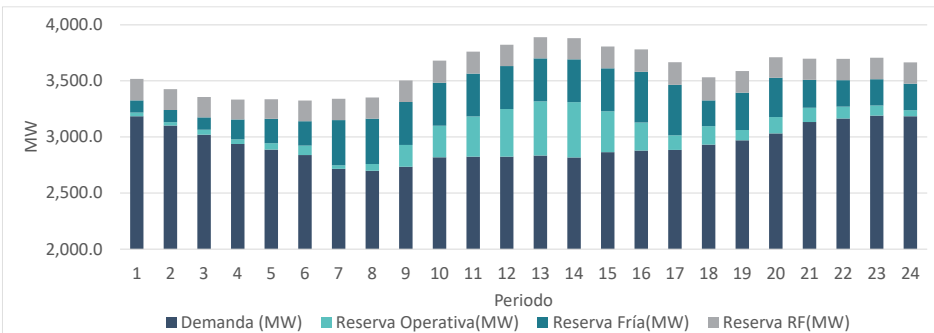


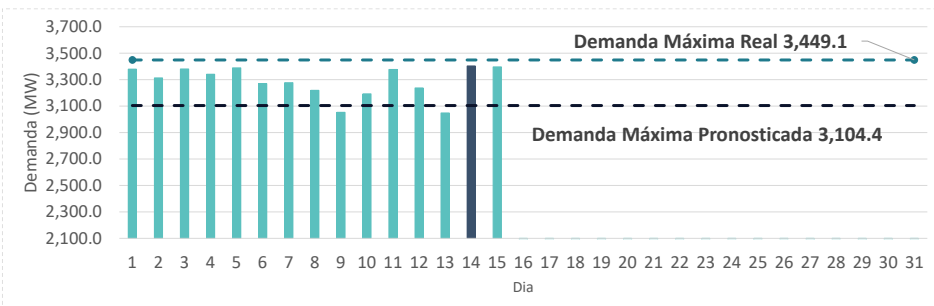
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 16 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,190.7 MW en el periodo 23, presentando una reserva total de 515.7 MW en este periodo.



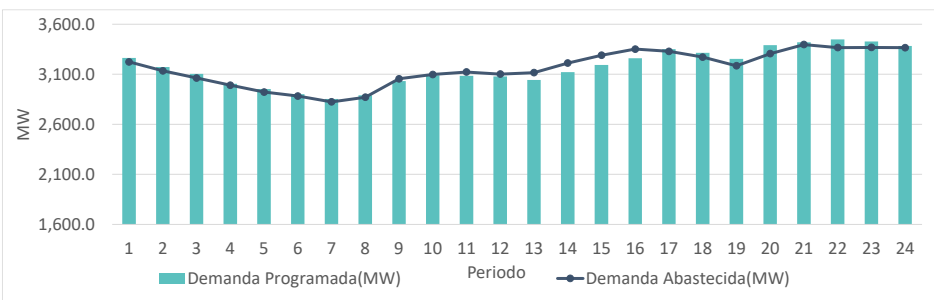
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de agosto la demanda máxima fue de 3,404.1 MW, la cual se presentó en el periodo 23 del día 14. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 11 de julio en el periodo 23.



