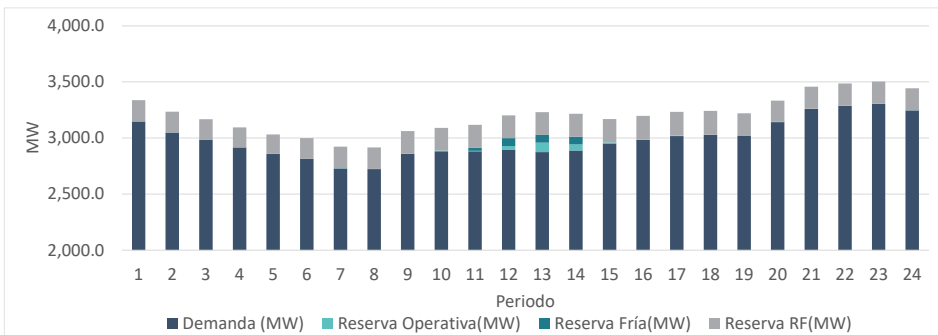


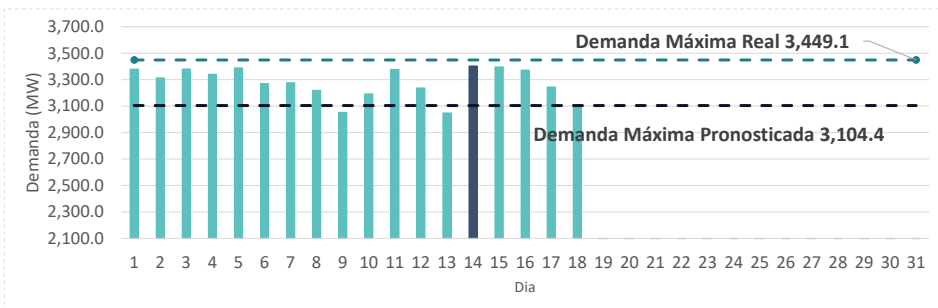
**1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual**

Para el 19 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,302.9 MW en el periodo 23, presentando una reserva total de 200.9 MW en este periodo.



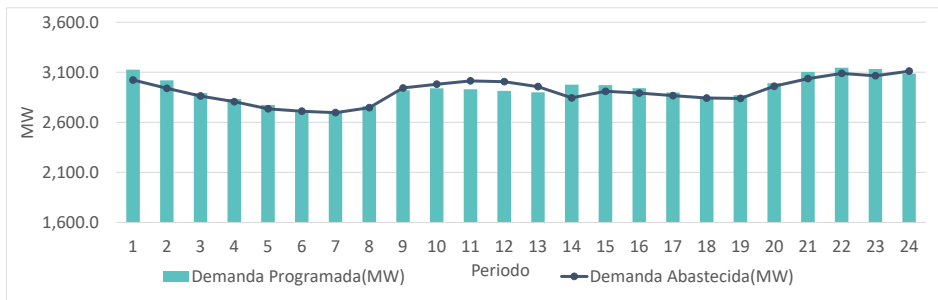
**2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes**

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.



