



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

12 al 18 de marzo del 2017

Versión	Elaboró/Revisó
2017.11/1.0	BCF/AGA, KMP/FBMM

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **808.12 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **3,898.88 \$/MWh** y **345.04 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08XPU-115** y **06RRD-138**, respectivamente.
- El Precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **821.88 \$/MWh**. Los Precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **3,620.16 \$/MWh** y **407.79 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Nogales**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **34,752.51 MW**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **24,612.65 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.80%** proviene de Centrales Térmicas, **18.90%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.28%** proviene de Centrales No Despachables, **3.44%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.58%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.75%**, oferta Hidroeléctrica **20.06%**, Oferta CIL **13.06%**, Oferta No Despachable **5.03%** y Oferta Renovable **1.10%**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,271.90 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **3,093.79 \$/MWh** y **858.91 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Caracol** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA son **6-4 ENL VDG-RAP**, **3-3 ENL QPM-QRP**, **_0-22 ENL HERMOSILLO-SIN** y **8-1 ENL ESA SLC-MCD**. El costo marginal promedio de los enlaces son: **367.20 \$/MWh**, **106.88 \$/MWh**, **75.96 \$/MWh** y **652.07 \$/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
401.46 – 16.68	170.60 – 40.00	Regulación
280.93 – 9.05	307.00 – 185.00	10 minutos

○ **Zona 2.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,946.83 – 23.33	219.00 – 35.40	Regulación
453.54 – 6.64	192.00 – 72.00	10 minutos

○ **Zona 3.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
722.36 – 10.17	219.00 – 60.00	Regulación
187.32 – 6.53	242.00 – 153.00	10 minutos

○ **Zona 4.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,871.81 – 10.21	76.00 – 12.00	Regulación
24.76 – 5.74	107.80 – 56.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
12 de marzo	Sin novedades.
13 de marzo	Indisponibilidad por un total de 356 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica en espera de recuperación de niveles en tanques de agua desmineralizada y problemática en válvula de venteo rack de vapor en PEMEX, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida por mantenimiento mayor de una unidad térmica, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
14 de marzo	Sin novedades.
15 de marzo	Indisponibilidad por un total de 350 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
16 de marzo	Indisponibilidad por un total de 252 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falta de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
17 de marzo	Indisponibilidad por un total de 550 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una por alta contaminación y la otra por bajo nivel de domo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
18 de marzo	Indisponibilidad por un total de 75 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una para revisión de sistema de lubricación del precalentador y la otra por pérdida de ventilador en torre de enfriamiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