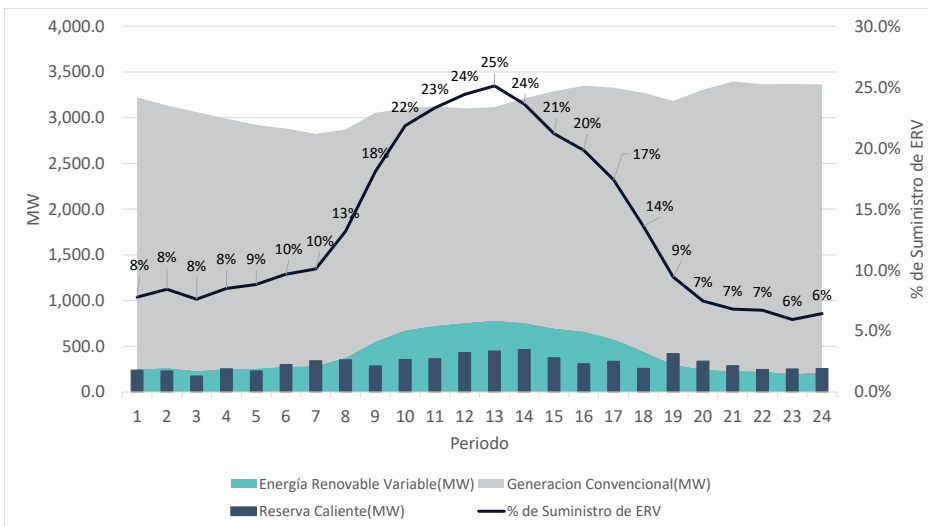
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 15 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 1.4% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,396.8 MW y ocurrió en el periodo 21. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.6%, siendo este 99.5% para EDENORTE, 99.5% para EDESUR y 99.5% para EDEESTE.



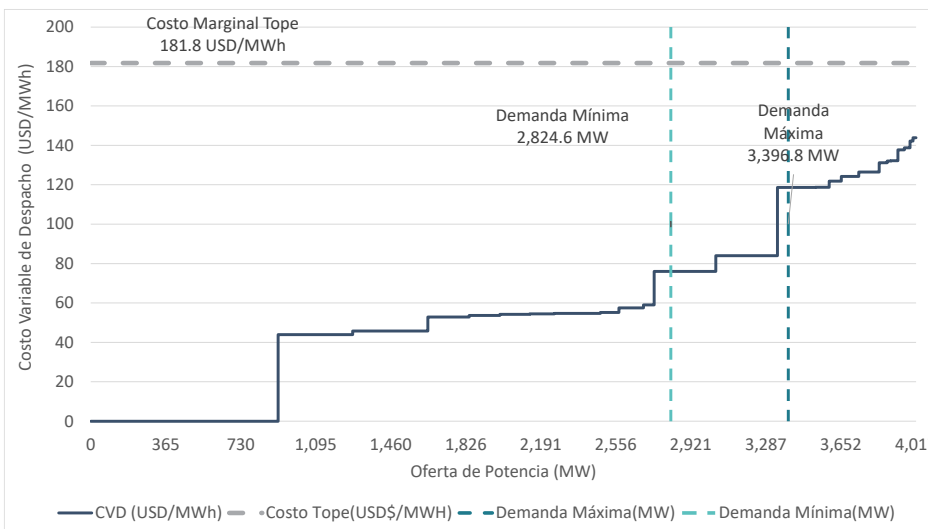
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 13.5% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 13, siendo un 25.1% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

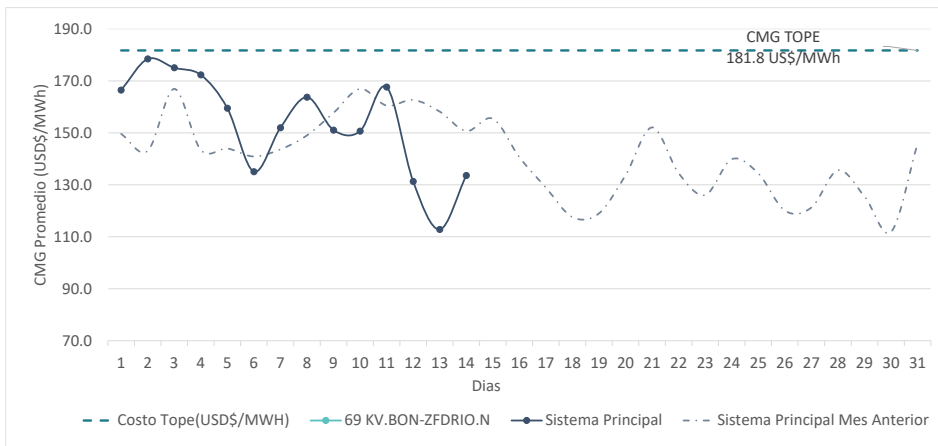
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 4,018.3 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 43.9 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 143.9 USD/MWh.



