



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional  
29 de enero al 4 de febrero del 2017

Versión	Elaboró/Revisó	Estado Operativo
2017.05/1.0	AGA, KMP/JESL	Normal

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **932.60 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **2,131.21 \$/MWh** y **429.68 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **06RAP-400** y **06ATP-230**, respectivamente.
- El Precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **942.27 \$/MWh**. Los Precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **1,793.94 \$/MWh** y **444.71 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Fresnillo** y **Matamoros**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **33,435.16 MW**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **22,979.96 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **66.55%** proviene de Centrales Térmicas, **20.42%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.09%** proviene de Centrales No Despachables, **2.15%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.79%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **54.48%**, oferta Hidroeléctrica **20.56%**, Oferta CIL **12.72%**, Oferta No Despachable **11.14%** y Oferta Renovable **1.11%**.
- El Costo de Oportunidad promedio en el SIN para el MDA fue de **1,975.26 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo en el MDA fueron de **3,059.87 \$/MWh** y **778.08 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Caracol** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los dos principales enlaces congestionados en el MDA son **6-4 ENL VDG-RAP** y **4-8 LMD-GSV**. El costo marginal promedio de los enlaces son: **749.29 \$/MWh** y **141.66 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos, así como el monto de la reserva asignada, fueron:

○ **Zona 1.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
532.07 – 11.94	138.00 – 42.00	Regulación
109.50 – 7.39	267.30 – 153.00	10 minutos

○ **Zona 2.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,958.35 – 24.70	153.90 – 16.80	Regulación
26.48 – 5.46	183.00 – 94.40	10 minutos

○ **Zona 3.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,066.78 – 10.97	209.70 – 81.00	Regulación
57.70 – 5.04	260.00 – 126.00	10 minutos

○ **Zona 4.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,215.93 – 11.70	86.40 – 18.50	Regulación
18.51 – 4.83	66.40 – 30.50	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
29 de enero	Indisponibilidad por un total de 240 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica, por falla en módulo de pulsaciones en turbina de gas, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
30 de enero	Indisponibilidad por un total de 312 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica, por problemas en el sistema de excitación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica, por alta temperatura en chumaceras del reductor de velocidad de la turbina de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad hidroeléctrica, por calentamiento de cables de potencia, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.
31 de enero	Indisponibilidad por un total de 450 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica, por indisponibilidad de gas, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica, por falla en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
01 de febrero	Indisponibilidad por un total de 278 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica, debido a la activación del sistema contra incendios, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 2. Salida de dos unidades térmicas por emergencia para realizar cambios de TP, correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.
02 de febrero	Indisponibilidad por un total de 595 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad hidroeléctrica, por cambio de fase del transformador potencial por presentar fuga en aceite, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de tres unidades térmicas por emergencia, dos de ellas por causa aún pendiente y una más por falla en transformador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida por mantenimiento programado de una unidad térmica, para inspección boroscópica a la turbina de gas, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.
03 de febrero	Indisponibilidad por un total de 1,352 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de siete unidades térmicas, tres de ellas para inspección y limpieza de la tubería de agua de mar a la central, dos más para inspección boroscópica a combustores de turbina de gas, otra unidad para reparación de tubos rotos en cabezal inferior, y una última para inspección de turbina de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica, por falla en sistema de excitación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.
04 de febrero	Indisponibilidad por un total de 350 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica, para reparación de fuga de agua en tubería de paredes en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

