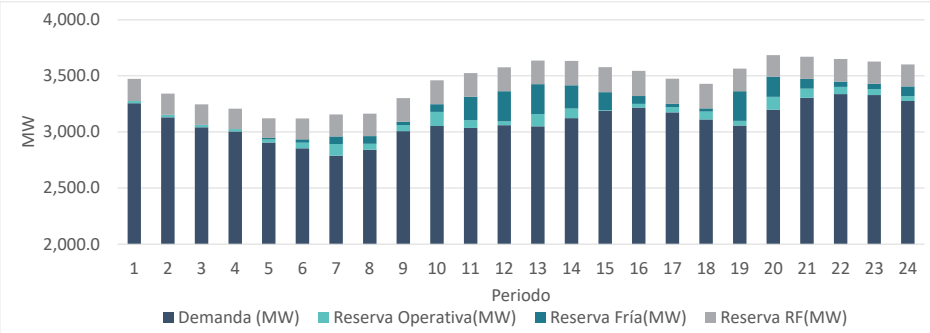


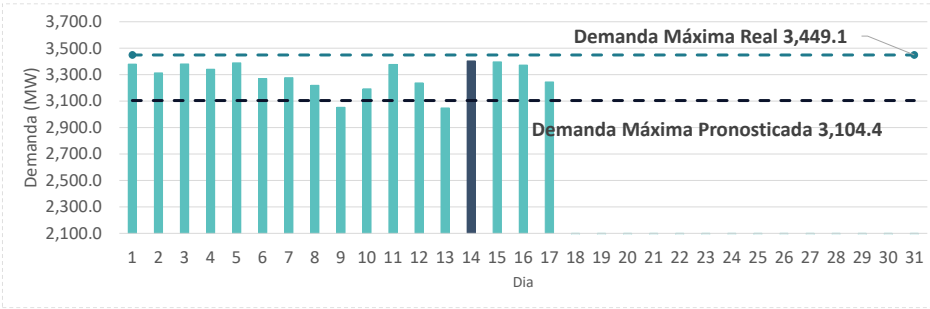
1. Demanda y Disponibilidad Programada día Actual

Para el 18 de agosto del 2023 se estima una demanda máxima horaria de 3,337.7 MW en el periodo 22, presentando una reserva total de 312.4 MW en este periodo.



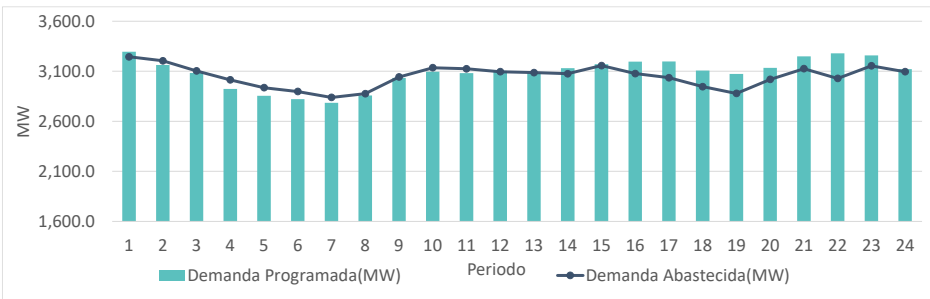
2. Comportamiento de la demanda máxima anual vs mes

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.



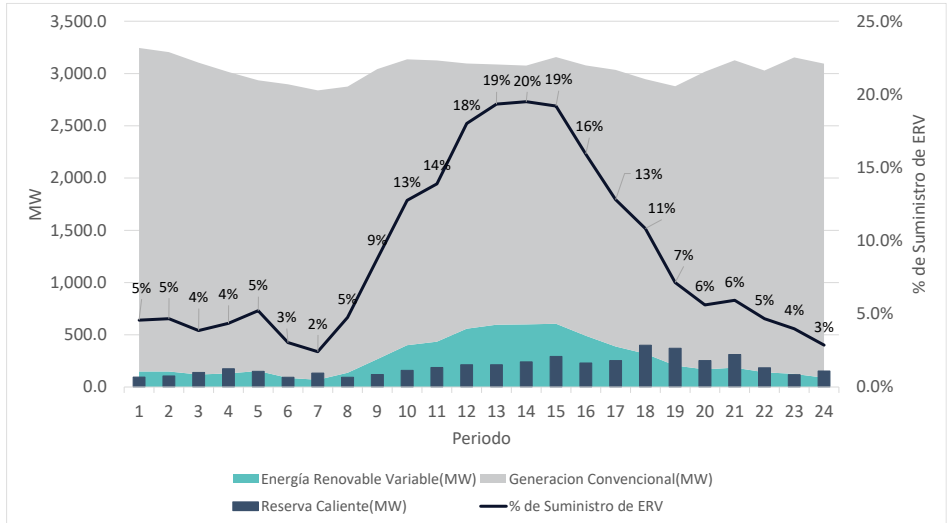
3. Desvío de la demanda programada vs. Real del día anterior