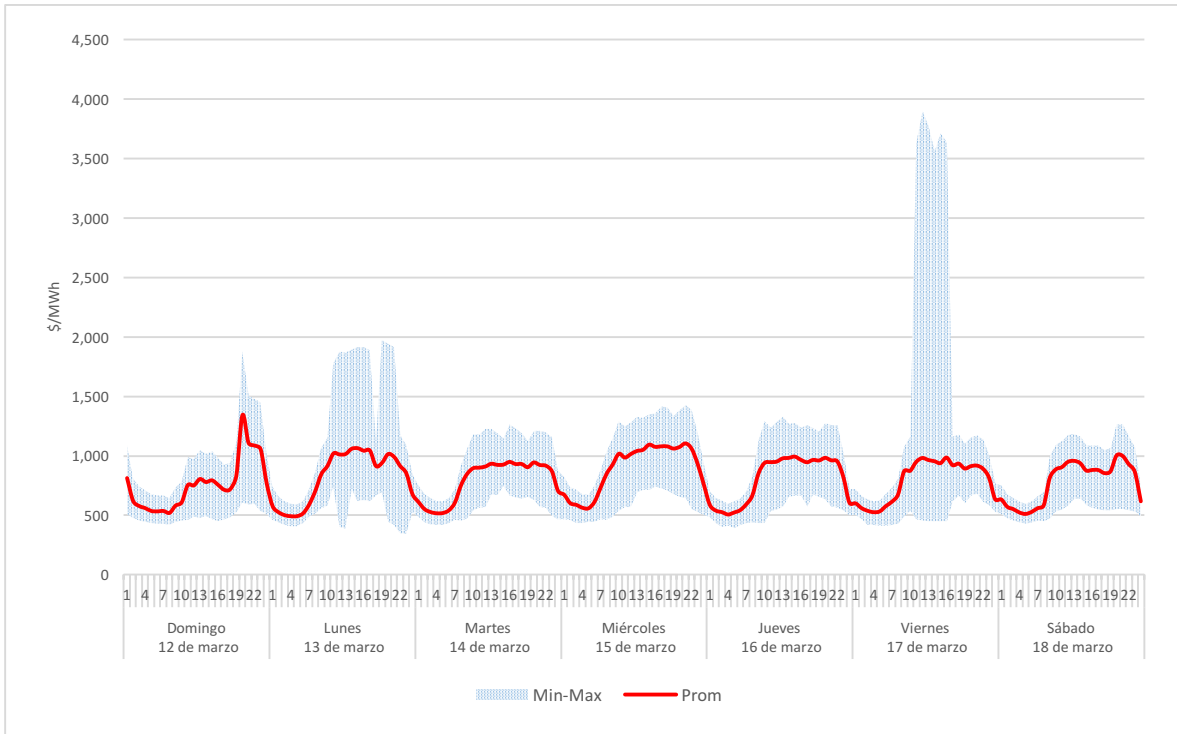


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

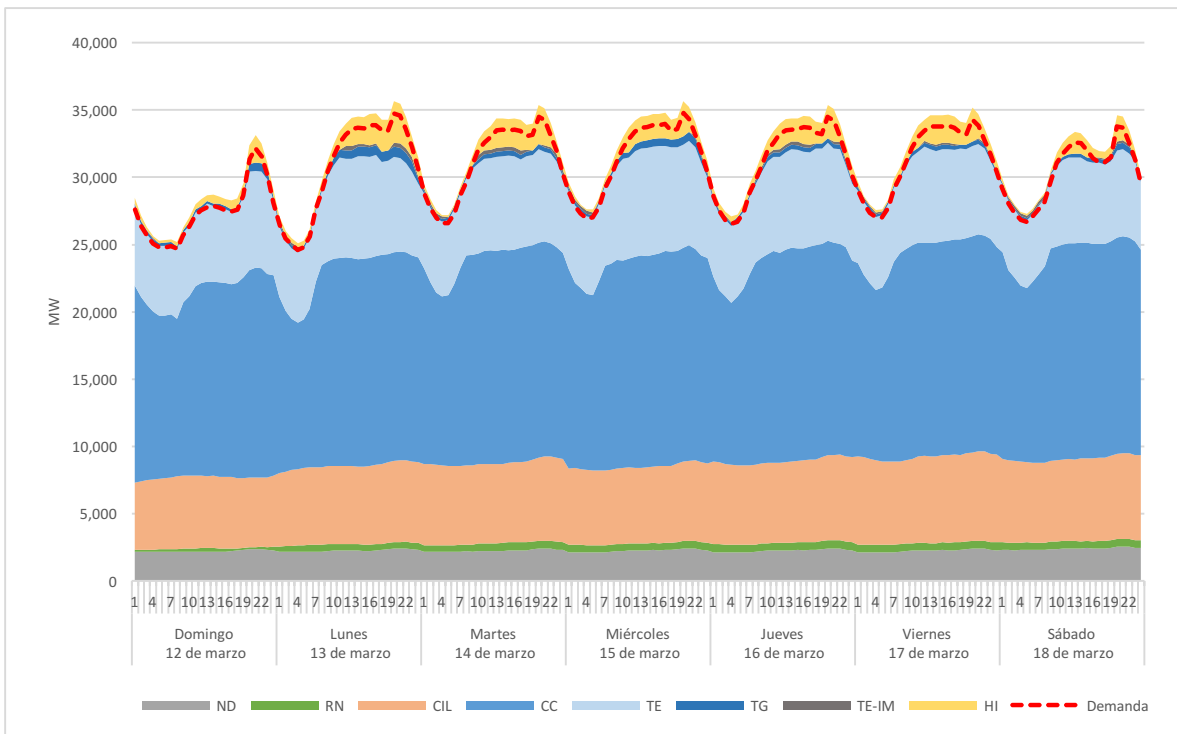


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

