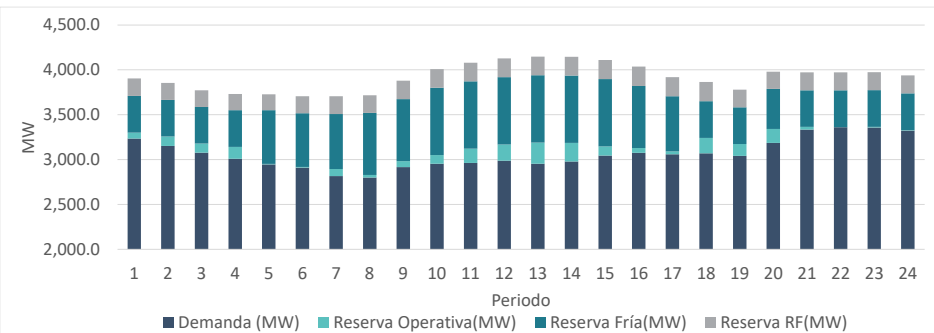


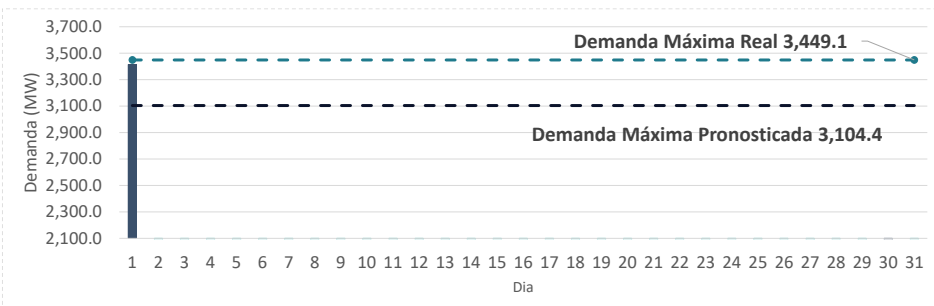
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 02 de septiembre del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,361.4 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 611.4 MW en este periodo.



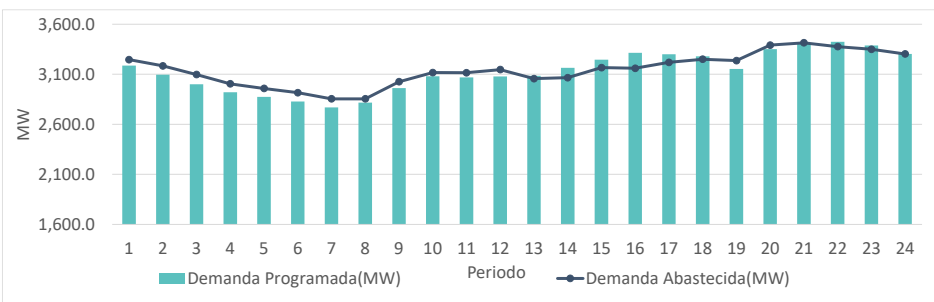
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de septiembre la demanda máxima fue de 3,414.0 MW, la cual se presentó en el periodo 21 del día 01. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 11 de julio en el periodo 23.



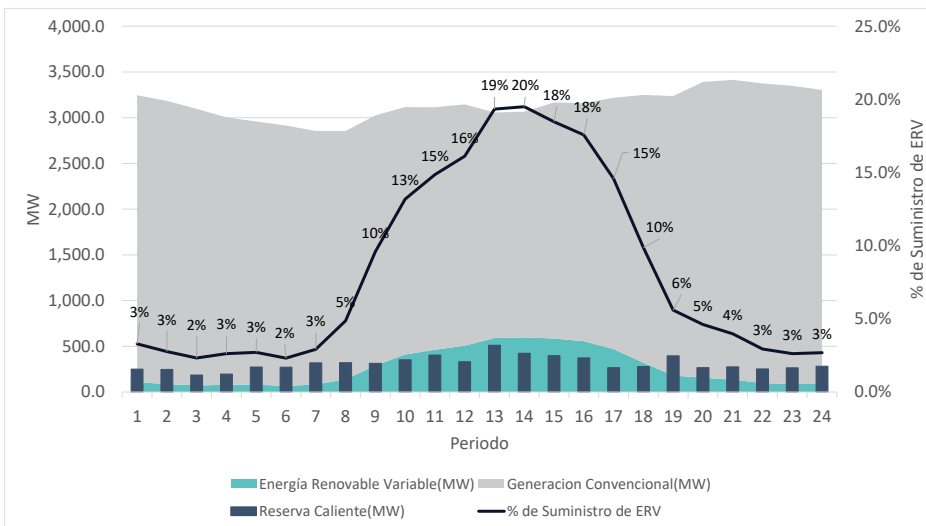
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 01 de septiembre 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.1% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,414.0 MW y ocurrió en el periodo 21. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.1%, siendo este 98.0% para EDENORTE, 98.7% para EDESUR y 99.8% para EDEESTE.



