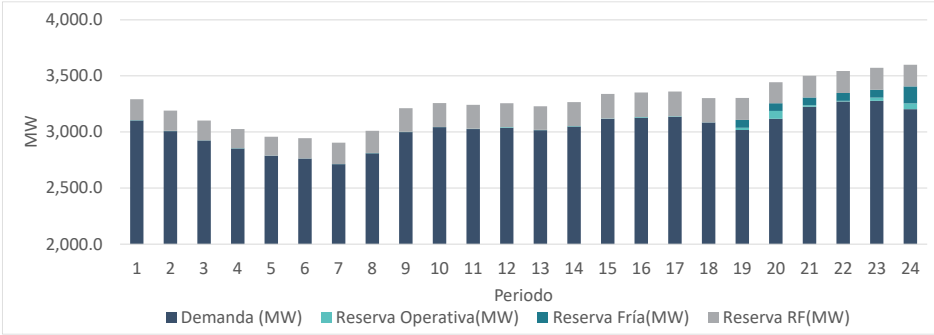


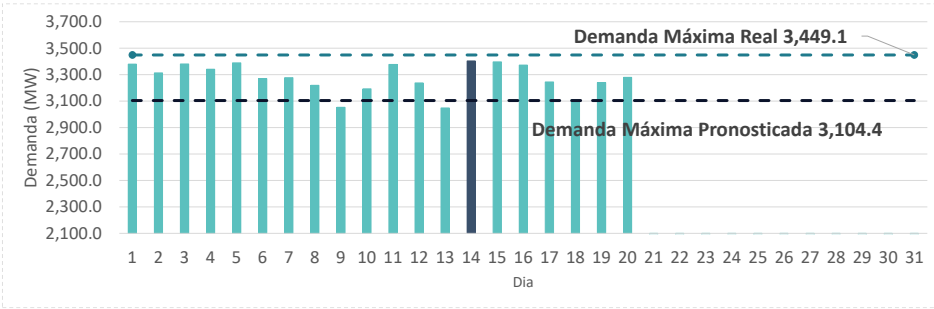
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 21 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,276.7 MW en el periodo 23, presentando una reserva total de 295.4 MW en este periodo.



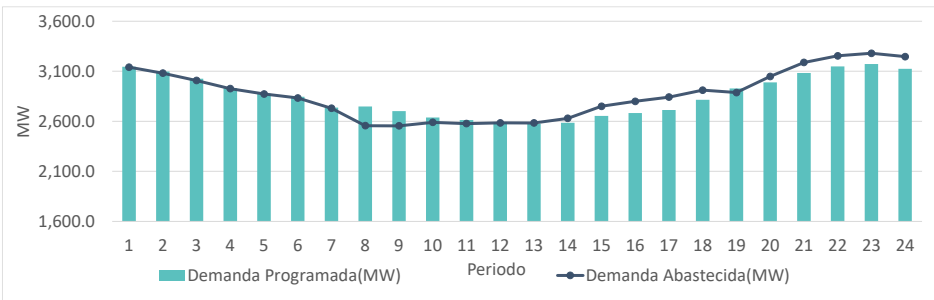
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

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.



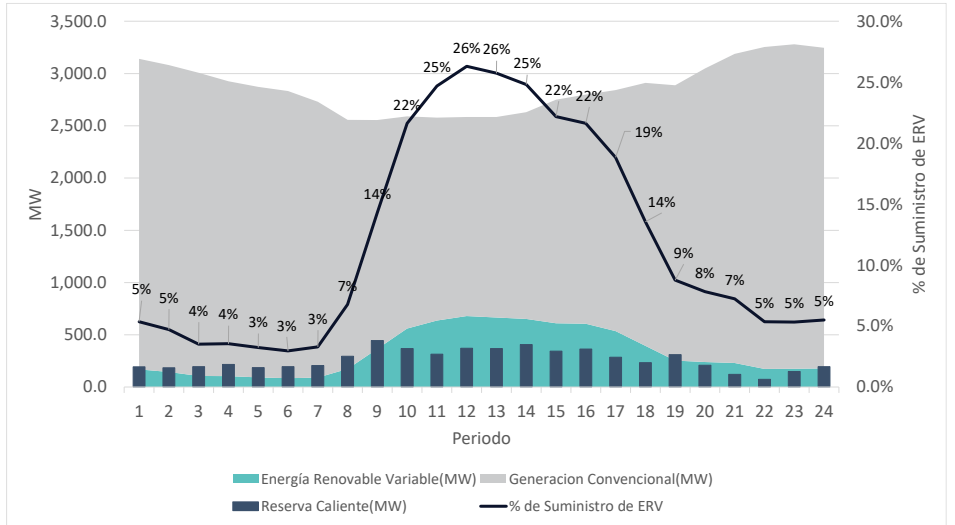
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 20 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.2% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,279.9 MW y ocurrió en el periodo 23. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.8%, siendo este 100.0% para EDENORTE, 99.5% para EDESUR y 99.8% para EDEESTE.



