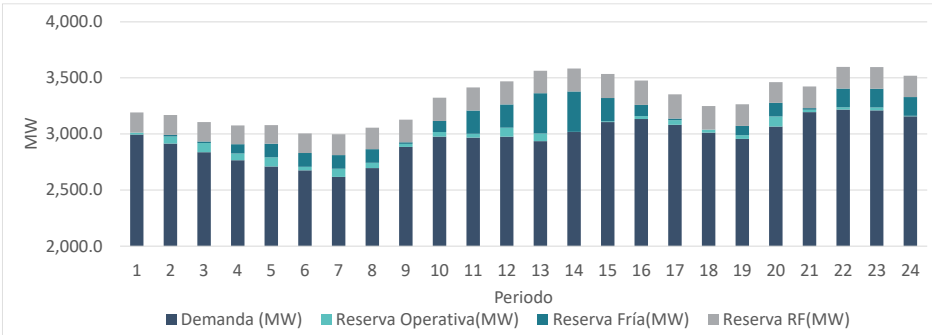


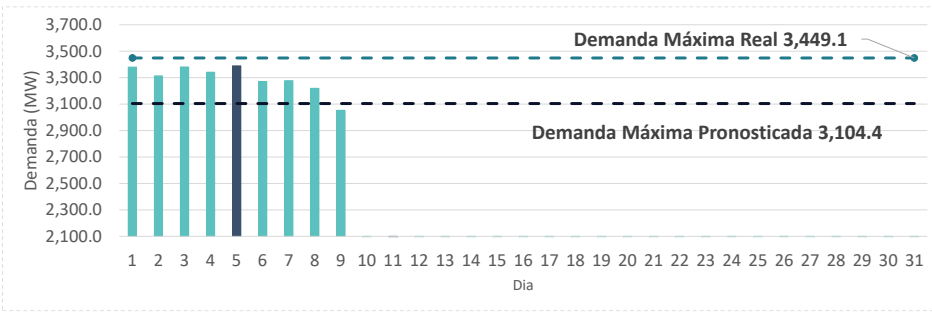
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 10 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,217.6 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 379.7 MW en este periodo.



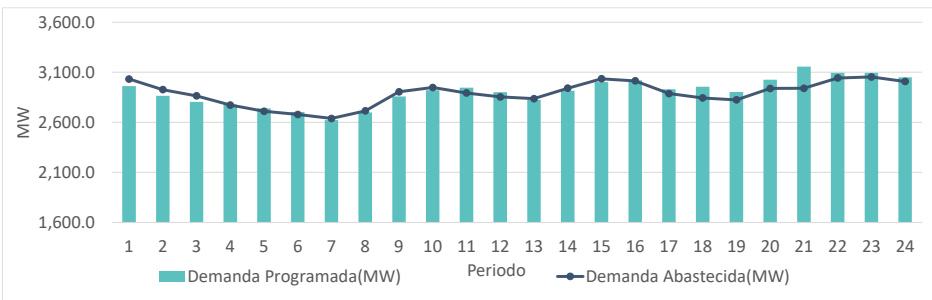
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

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.



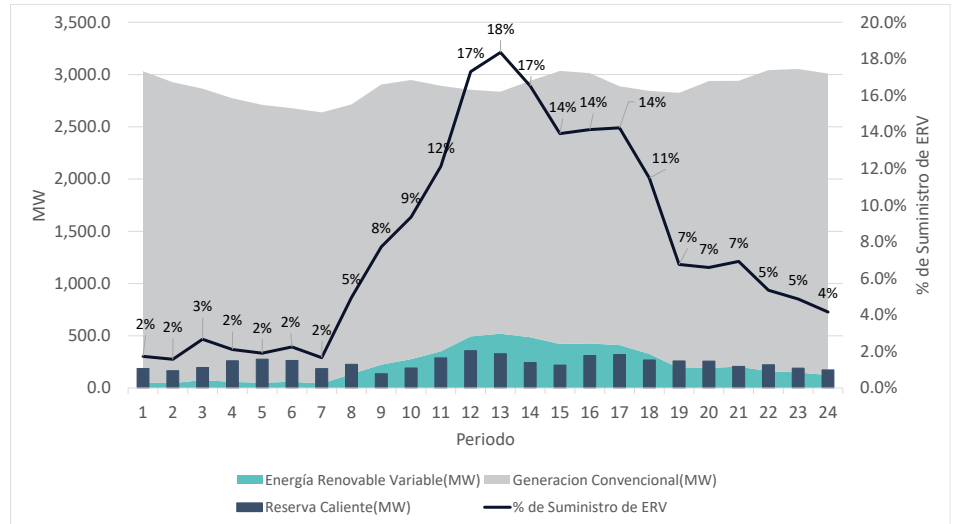
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 09 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 1.7% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,053.1 MW y ocurrió en el periodo 23. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.5%, siendo este 98.3% para EDENORTE, 99.7% para EDESUR y 100.0% para EDEESTE.



