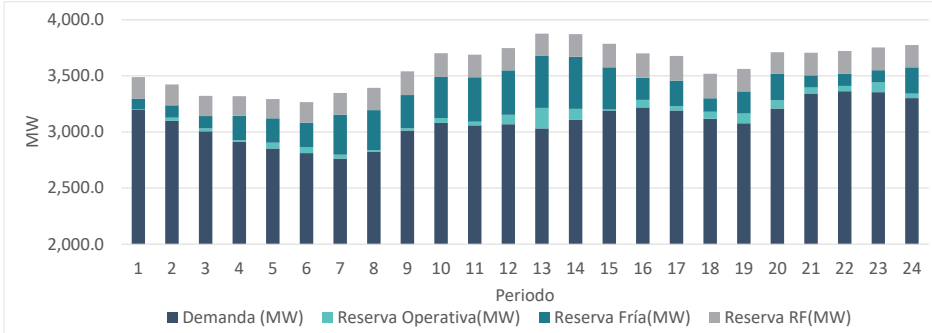


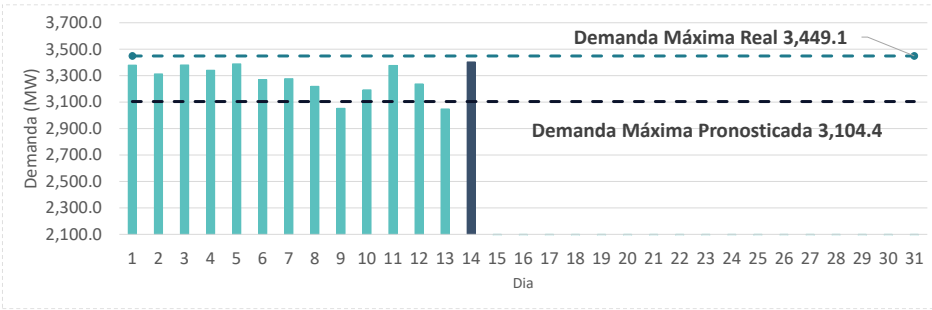
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 15 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,363.2 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 358.5 MW en este periodo.



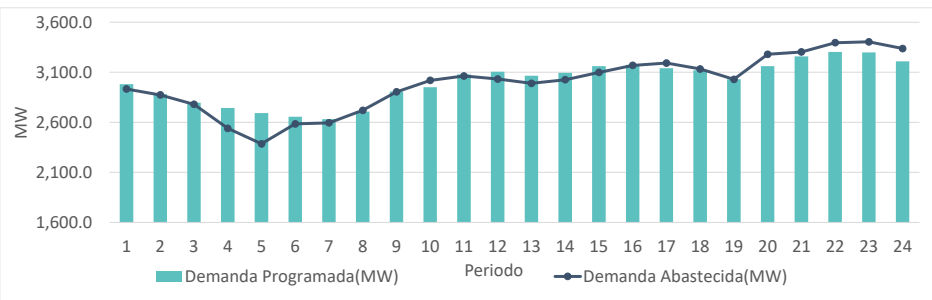
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

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.