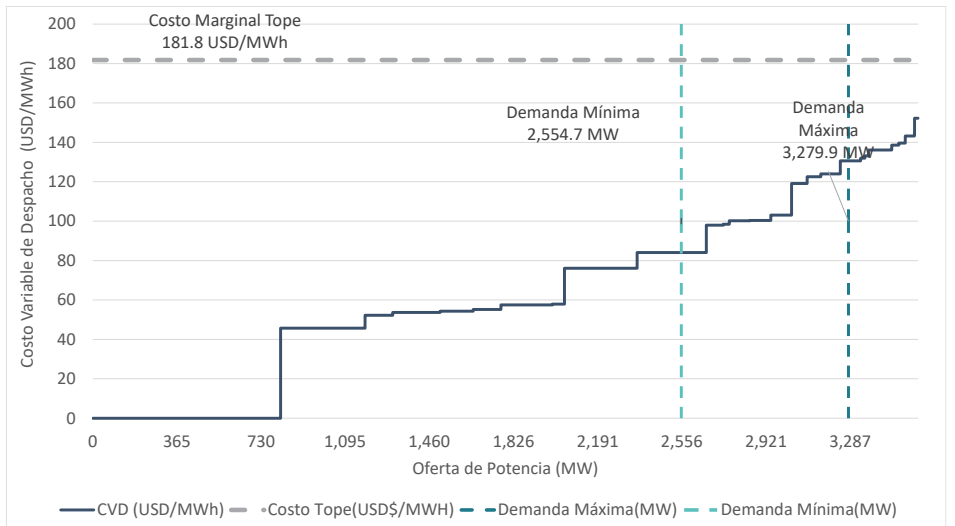
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 11.5% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 12, siendo un 26.3% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

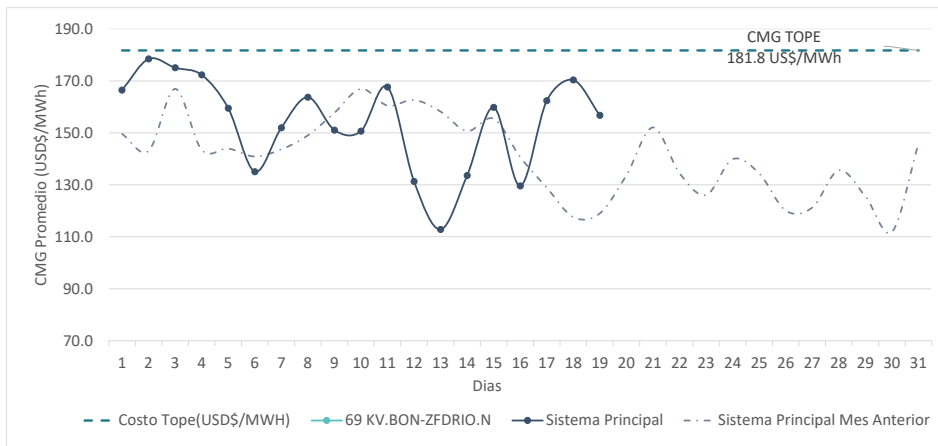
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,581.3 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 45.7 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 152.2 USD/MWh.



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.