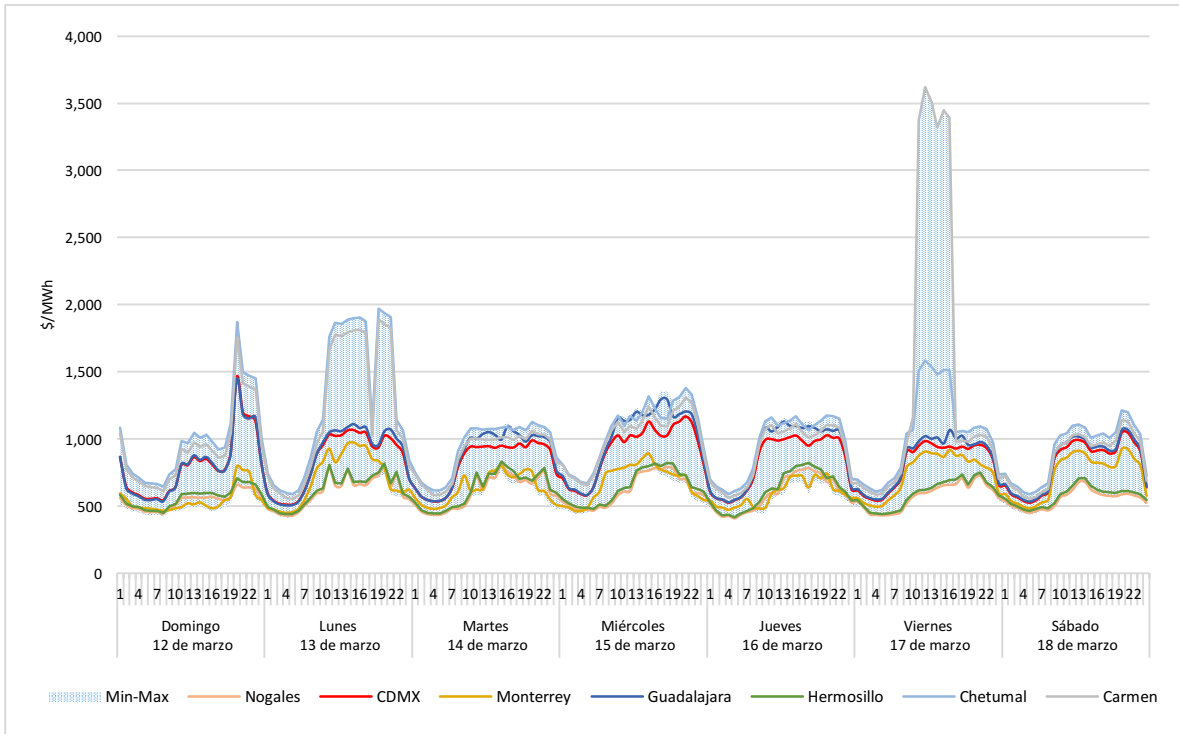


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

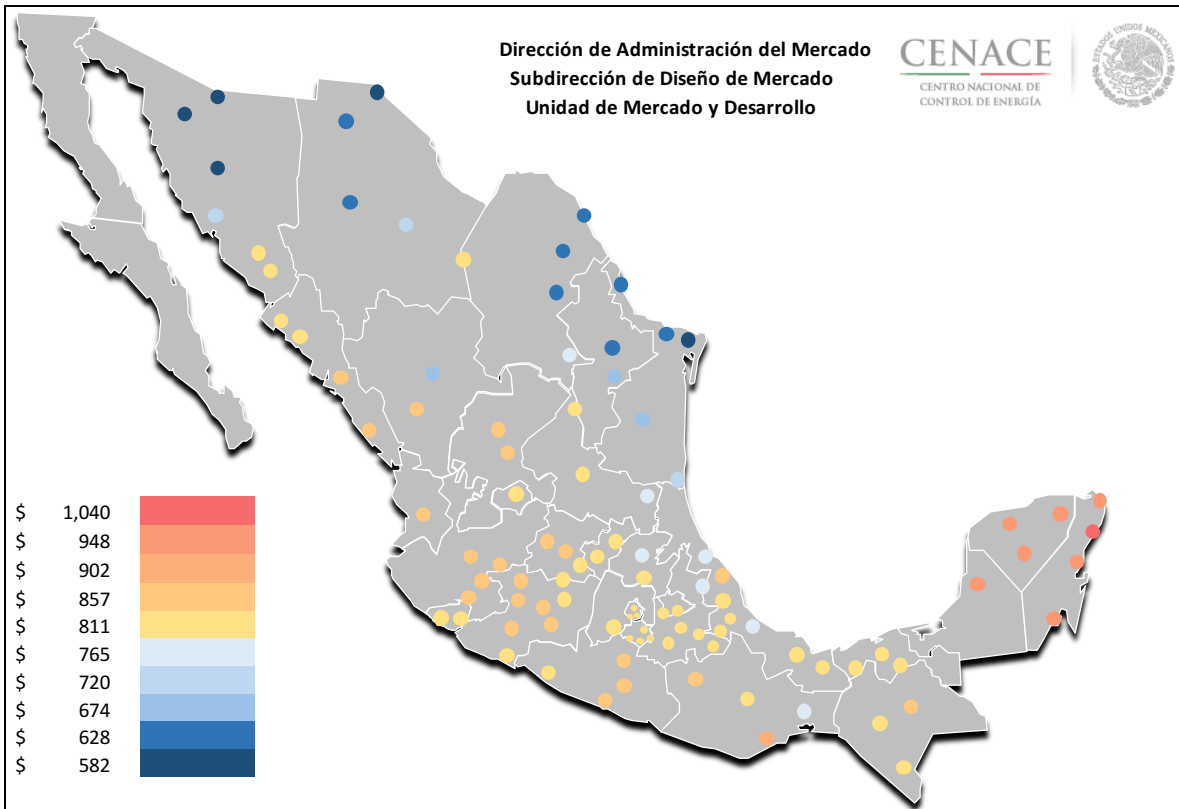


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

