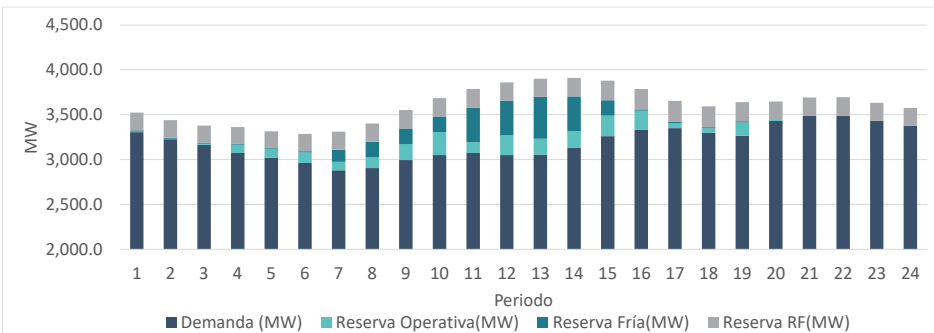


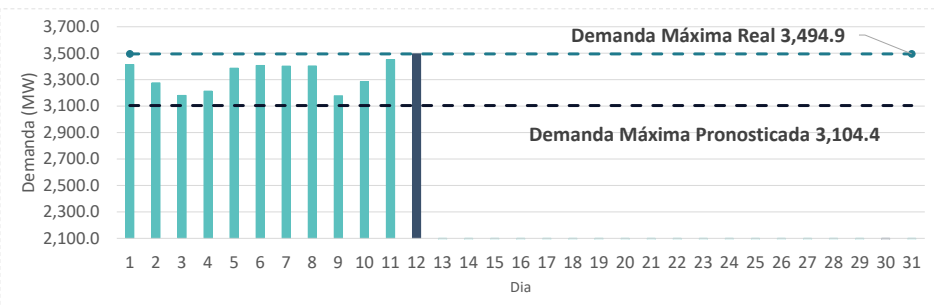
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 13 de septiembre del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,490.4 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 204.5 MW en este periodo.



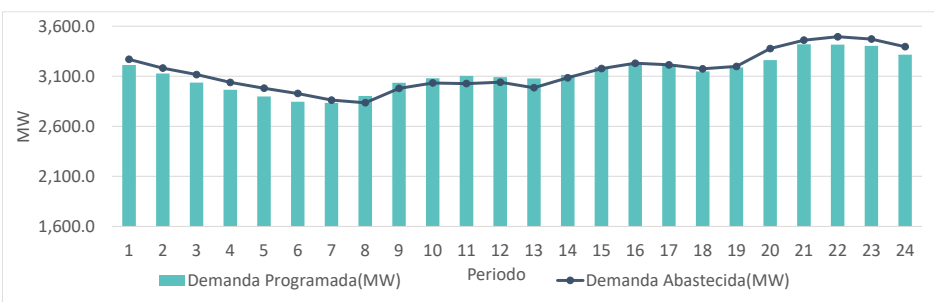
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

En el mes de septiembre la demanda máxima fue de 3,494.9 MW, la cual se presentó en el periodo 22 del día 12. Actualmente la demanda máxima real ocurrió al día 12 de septiembre en el periodo 22.



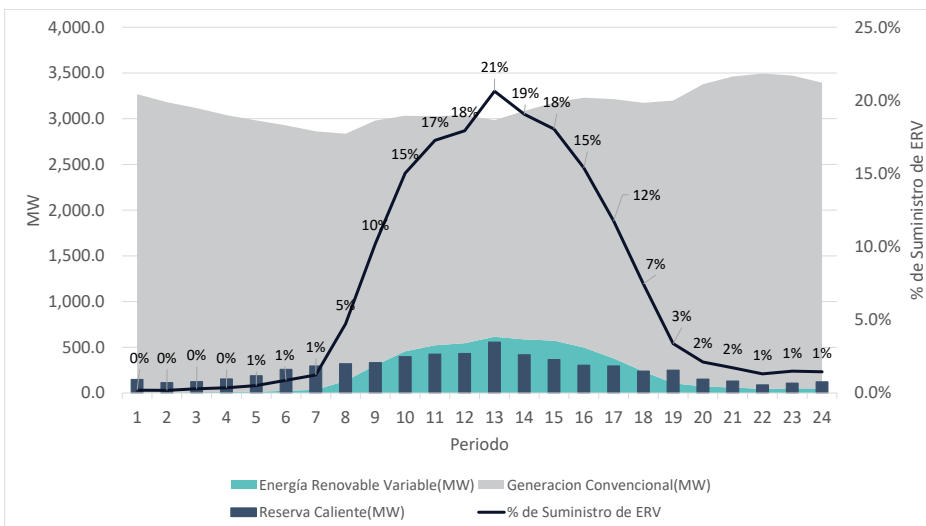
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 12 de septiembre 2023, se registró un desvío diario acumulado de 1.8% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,494.9 MW y ocurrió en el periodo 22. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.3%, siendo este 98.1% para EDENORTE, 99.3% para EDESUR y 99.8% para EDEESTE.