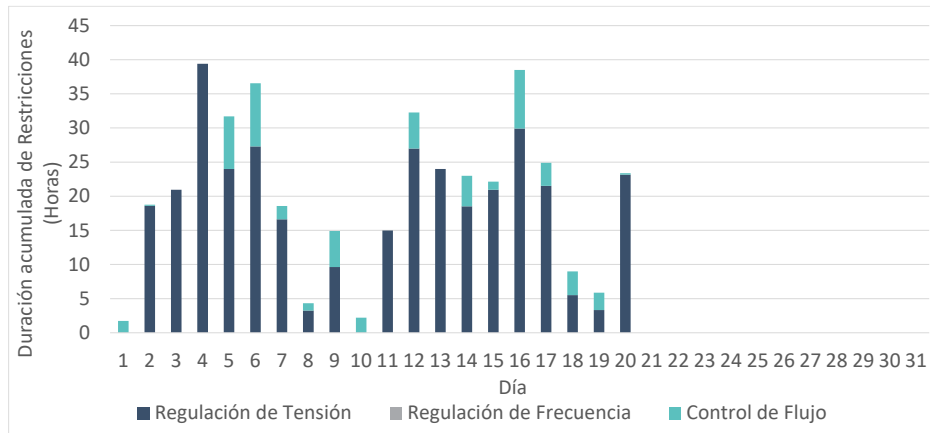
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 19 de Agosto promediaron 156.8 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 154.2 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

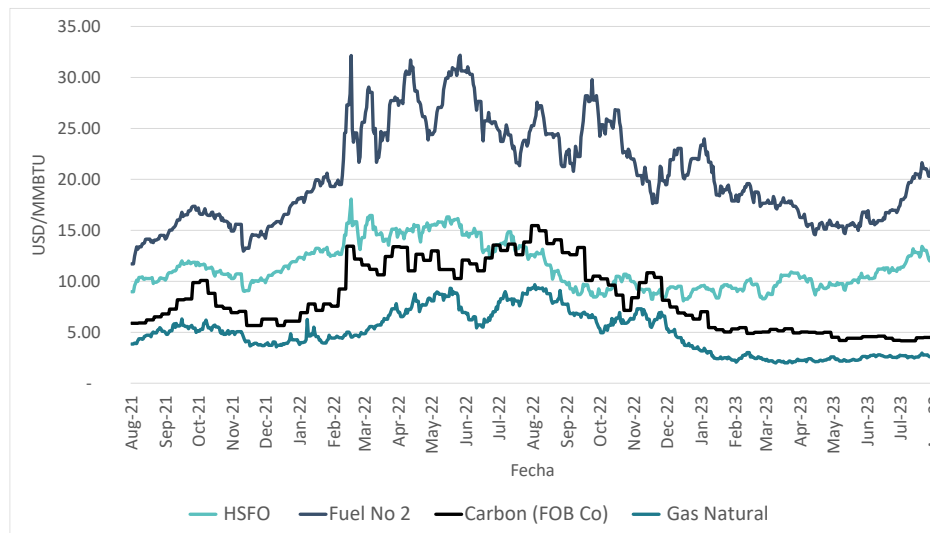
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 407 horas para el mes de agosto.



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
20-ago-23	78.2	120.6	2.6	110.0	119.3
Promedio Agosto	79.6	117.3	2.7	106.1	116.4
Promedio Julio	71.7	98.5	2.6	102.8	111.2
	↑ 11.1%	↑ 19.1%	↑ 0.7%	↑ 3.2%	↑ 4.7%

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



7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control de flujo en la línea 69 KV SFM - Pimentel	Avería en tramo de la Línea 69 kV Bonao 2 - Hatillo.	Deslastrar carga en Edenorte.
Baja tensión zona Norte (Nagua, Sanchez, Samaná).	Alta demanda y falta de compensación reactiva en la zona	Despacho fuera de merito de las centrales de Pimentel
Control de tensión zona La Vega	Alta demanda y falta de compensación reactiva en la zona	Despacho fuera de merito de la central La Vega
Control de tensión zona del Este profundo	Mantenimiento programado en las líneas 138kV SPM - La Romana L 1 y L2	Deslastre de carga en la zona de influencia.

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.