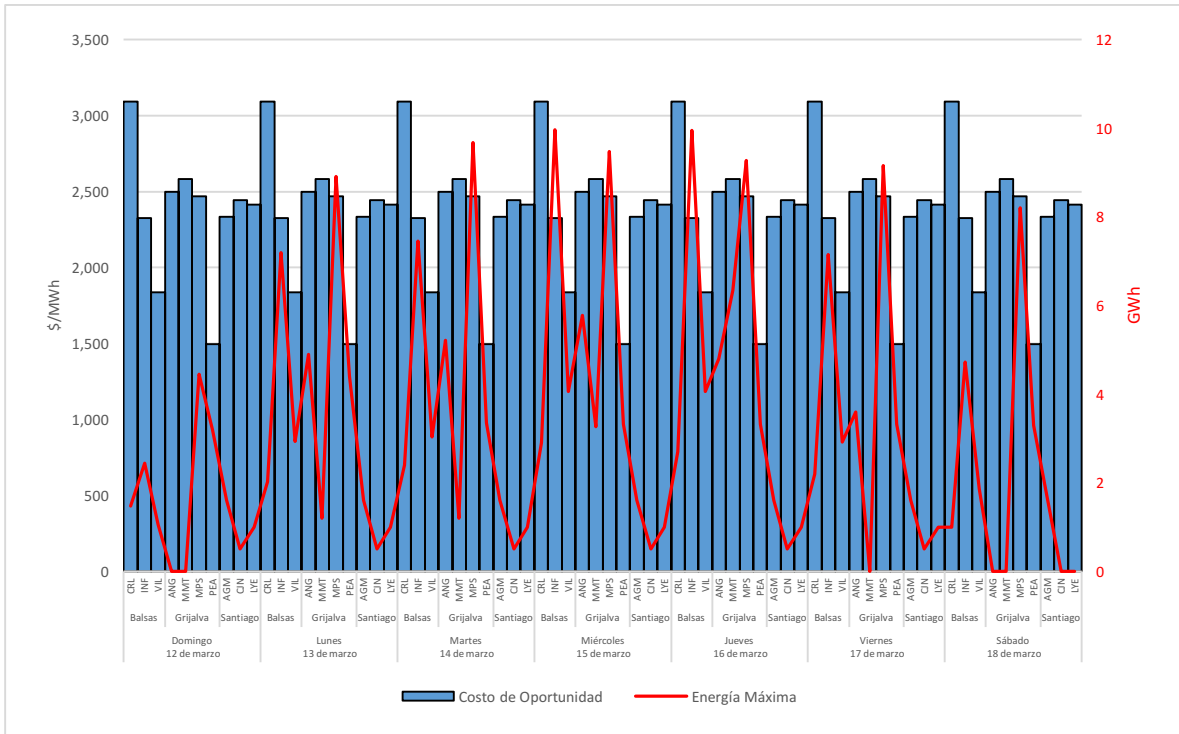


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

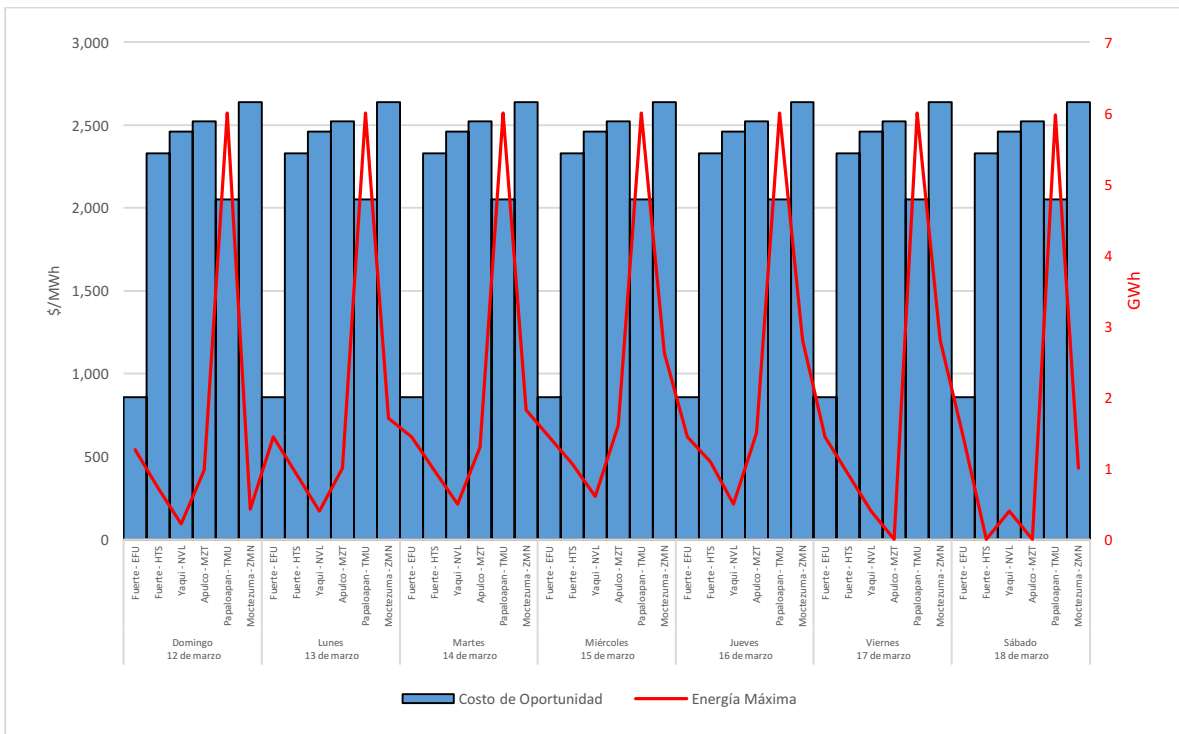


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