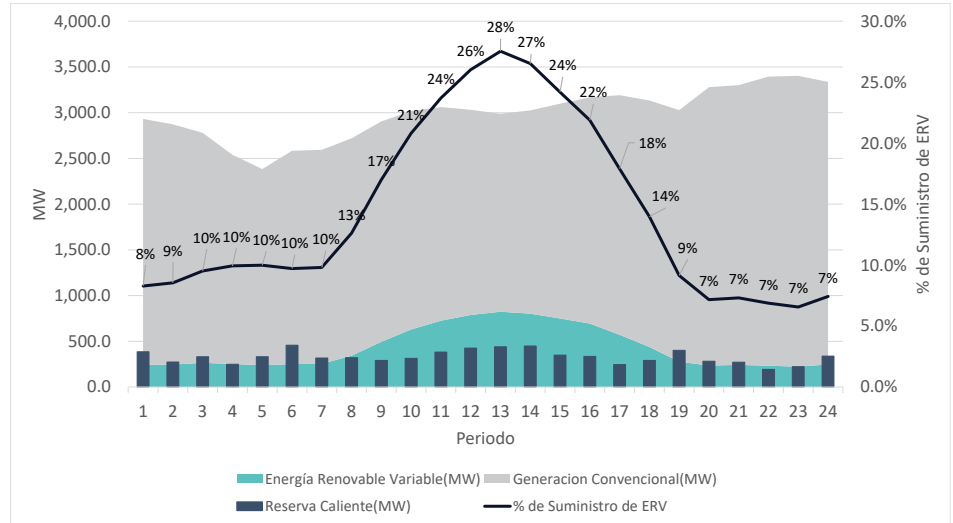
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 14 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.3% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,404.1 MW y ocurrió en el periodo 23. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.4%, siendo este 99.0% para EDENORTE, 99.5% para EDESUR y 99.1% para EDEESTE.



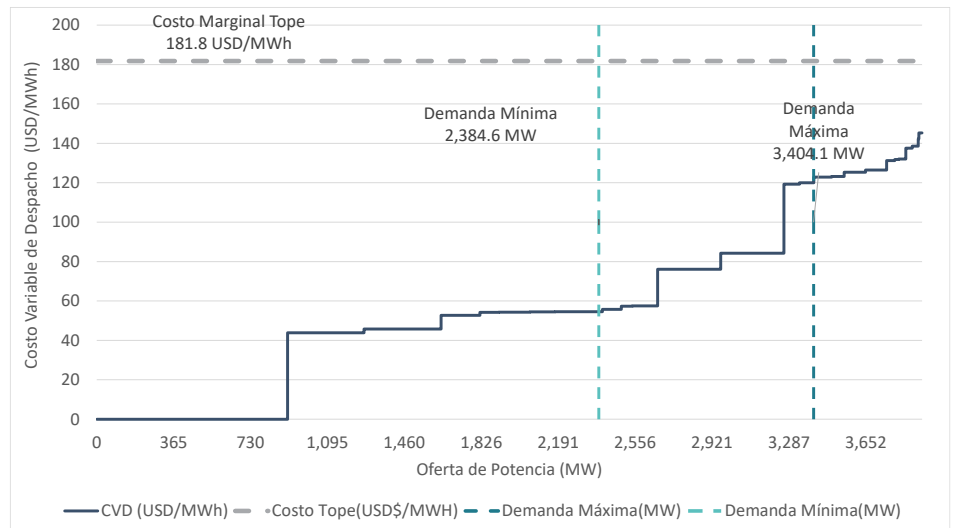
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 14.3% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 13, siendo un 27.5% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

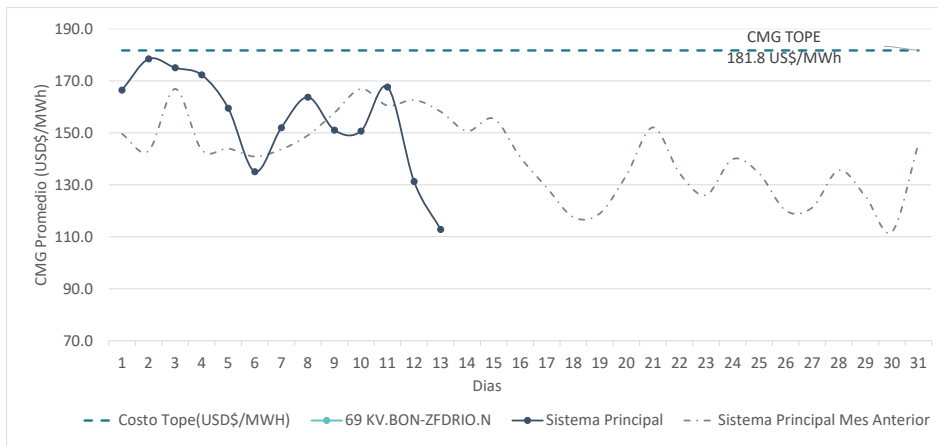
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,919.2 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 43.9 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 145.3 USD/MWh.