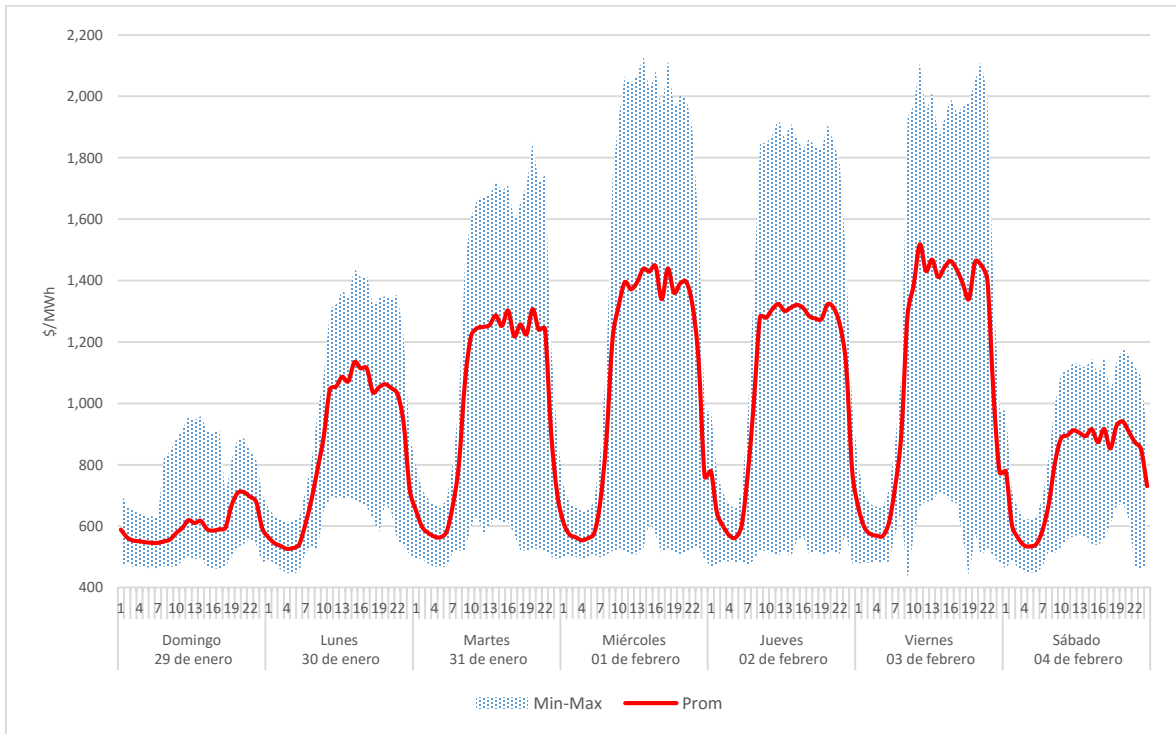


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

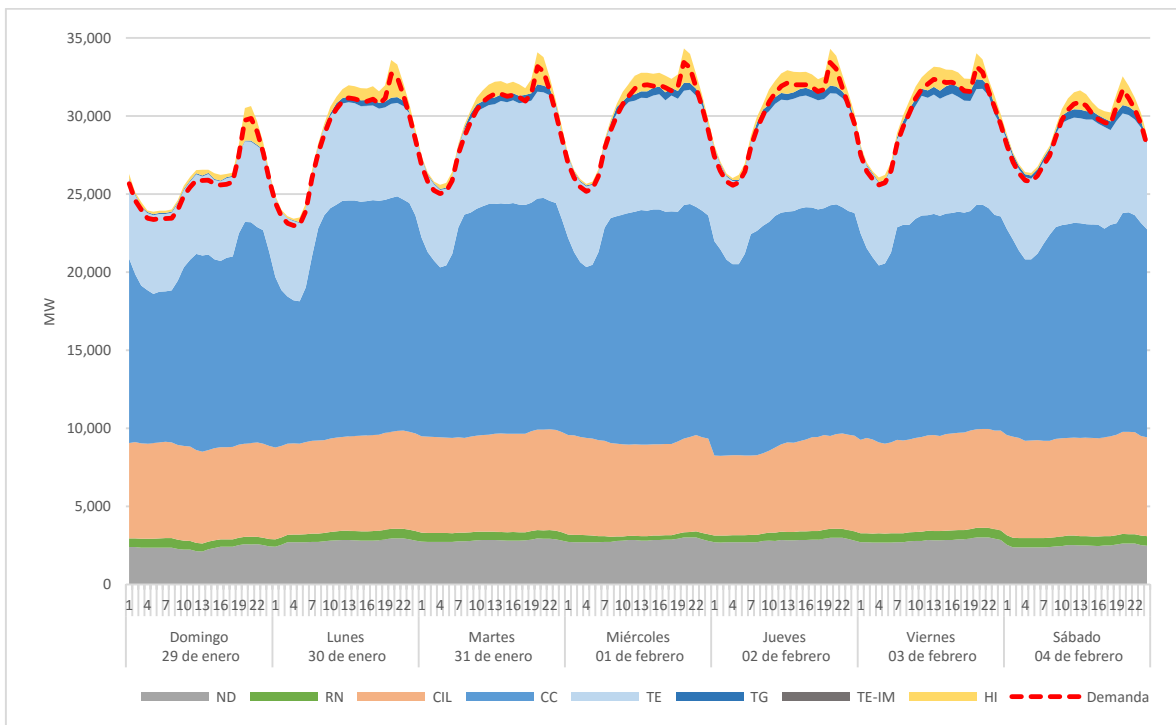


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

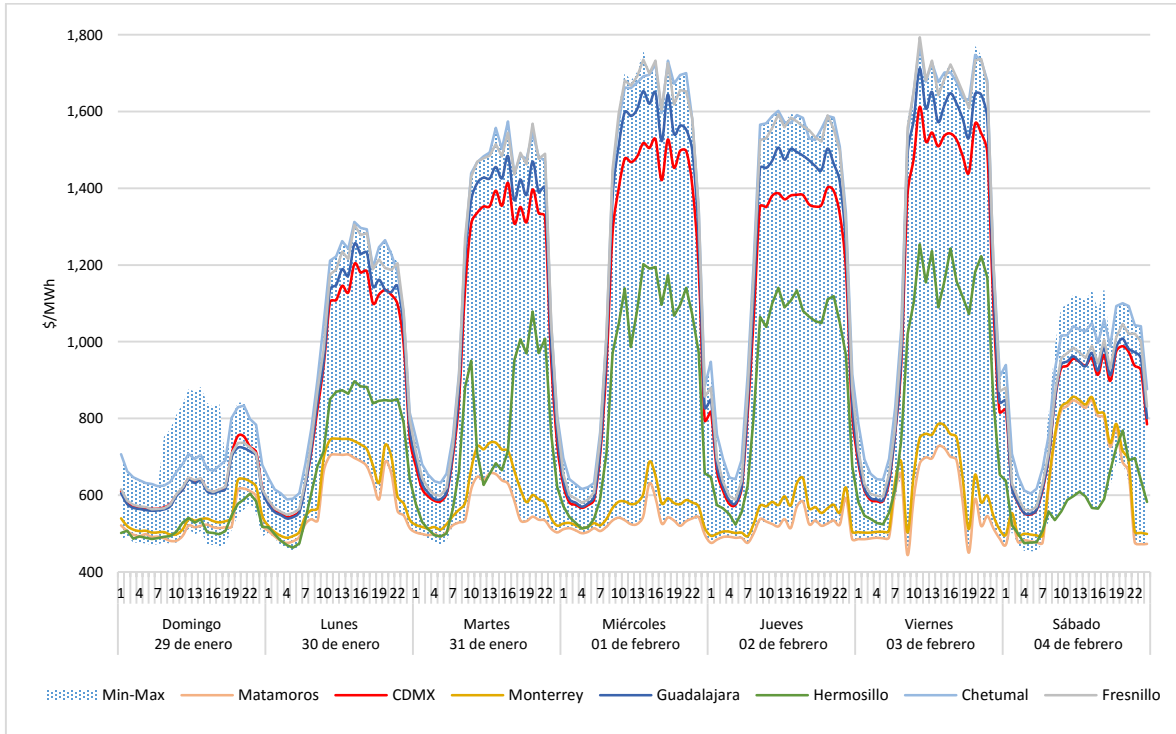