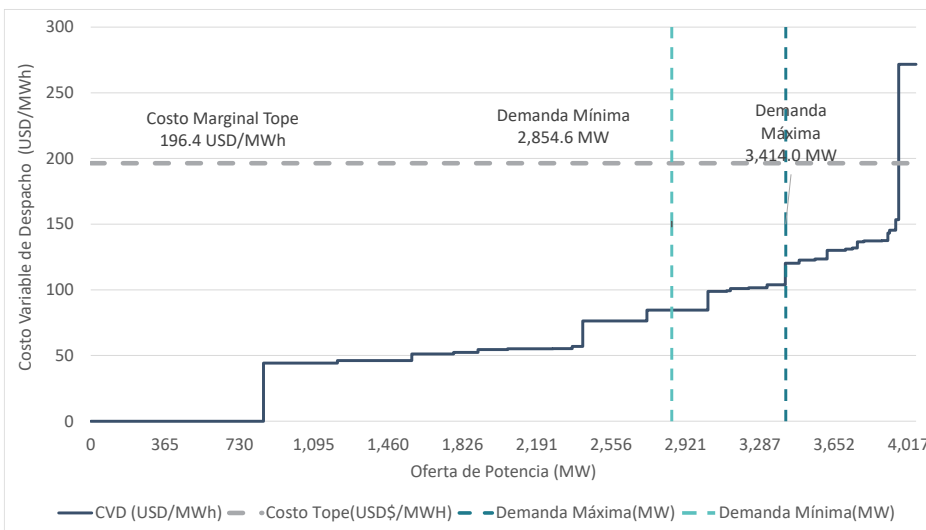
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 8.3% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 14 siendo un 19.5% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

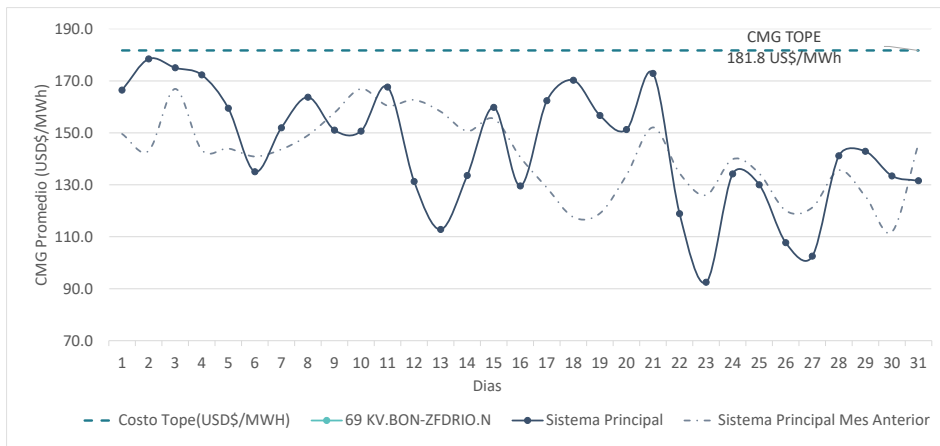
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 4,054.5 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 44.3 USD/MWh, y la de mayor costo siendo HAINA TG con un CVD de 271.6 USD/MWh.



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.