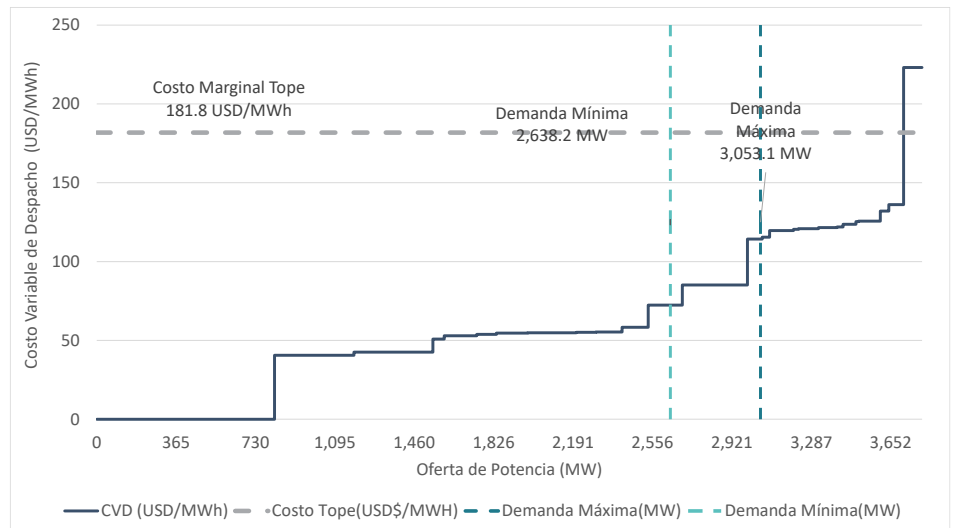
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 7.9% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 13, siendo un 18.3% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

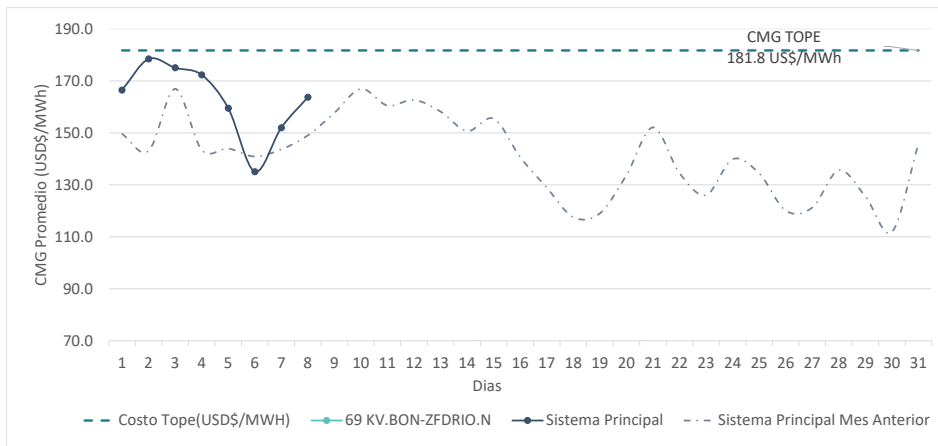
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,796.8 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 40.6 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 223.1 USD/MWh.



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.