En fecha del 17 de agosto 2023, se registró un desvío diario acumulado de 2.5% con respecto a la demanda programada en el redespacho. La demanda máxima fue de 3,244.2 MW y ocurrió en el periodo 01. El índice de abastecimiento de la demanda del SENI fue de 99.7%, siendo este 99.5% para EDENORTE, 99.5% para EDESUR y 100.0% para EDEESTE.



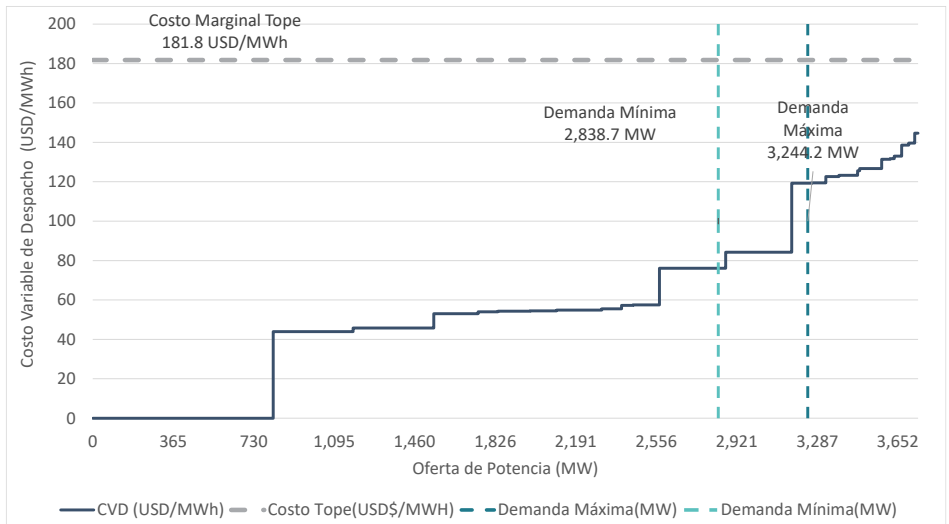
4. Incidencia de las Energías Renovables Variables en el SENI

Las energías renovables variables (Solar y Eólica) representaron 9.0% 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

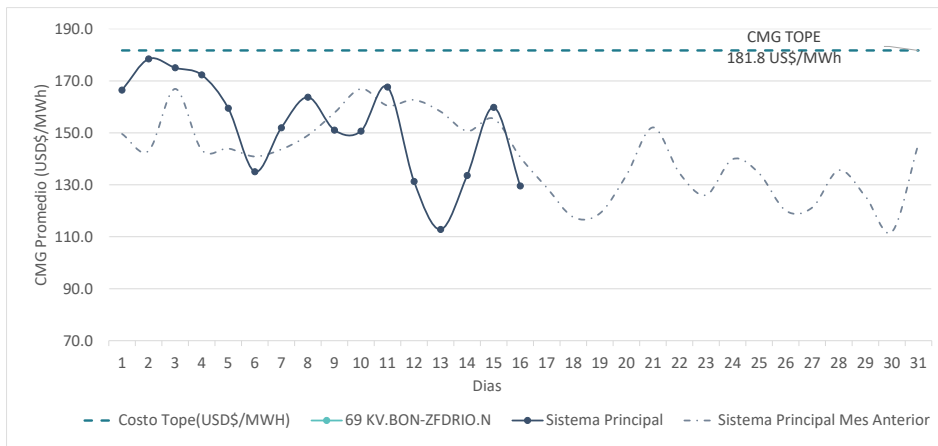
Para el periodo de demanda máxima del día en cuestión, se presenta una oferta de potencia de 3,931.7 MW, siendo la central térmica de menor Costo Variable de Despacho (CVD) PUNTA CATALINA 1 con un CVD de 43.9 USD/MWh, y la de mayor costo siendo BERSAL con un CVD de 144.7 USD/MWh.