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.

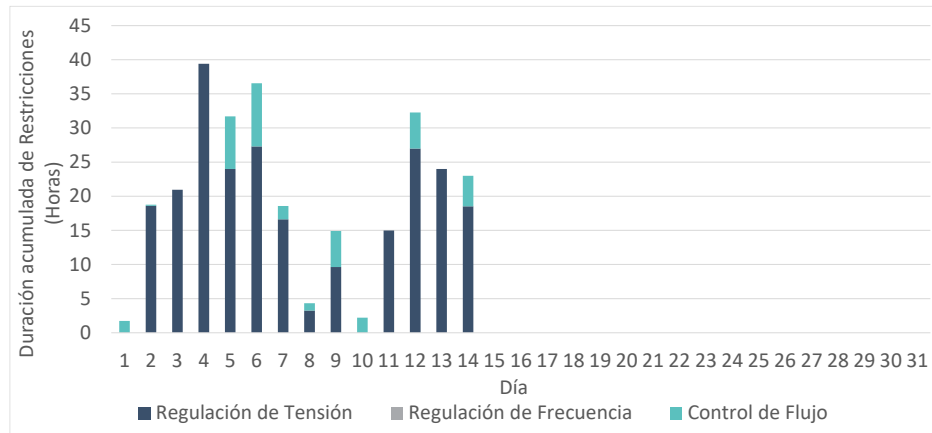
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 13 de Agosto promediaron 112.8 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 155.8 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

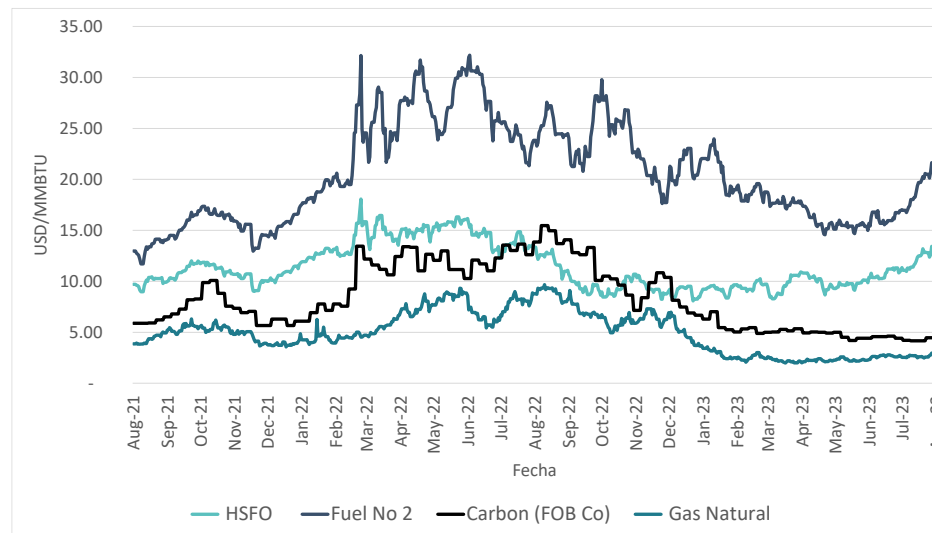
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 283 horas para el mes de agosto.



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
14-ago-23	79.1	117.2	2.8	107.0	119.9
Promedio Agosto	80.7	116.9	2.7	105.0	114.6
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.
Baja tensión zona de la vega	Baja tensión en la zona de la vega	Operación forzada de la central la Vega
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.
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.

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.