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

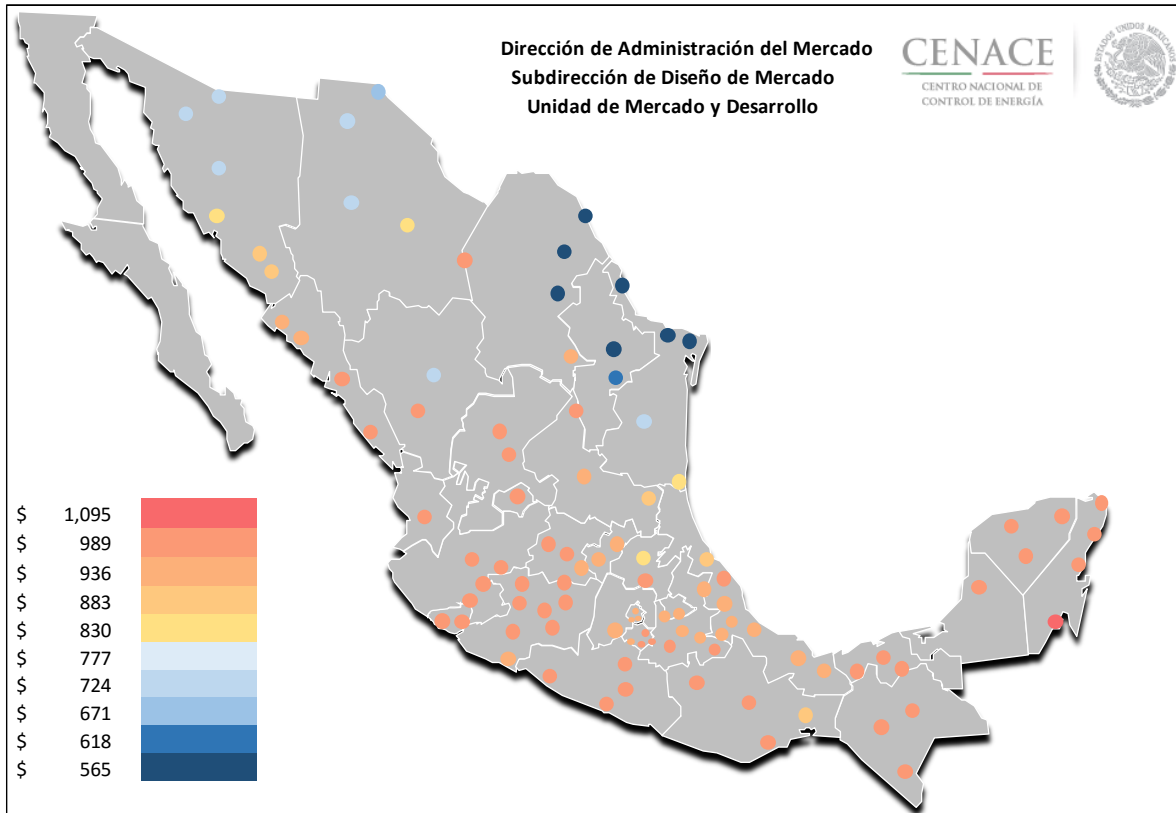


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

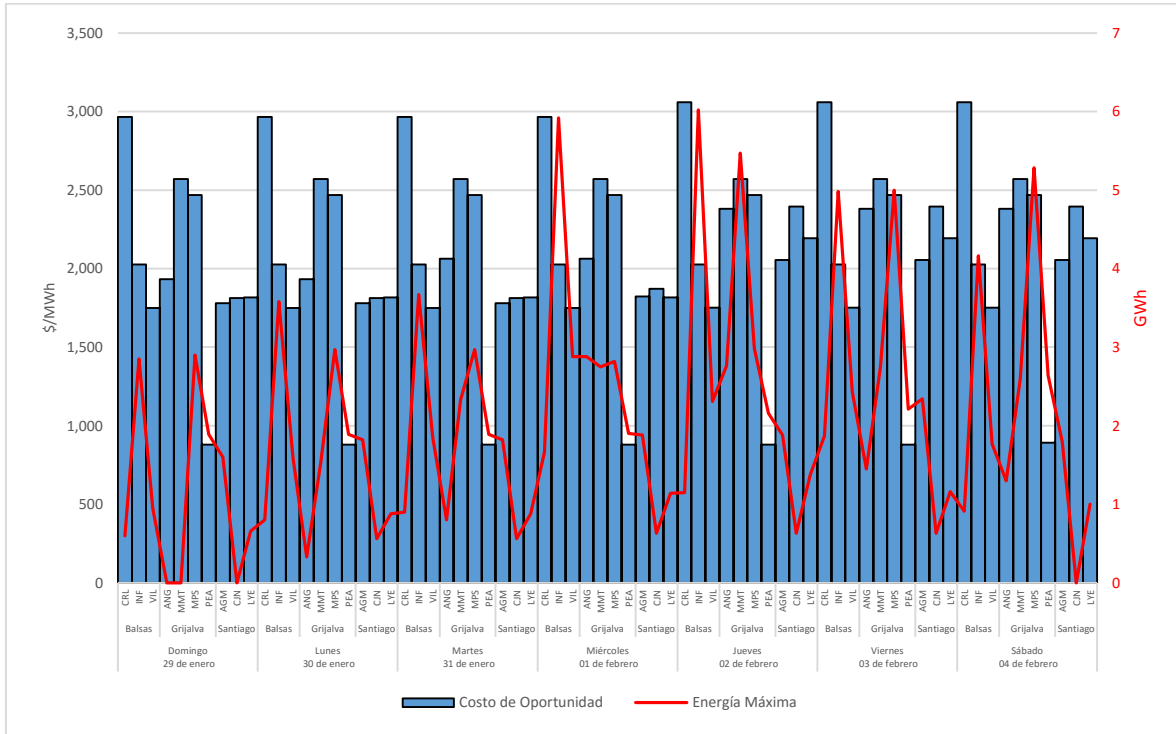


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

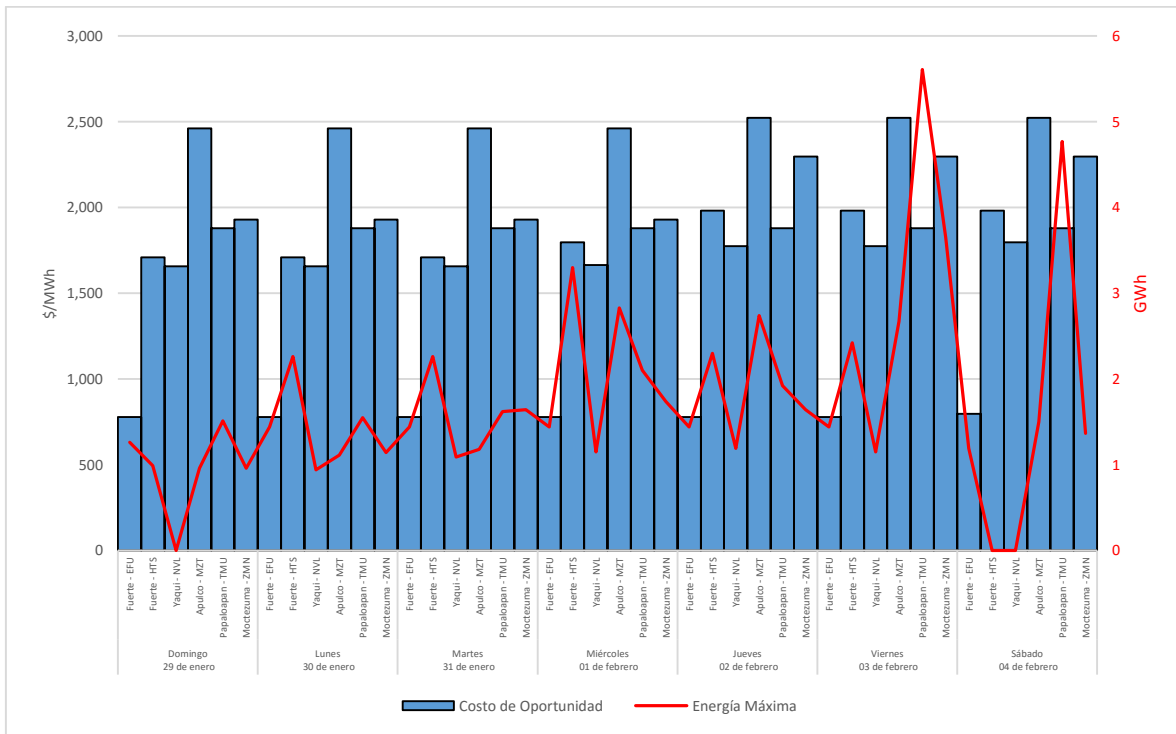