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.

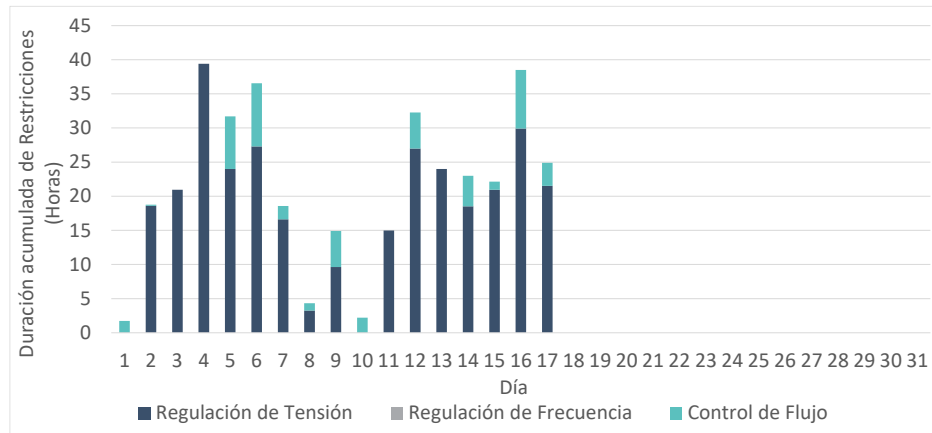
6. Comportamiento de Costos Marginales y Tope

Los costos marginales de energía del día 16 de Agosto promediaron 129.6 US\$/MWh para el sistema principal. El promedio acumulado de los CMG para el mes de agosto es de 152.5 US\$/MWh y el promedio para el mes de julio fue de 141.3 US\$/MWh.



8. Duración de las Restricciones Operativas

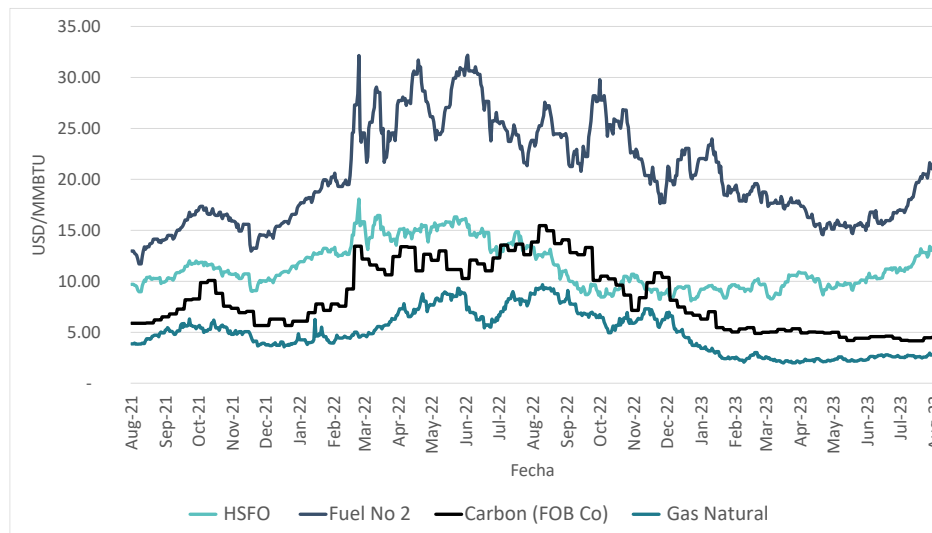
El tiempo acumulado de las restricciones operativas asciende a 369 horas para el mes de agosto.



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 |
|-----------------|----------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|------------------|
| 17-ago-23 | 76.5 | 117.7 | 2.6 | 107.0 | 119.9 |
| Promedio Agosto | 79.9 | 116.7 | 2.7 | 105.4 | 114.6 |
| Promedio Julio | 71.7 | 98.5 | 2.6 | 102.8 | 111.2 |
| | ↑ 11.4% | ↑ 18.5% | ↑ 1.4% | ↑ 2.5% | ↑ 3.0% |

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 autotransformador (T02) 138/69 kV S/E de Palamara. | Indisponibilidad del autotransformador 138/69 kV S/E de Arroyo Hondo. | Operación despacho forzado con la central Diésel de 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.