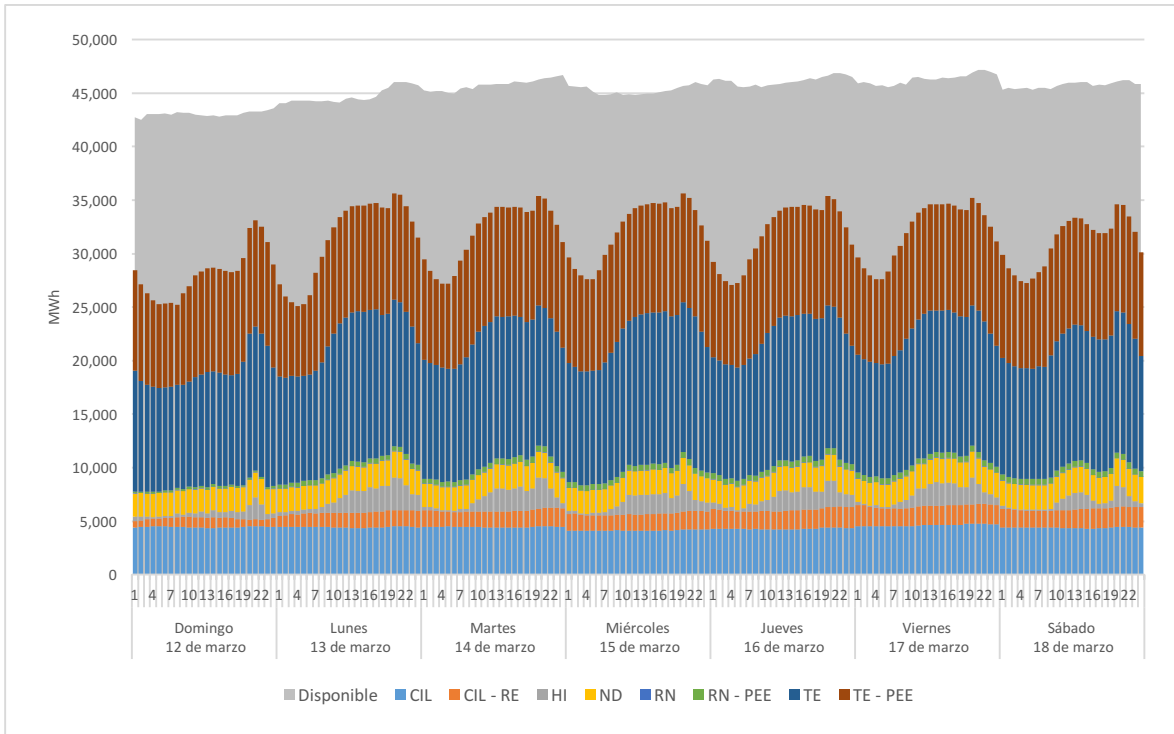


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

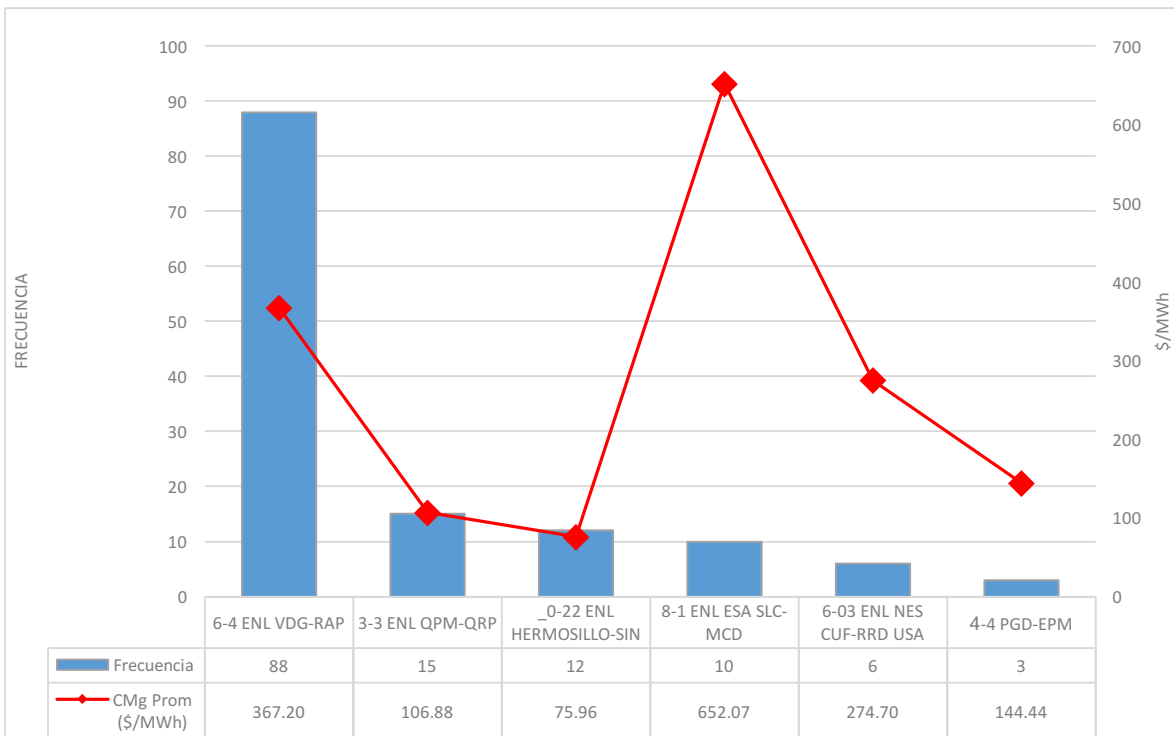


Figura 9. Servicios Conexos (Zona 1).