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.

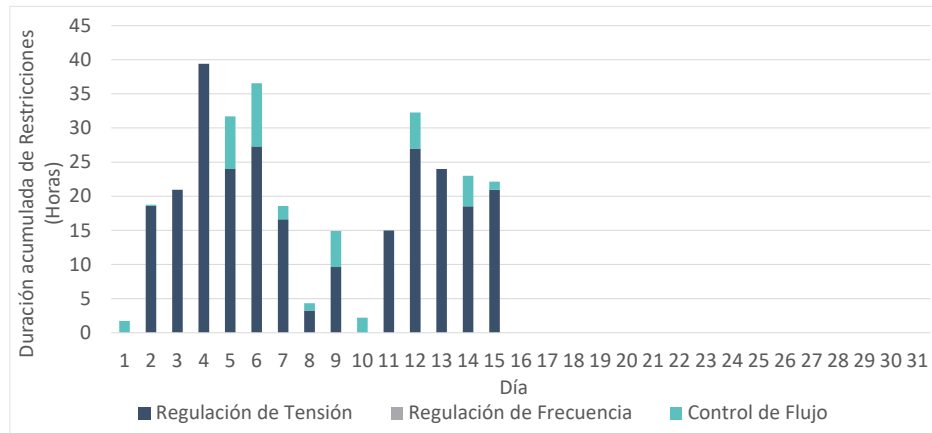
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 14 de Agosto promediaron 133.6 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 153.6 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

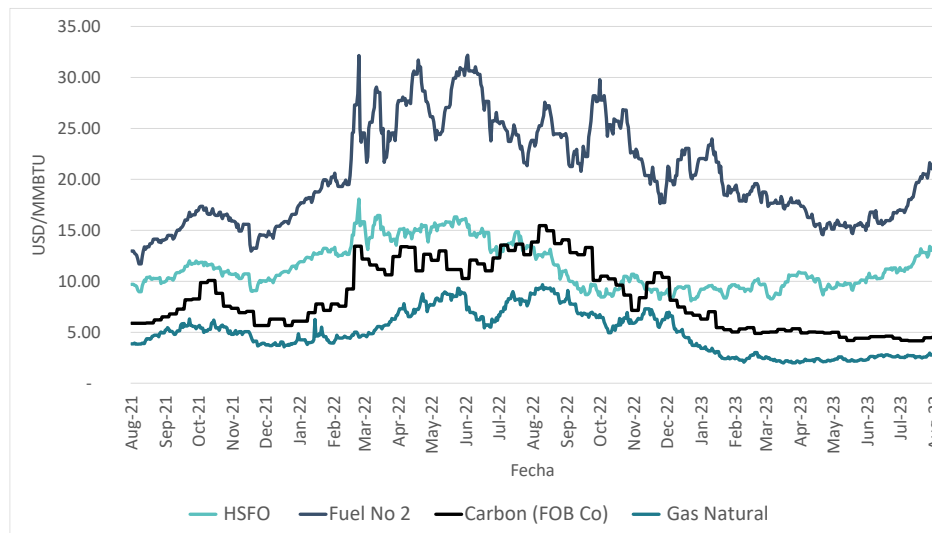
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 305 horas para el mes de agosto.



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	
15-ago-23	76.3		114.6		2.7		107.0		119.9	
Promedio Agosto	80.1	↑ 11.7%	116.6	↑ 18.4%	2.7	↑ 1.6%	105.3	↑ 2.4%	114.6	↑ 3.0%
Promedio Julio	71.7		98.5		2.6		102.8		111.2	

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 flujo en el Auto-transformador T2 de la subestación 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.
Control de flujo en el enlace 69 kV Timbeque – Capitulo.	Cambio topológico en la zona debido a la S/E móvil instalada en Arroyo Hondo.	Maniobra de transmisión, cierre del enlace 69 kV Arroyo Hondo – Capitulo.

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.