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

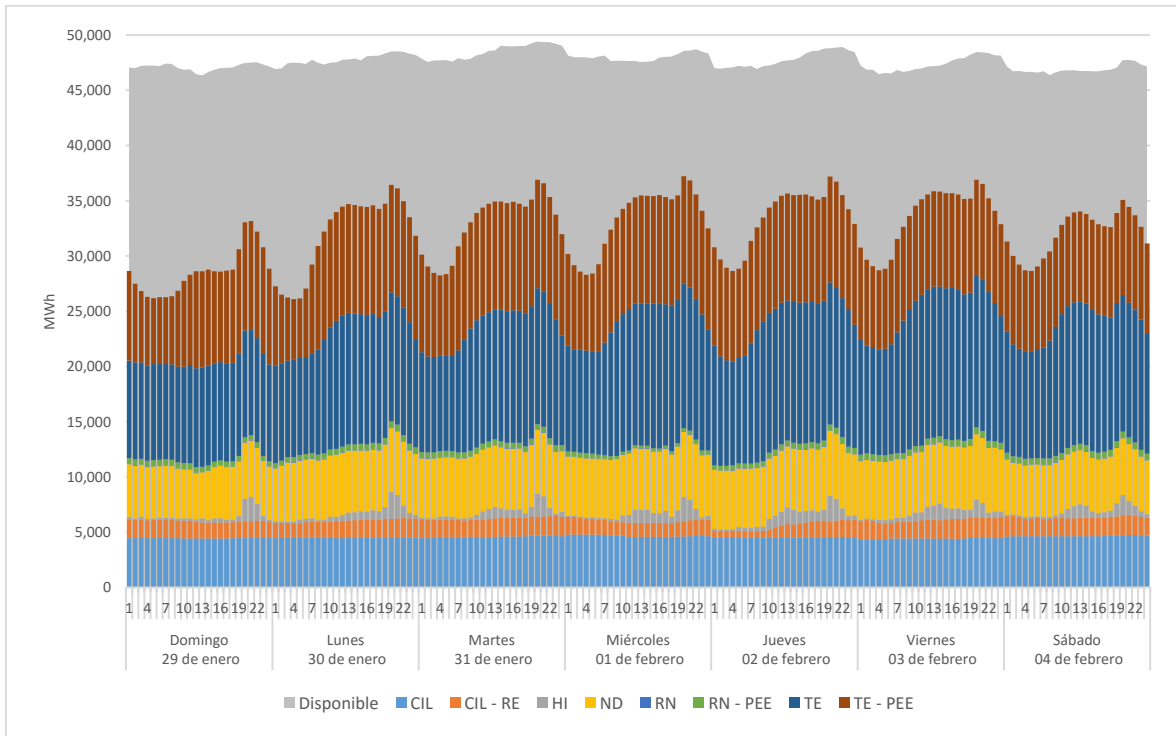


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

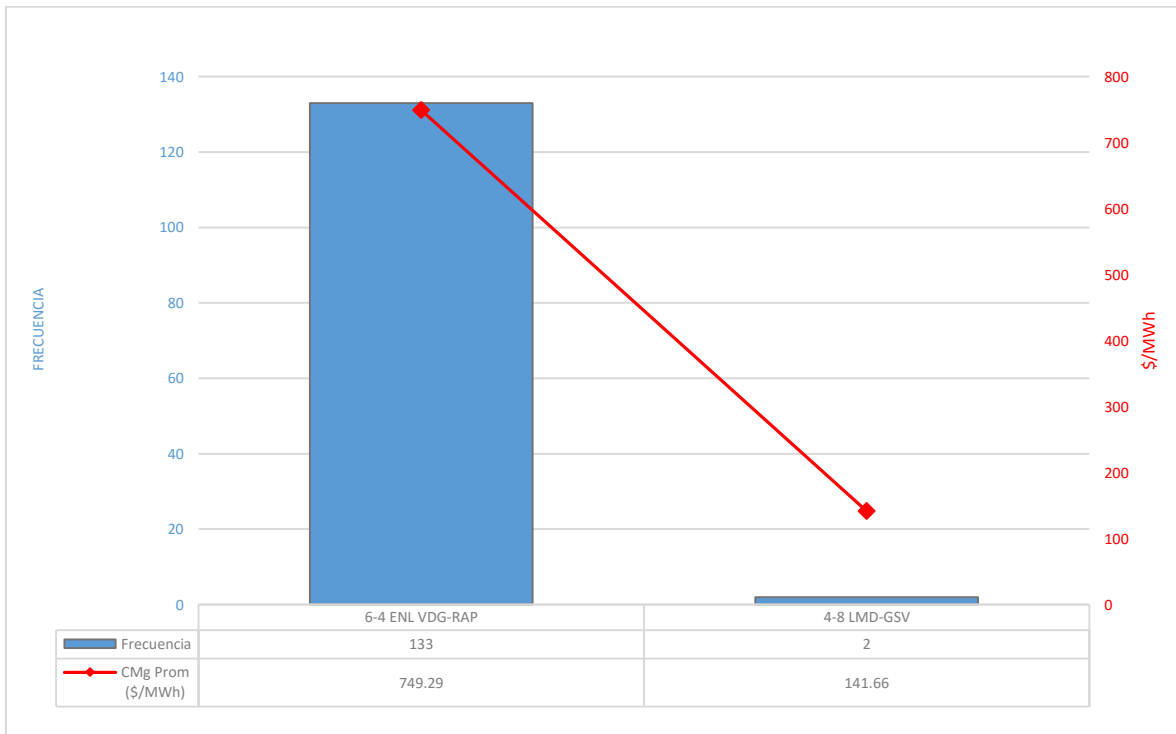


Figura 9. Servicios Conexos (Zona 1).