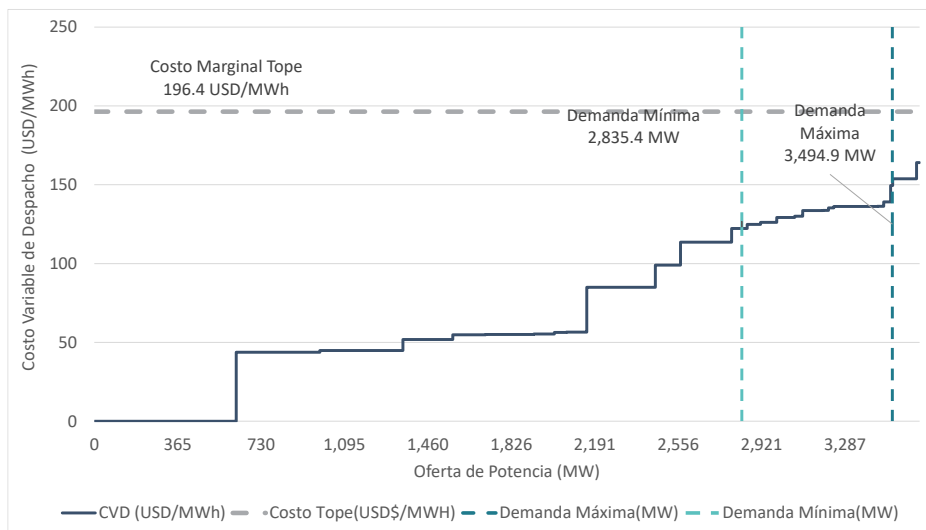
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 7.1% de la demanda abastecida, presentándose la máxima incidencia en el periodo 13 siendo un 20.6% de la generación del SENI.



5. Oferta de Potencia

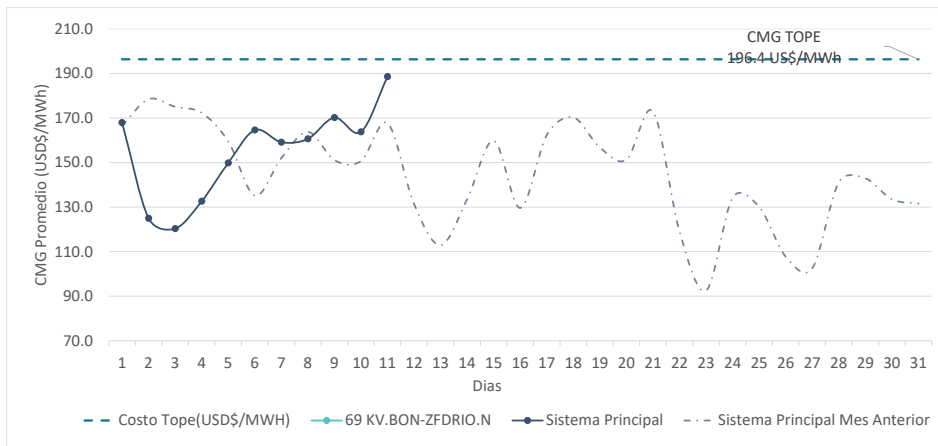
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,613.4 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 2 con un CVD de 43.7 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 164.0 USD/MWh.



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.