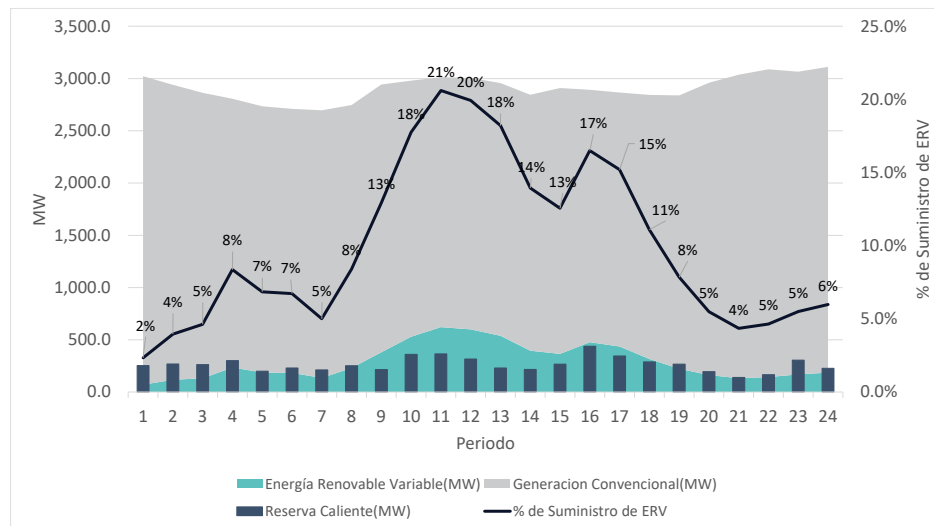
**3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior**

En fecha del 18 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 1.6% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,111.3 MW y ocurrió en el periodo 24. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.1%, siendo este 98.9% para EDENORTE, 99.3% para EDESUR y 98.5% para EDEESTE.



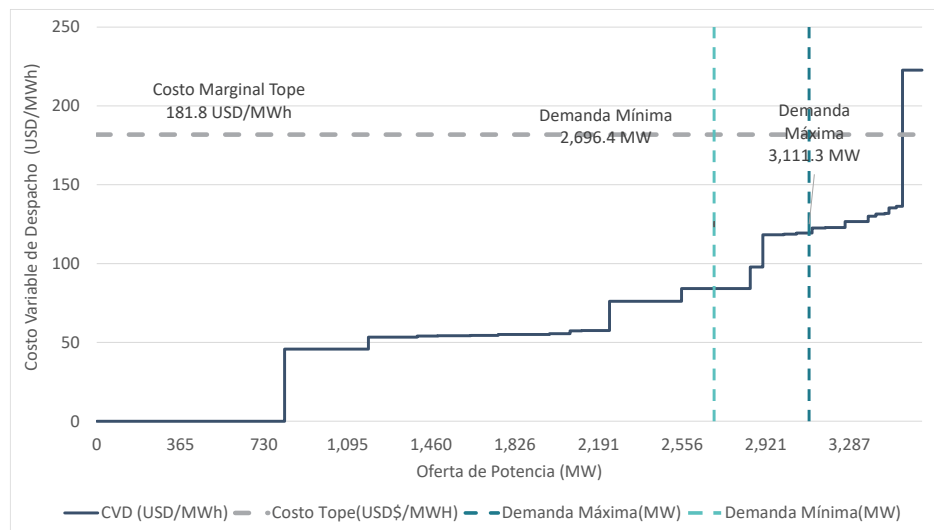
**4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI**

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 10.0% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 11, siendo un 20.6% de la generación del SENI.



**5. Oferta de Potencia**

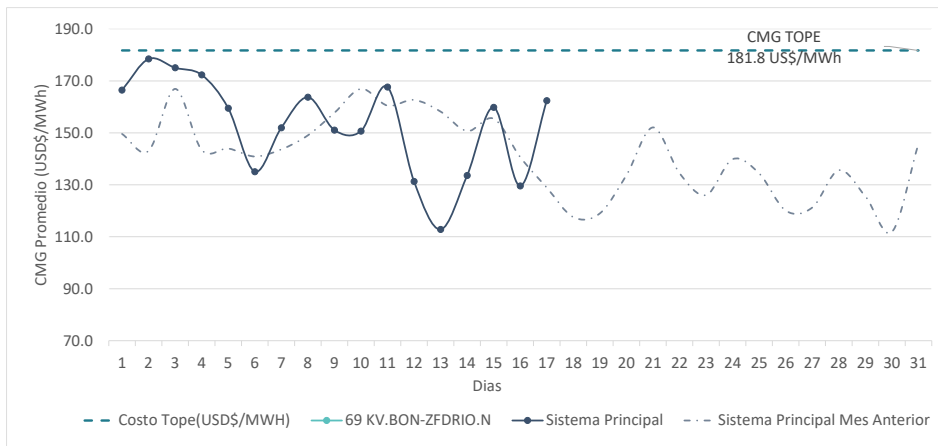
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,605.0 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 45.7 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 222.7 USD/MWh.



