 3.0%

10. Histórico de los Combustibles (US\$/MMBTu).



7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control de tensión en la zona de Nagua y Sanchez -Samaná.	Falta de compensación de reactivos en la zona de Nagua y Sanchez -Samaná.	Salida de AGC y RSF en las unidades de la central Pimentel.
Control de tensión en la zona de La Vega.	Falta de compensación reactiva en la zona de La Vega.	Despacho forzado de la central Diesel de La Vega.
Control de flujo en subestacion 69 kv km 10.5	Alta cargabilidad en la subestacion 69 kv km 10.5.	Deslaste de carga en la Subestacion 69 kv km 10.5.
Control de flujo en el transformador T2 de la subestacion 138/69 kV Palamara.	Alta cargabilidad en el transformador T2 de la subestación 138/69 kV Palamara.	Despacho fuera de mérito de la central Diesel de Palamara.

Fuente: Programa Diario de Operación, Informe Diario de Operación e Informe Diario de Costos Marginales del OC. US Marketscan, Gas Daily y Coal International de S&P Global Platts. Coal Report de Dow&Jones McCloskey.