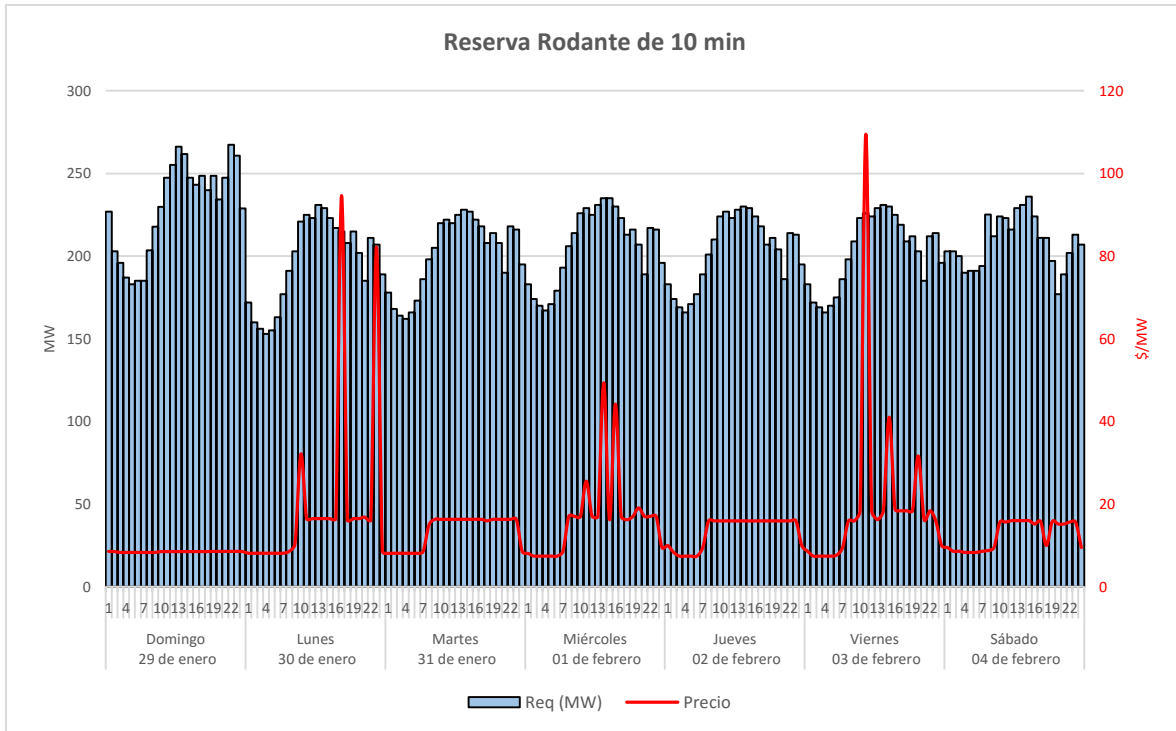
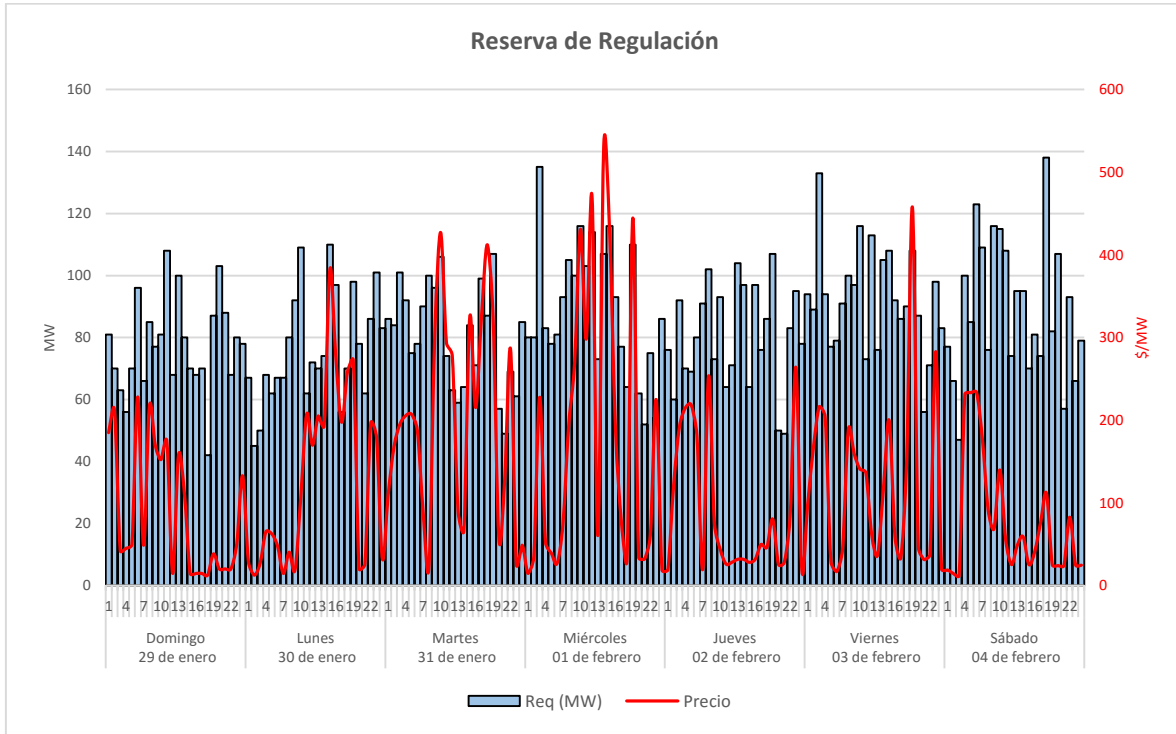




Figura 10. Servicios Conexos (Zona 2).

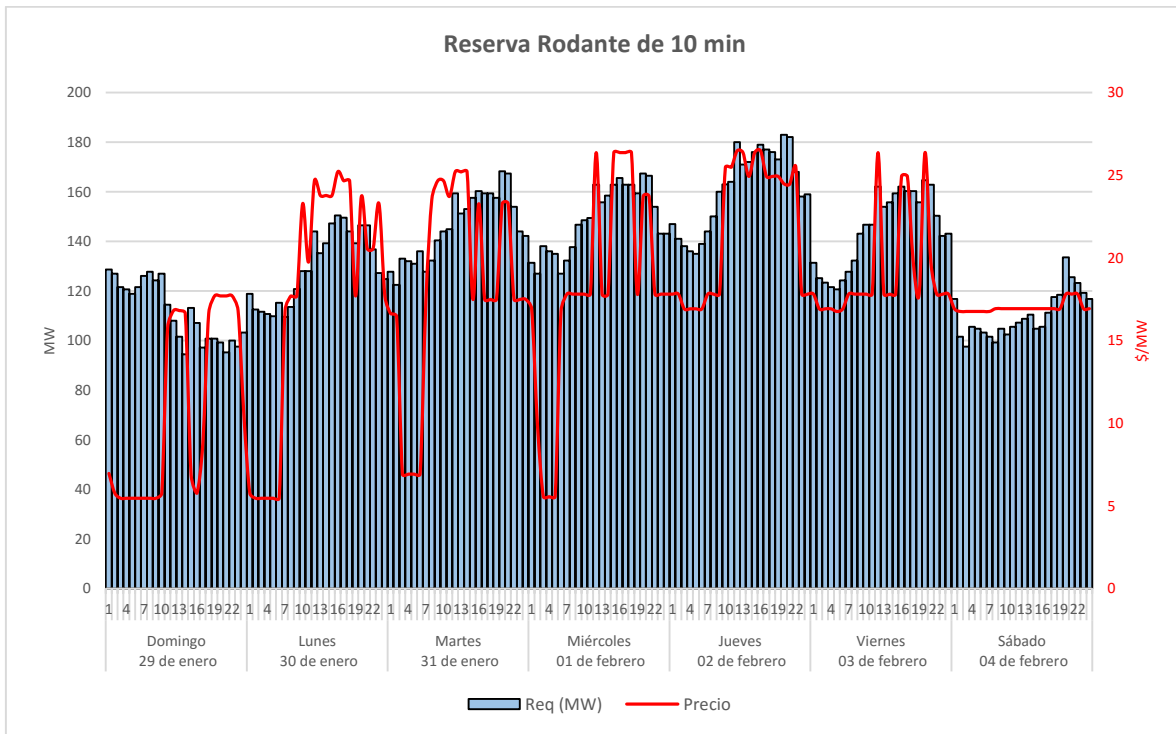
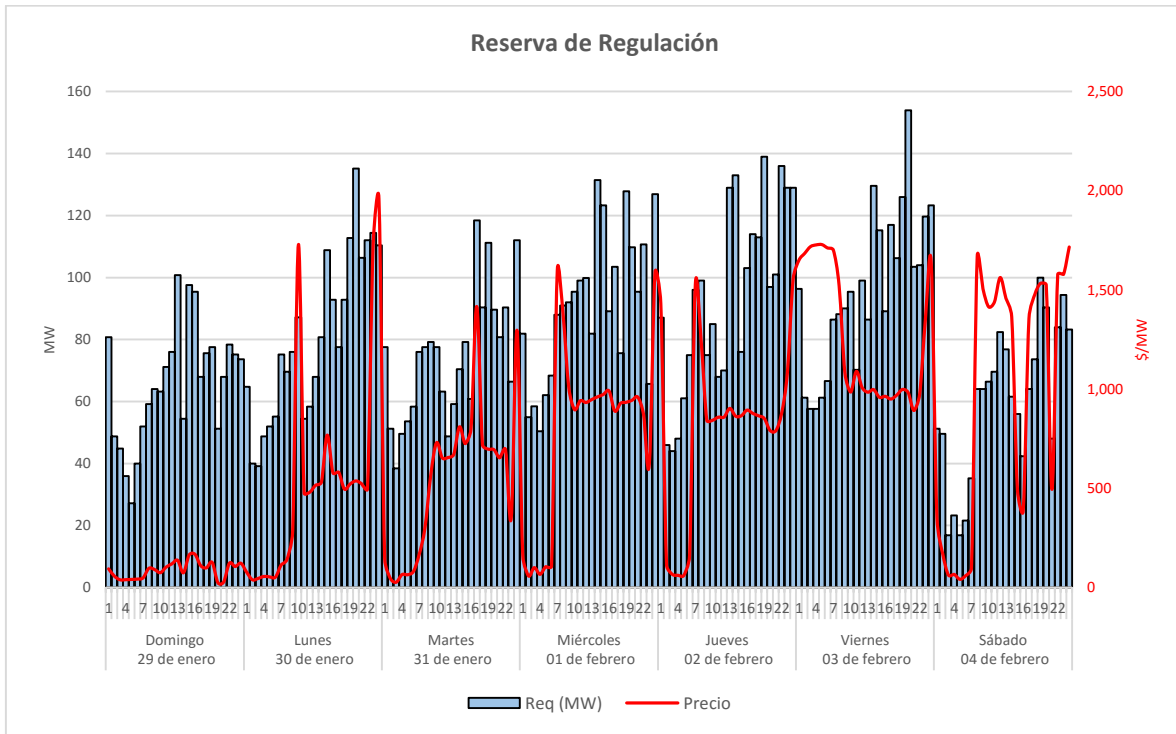