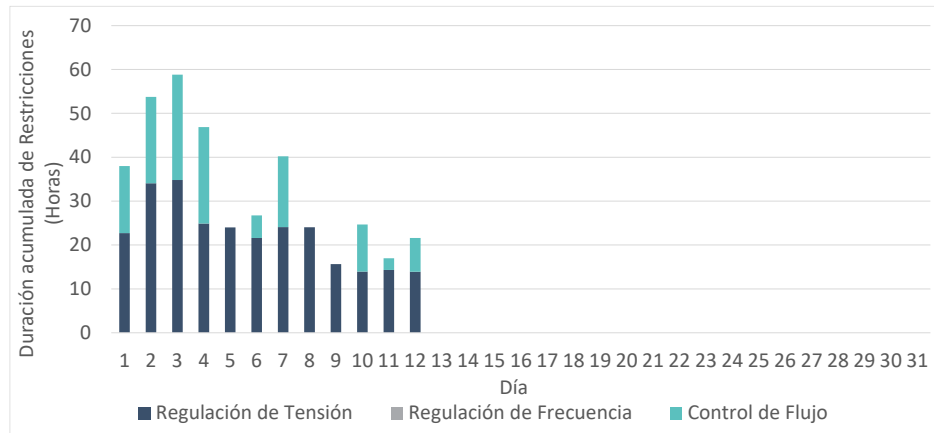
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 11 de Septiembre promediaron 188.6 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de septiembre es de 154.8 US\$/MWh y el promedio para el mes de agosto fue de 144.8 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 391 horas para el mes de septiembre.



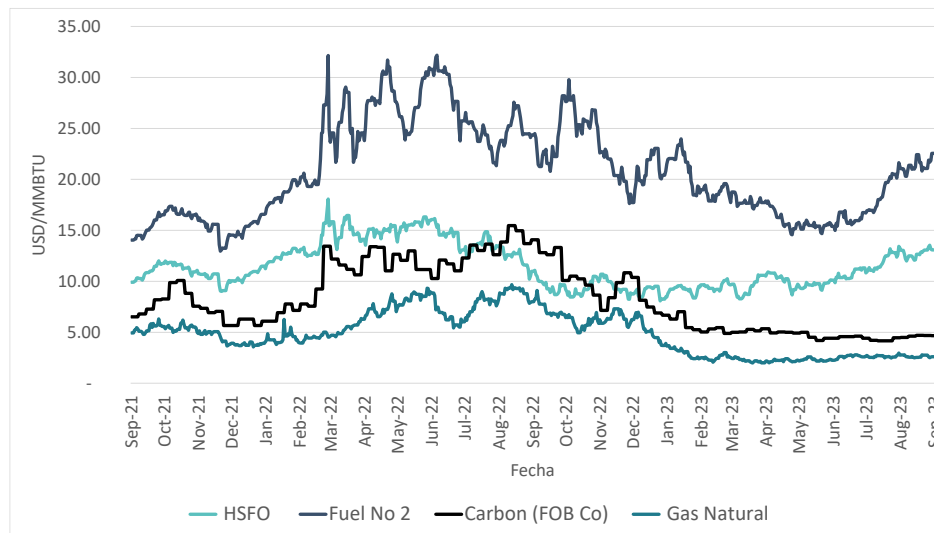
7. Restricciones Operativas

CASO	CAUSA	SOLUCION
Control tensión zona Norte (Nagua, Sánchez, Samaná).	Falta de compensación de potencia reactiva en la zona de Pimentel.	Operacion Fuera de Merito con la Central Pimentel
Control Tensión Zona Norte (La Vega).	Falta de compensación de potencia reactiva en la zona de La Vega.	Operacion Fuera de Merito con la Central La Vega
Control de Flujo Enlace 69 kV Generadora La Vega - La Vega	Mantenimiento Programado Enlace 69 kV Generadora La Vega - Canabacoa	Operacion Fuera de Merito Central La Vega
Control de Flujo Autotransformador 138/69 kV Palamara	Indisponibilidad Autotransformador 138/69 kV Arroyo Hondo	Operacion Fuera de Merito Central 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
12-sep-23	82.4	127.9	2.7	111.0	117.0
Promedio Septiembre	82.1	123.6	2.7	111.4	117.9
Promedio Agosto	79.2	118.8	2.6	107.9	118.7
	↑ 3.6%	↑ 4.1%	↑ 0.8%	↑ 3.2%	↓ -0.7%

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.