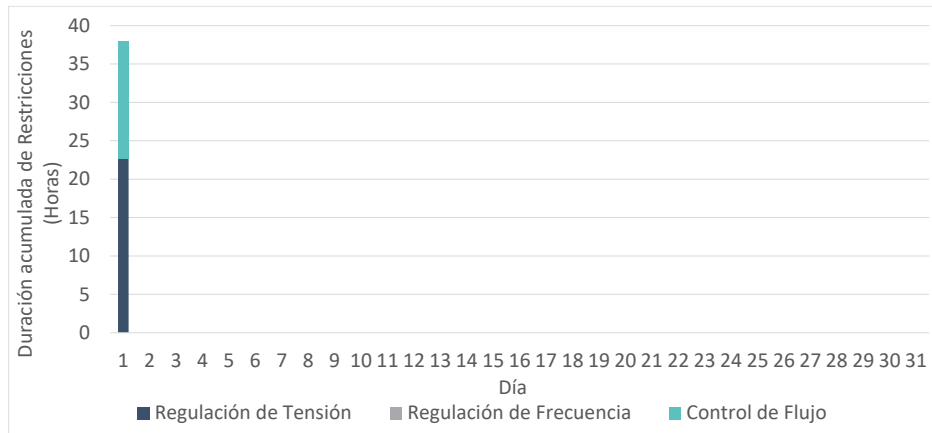
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 31 de Agosto promediaron 131.6 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 144.8 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 38 horas para el mes de septiembre.



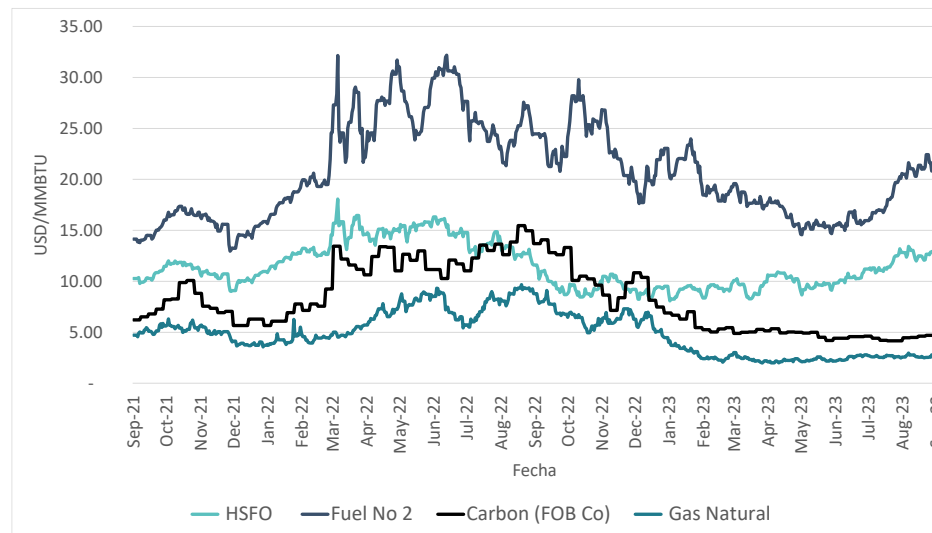
7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control de tensión en la zona de Nagua, Sanchez y Samaná.	Falta de compensación reactiva en la zona de Nagua, Sanchez y Samaná.	Despacho forzado de las unidades Pimentel 1 y 2
Control de tensión en la zona de La Vega.	Falta de compensación de reactivos en la zona de La Vega.	Despacho fuera de mérito de la central Diesel de La Vega.
Control De Flujo En El Auto-transformador (T02) 138/69 Kv S/E De Palamara.	Debido al cambio de topología de la red y la indisponibilidad del autotransformador 138/69 kV S/E de Arroyo Hondo.	Despacho forzado con la central Diésel de Palamara.

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
01-sep-23	81.7	118.9	2.8	111.7	119.0
Promedio Septiembre	81.7	118.9	2.8	111.7	119.0
Promedio Agosto	79.2	118.8	2.6	107.9	118.7
	↑ 3.1%	↑ 0.1%	↑ 4.9%	↑ 3.5%	↑ 0.3%

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



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.