Figura 11. Servicios Conexos (Zona 3).

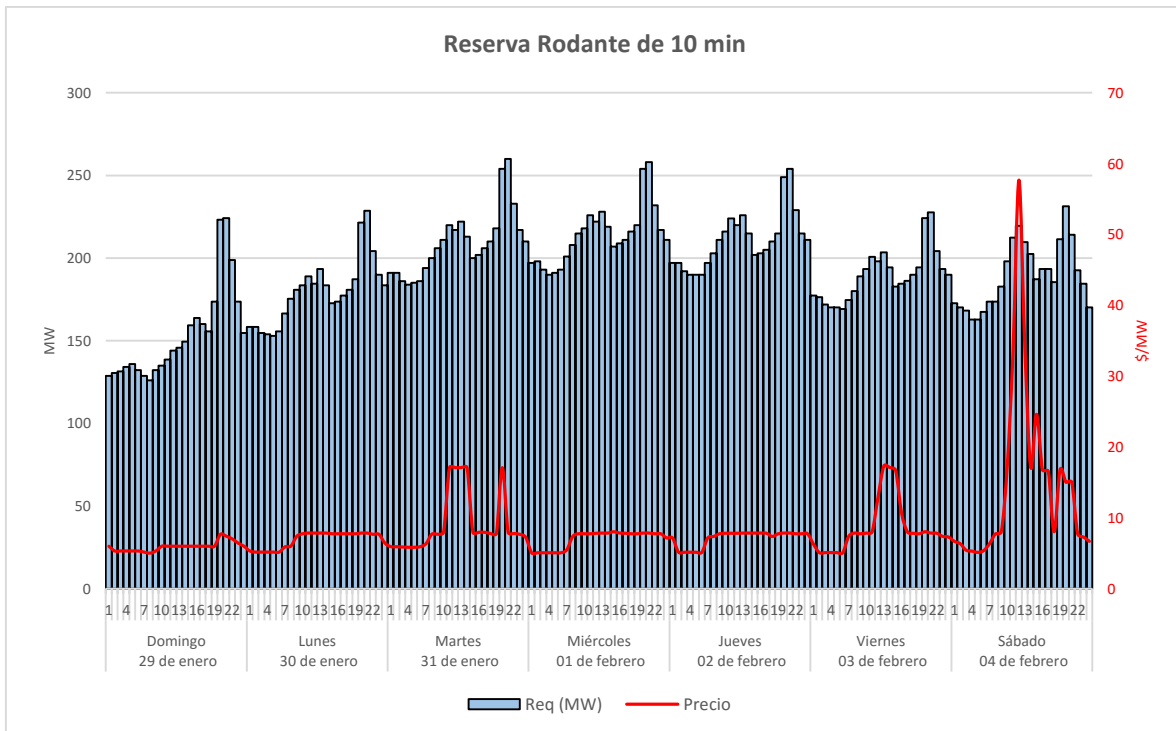
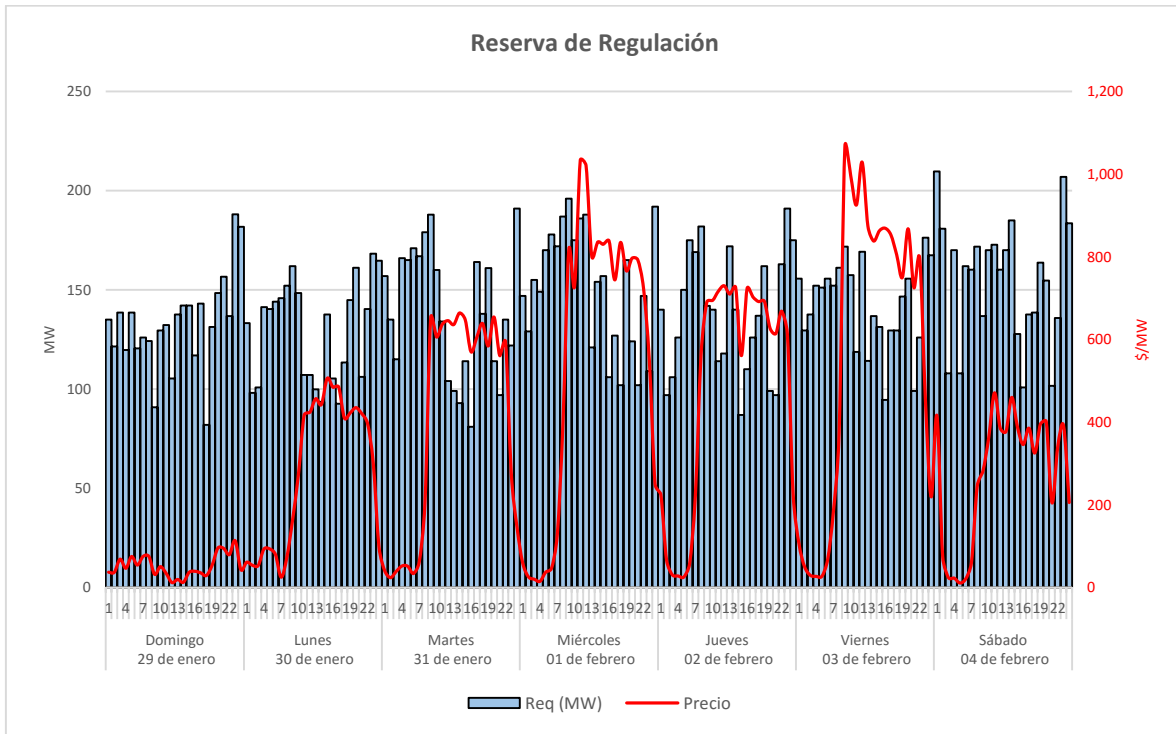


Figura 12. Servicios Conexos (Zona 4).