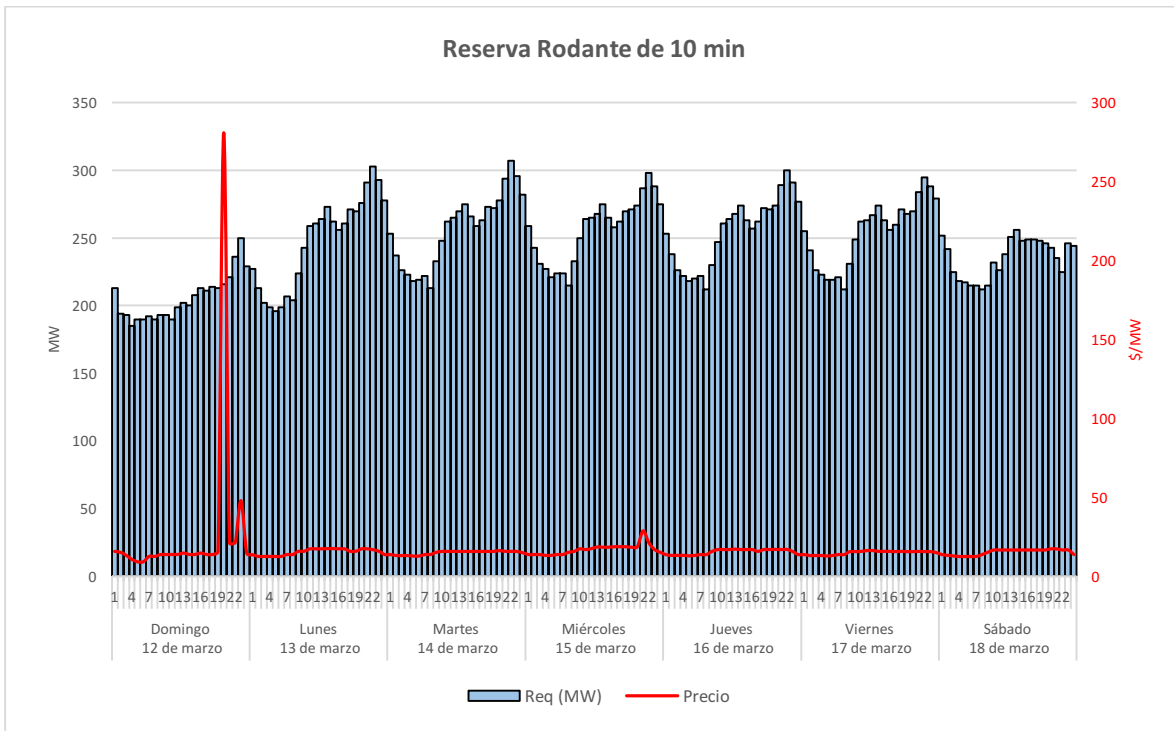
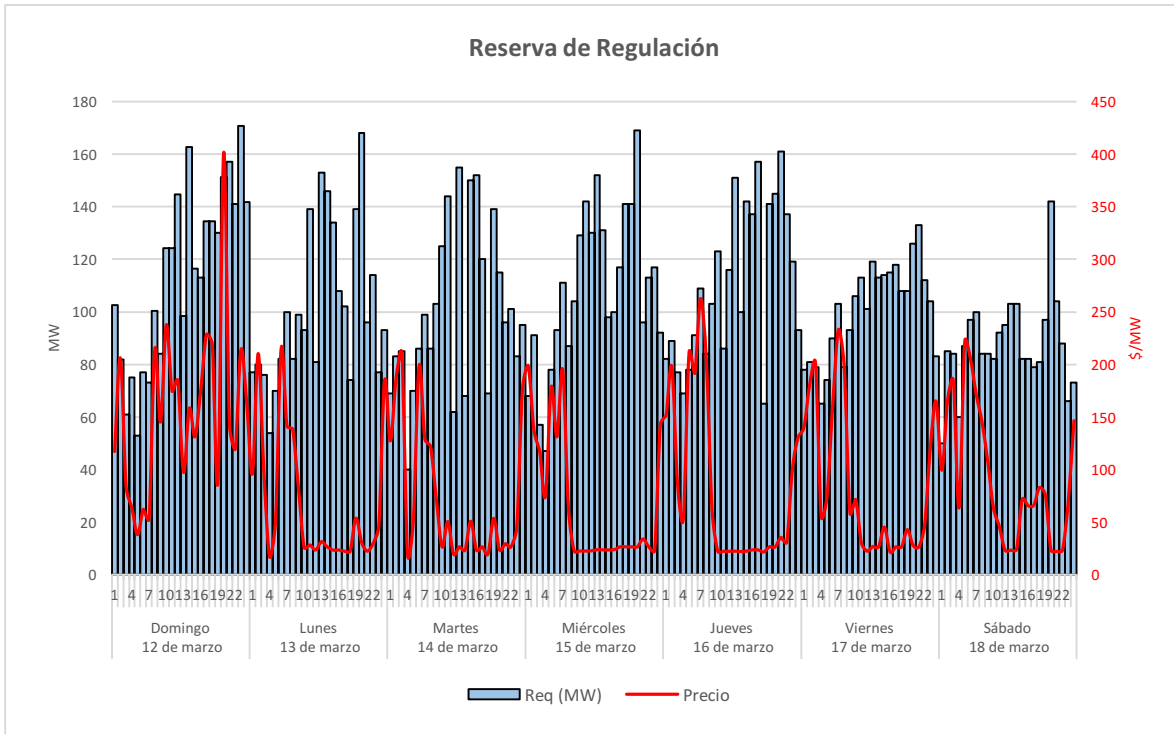


Figura 10. Servicios Conexos (Zona 2).