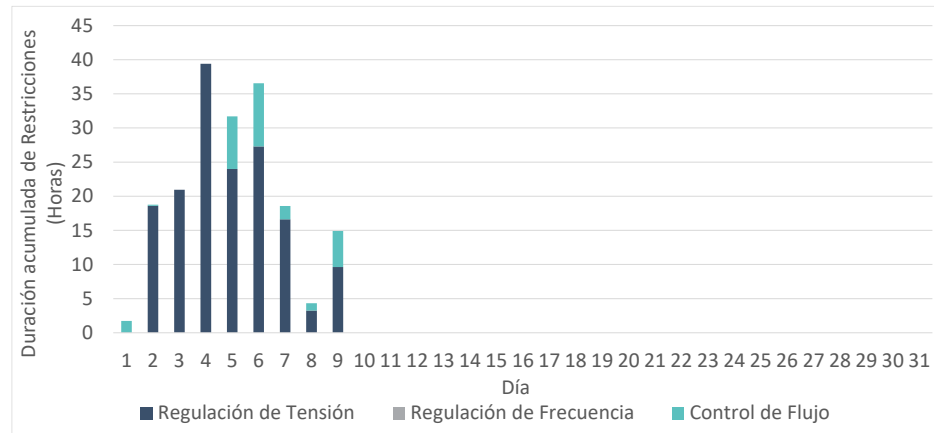
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 08 de Agosto promediaron 163.8 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 162.9 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

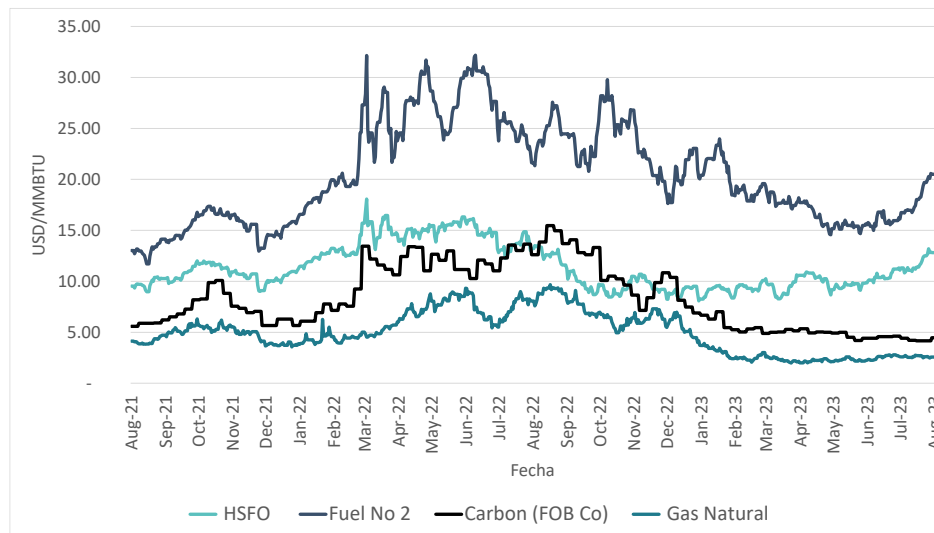
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 187 horas para el mes de agosto.



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
09-ago-23	83.9	122.1	3.0	106.5	112.1
Promedio Agosto	80.4	115.9	2.6	104.0	110.0
Promedio Julio	71.7	98.5	2.6	102.8	111.2
	↑ 12.2%	↑ 17.8%	↑ 0.1%	↑ 1.2%	↓ -1.1%

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



7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Bajo nivel de tensión Zona Norte (Nagua, Sánchez, Samaná)	Falta de compensación de potencia reactiva en la zona de Pimentel, Nagua y Rio San Juan.	Salida de RSF-AGC fuera de mérito con las unidades de la central Pimentel
Control de tensión zona Norte (La Vega).	Falta de compensación de potencia reactiva en la zona de La Vega.	Operación fuera de mérito (despacho forzado) con la central Diésel de La Vega.
Control de flujo en el auto-transformador T2 de la subestación 138/69 kV Palamara.	Cambio en la topología de la red 69 kV de la zona por mantenimiento correctivo en el auto-transformador de la subestación Arroyo Hondo.	Operación fuera de mérito de la central 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.