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.

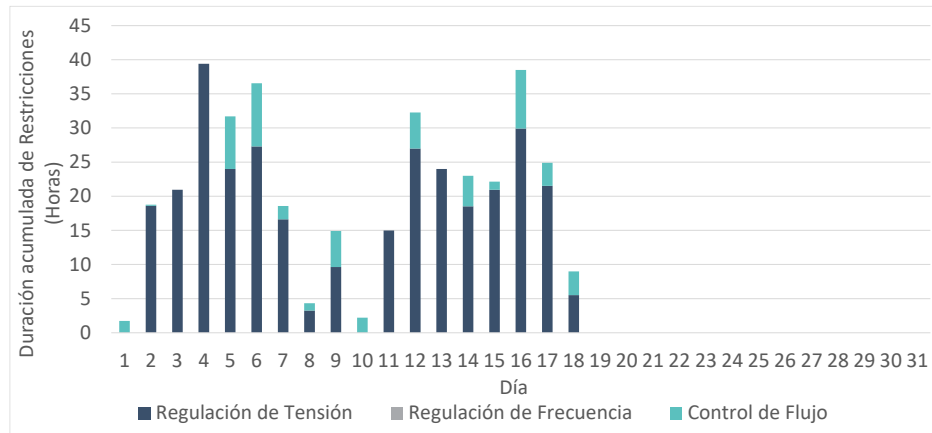
**6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope**

Los costos marginales de energía del día 17 de Agosto promediaron 162.4 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 153.1 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



**8. Duración de las Restricciones Operativas**

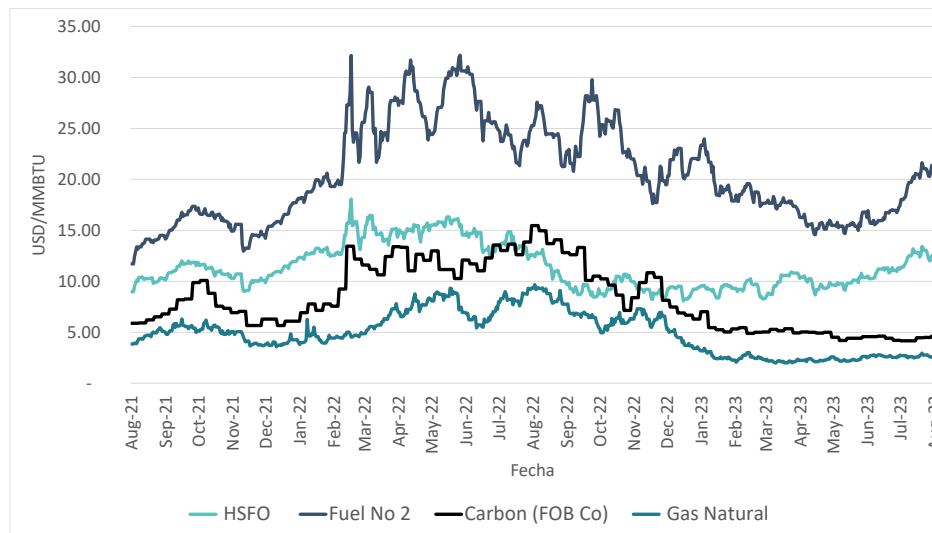
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 378 horas para el mes de agosto.



**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
18-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 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 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 merito de la central Palamara.
Control de flujo en la línea 69 kV Diesel La Vega - La Vega	Mantenimiento correctivo en la línea 69 kV Diesel La Vega - Canabacoa.	Limitar la generación en la central La Vega

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.