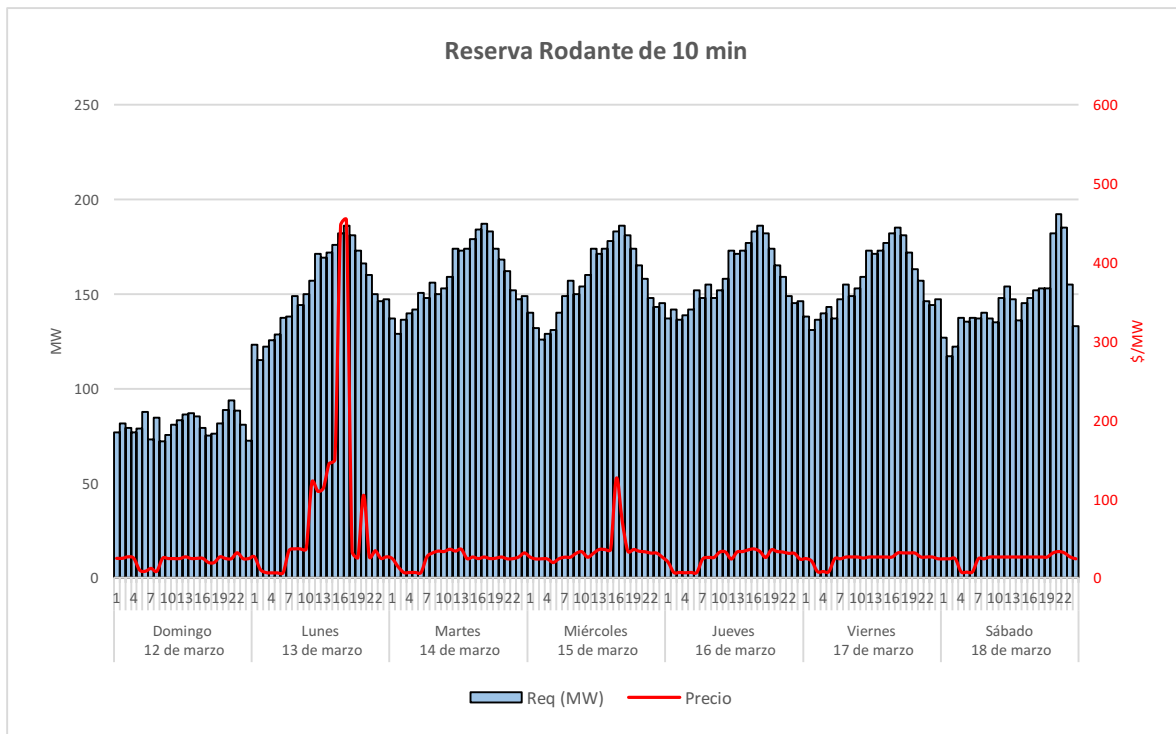
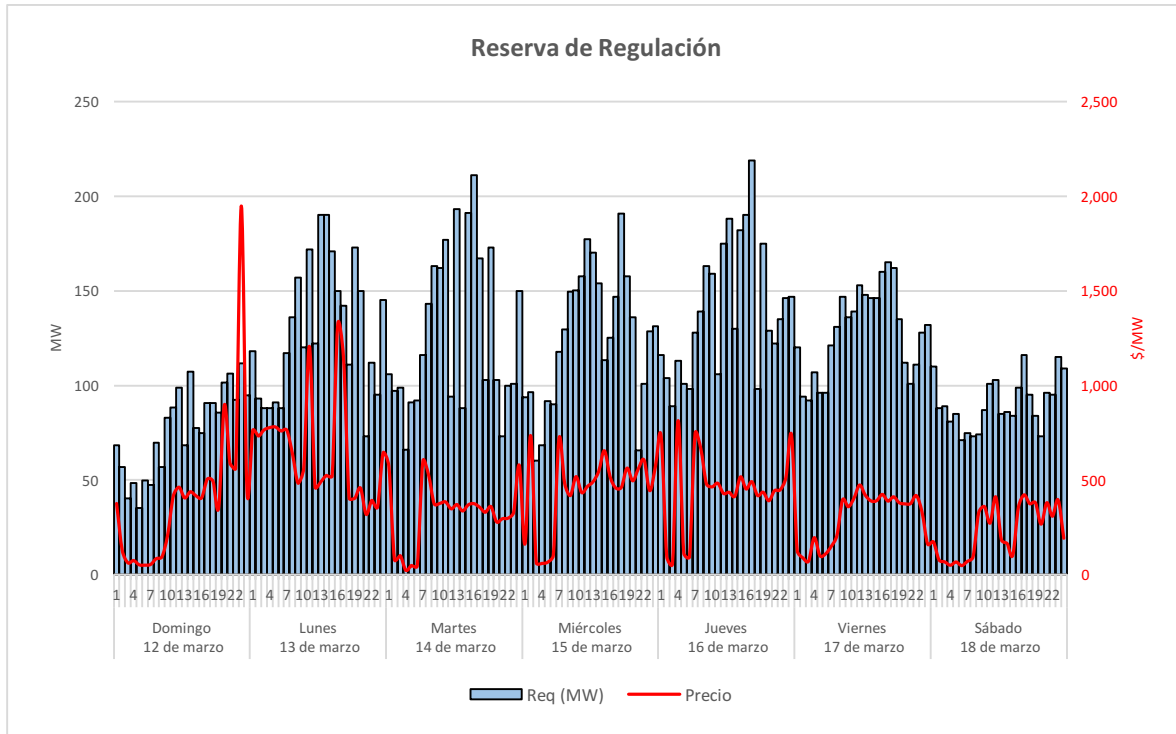


Figura 11. Servicios Conexos (Zona 3).