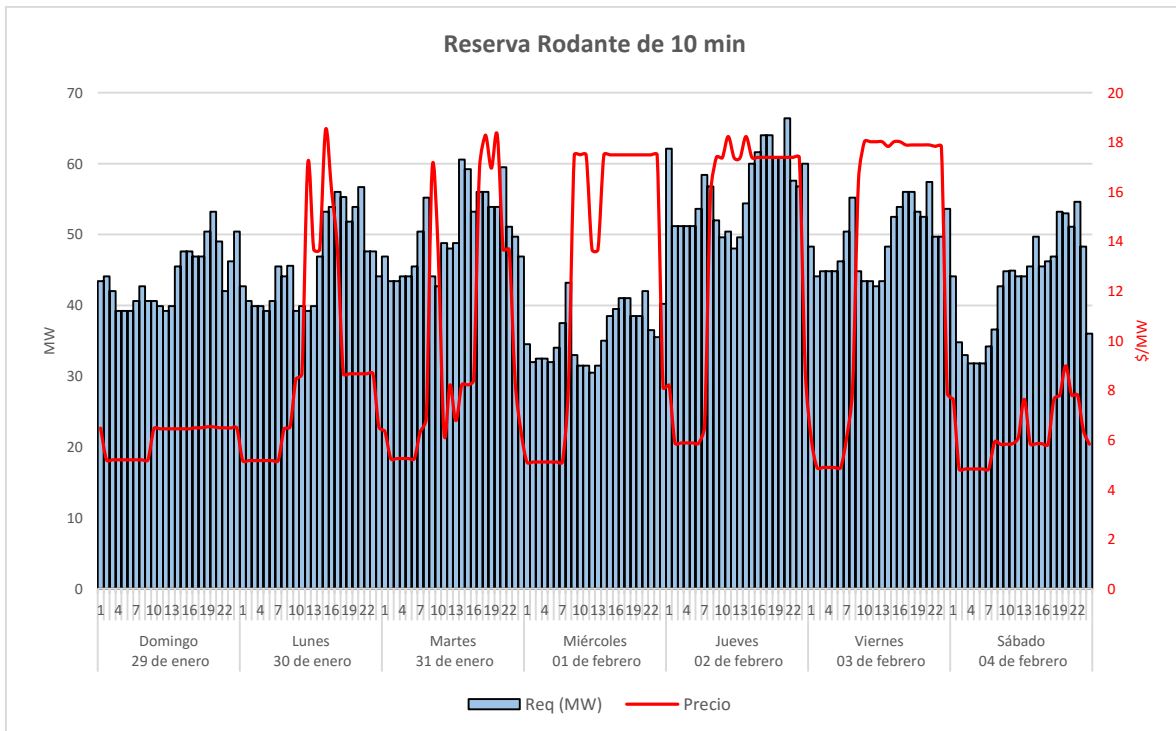
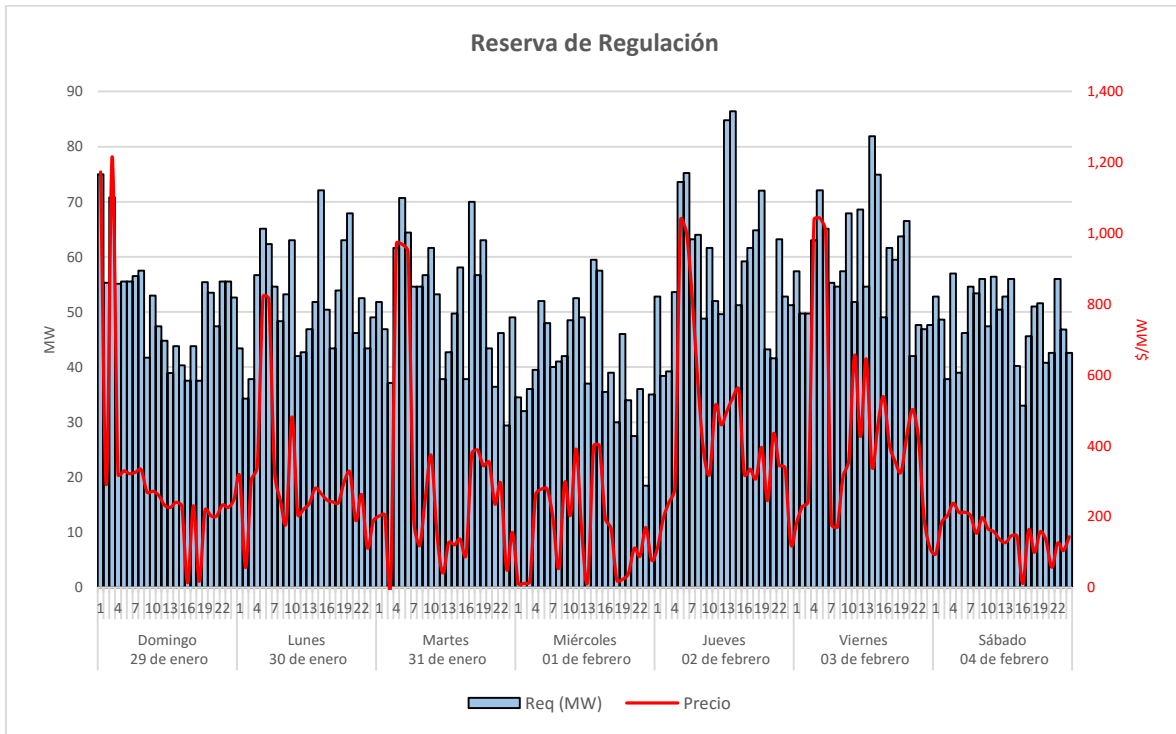


Figura 13. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 1).

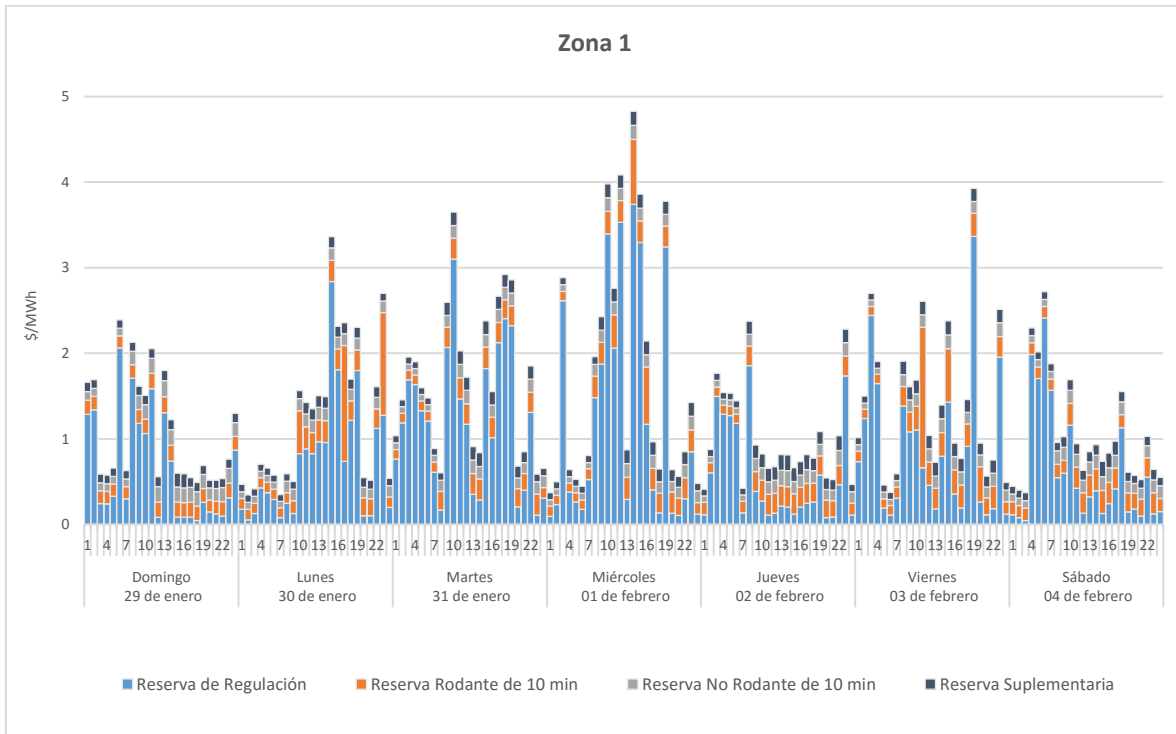


Figura 14. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 2).

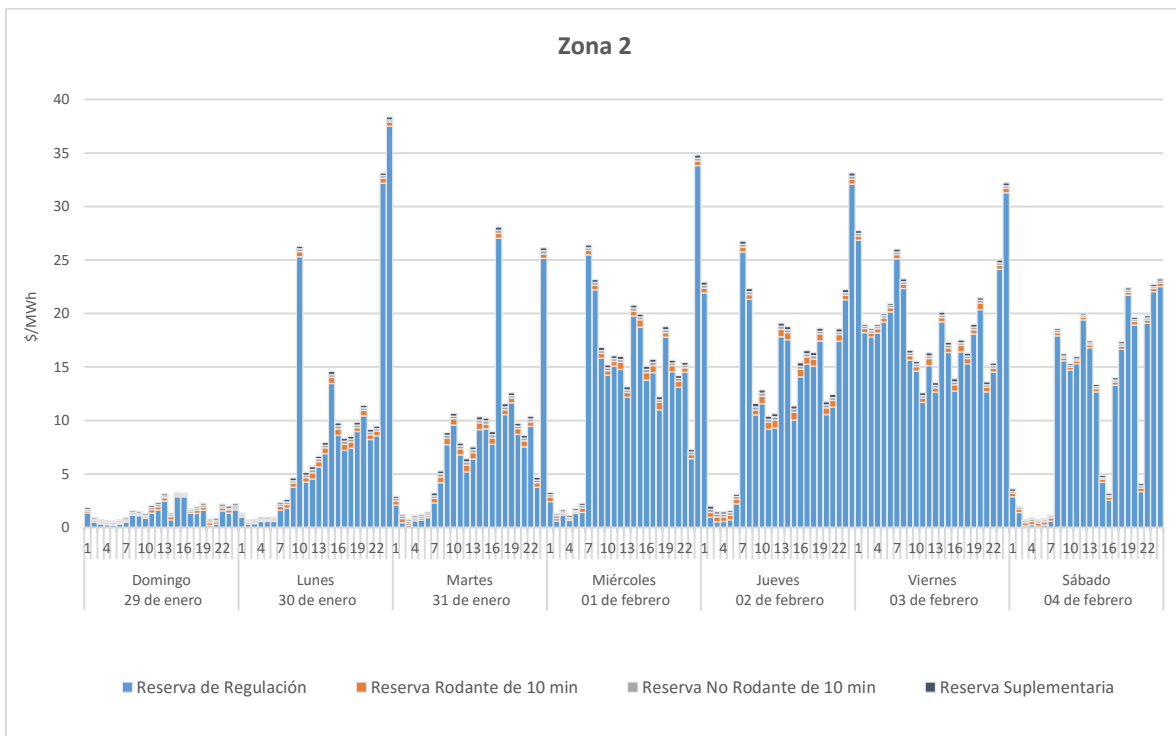


Figura 15. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 3).

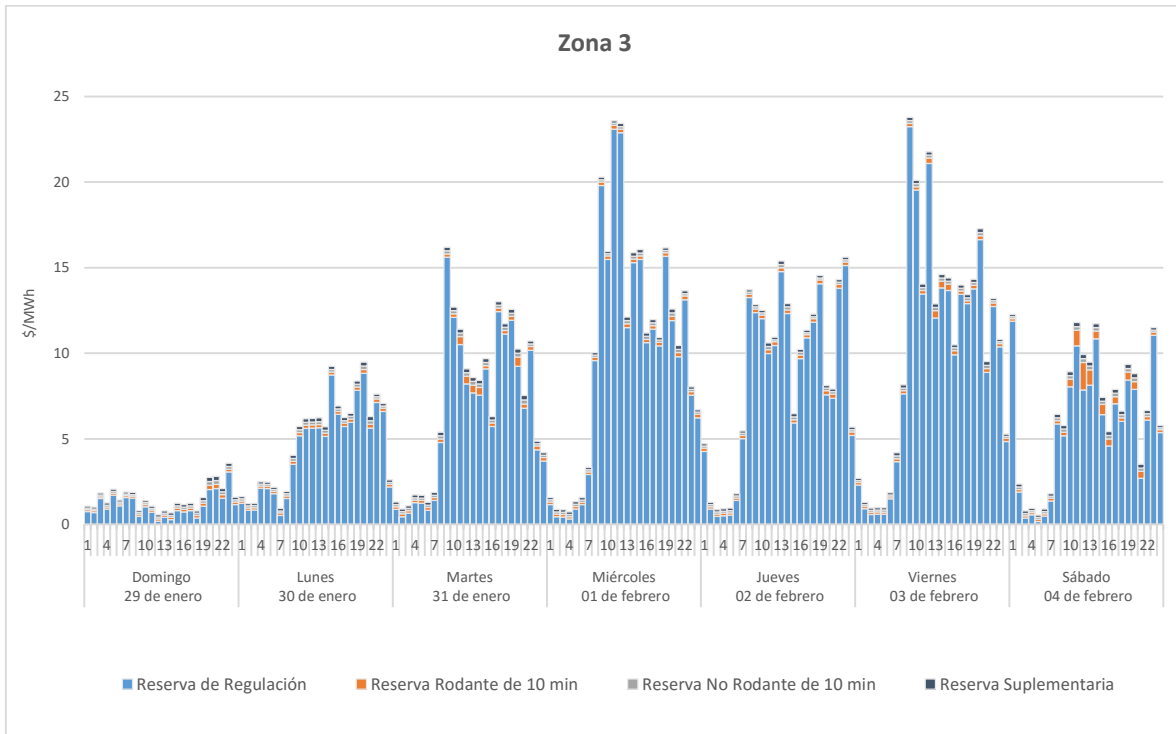


Figura 16. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 4).