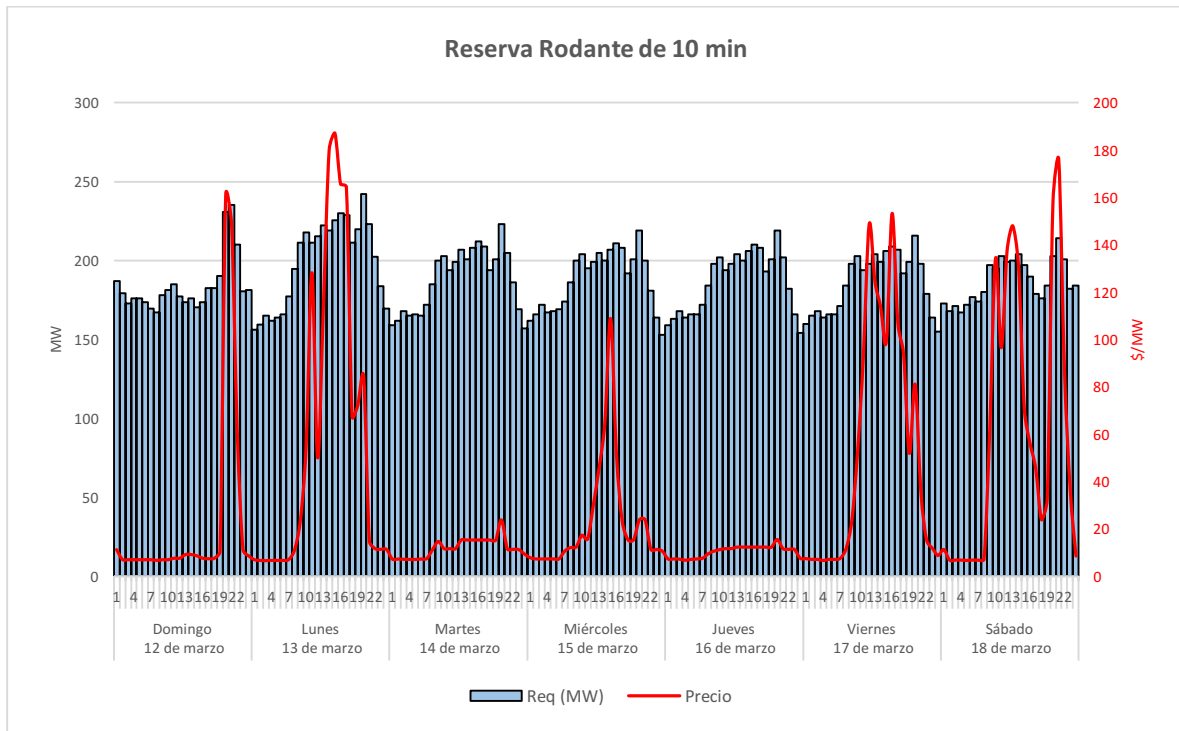
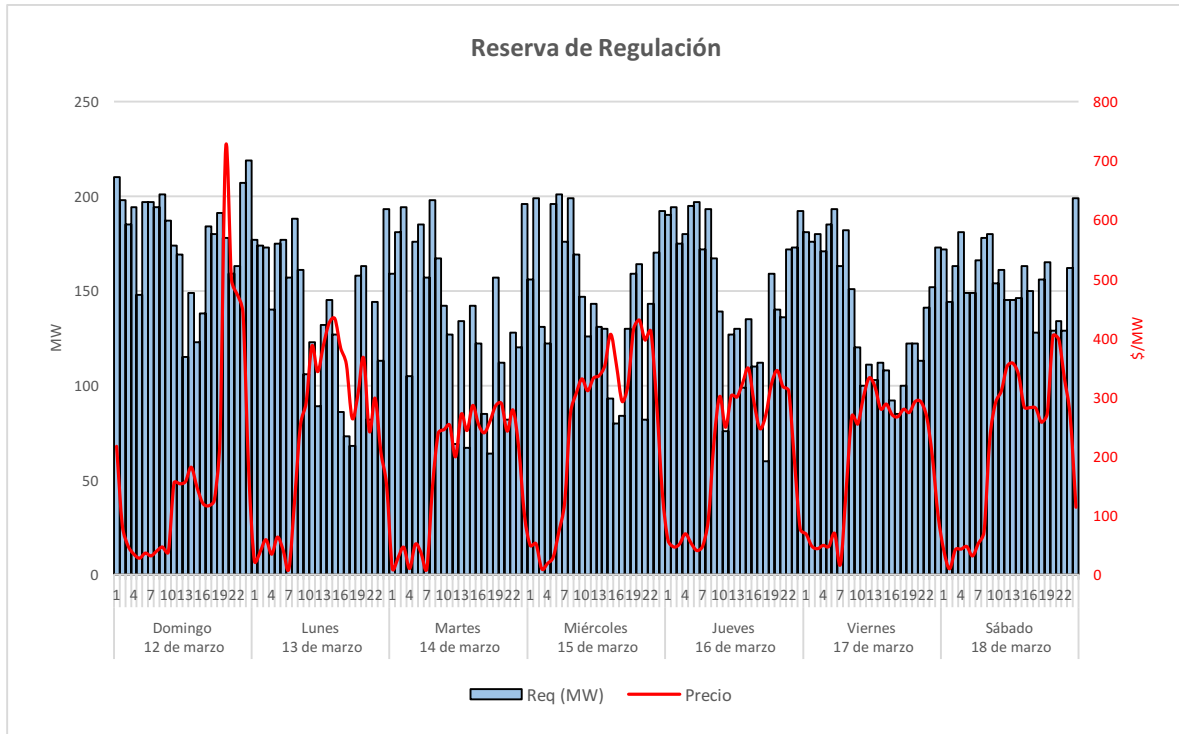


Figura 12. Servicios Conexos (Zona 4).

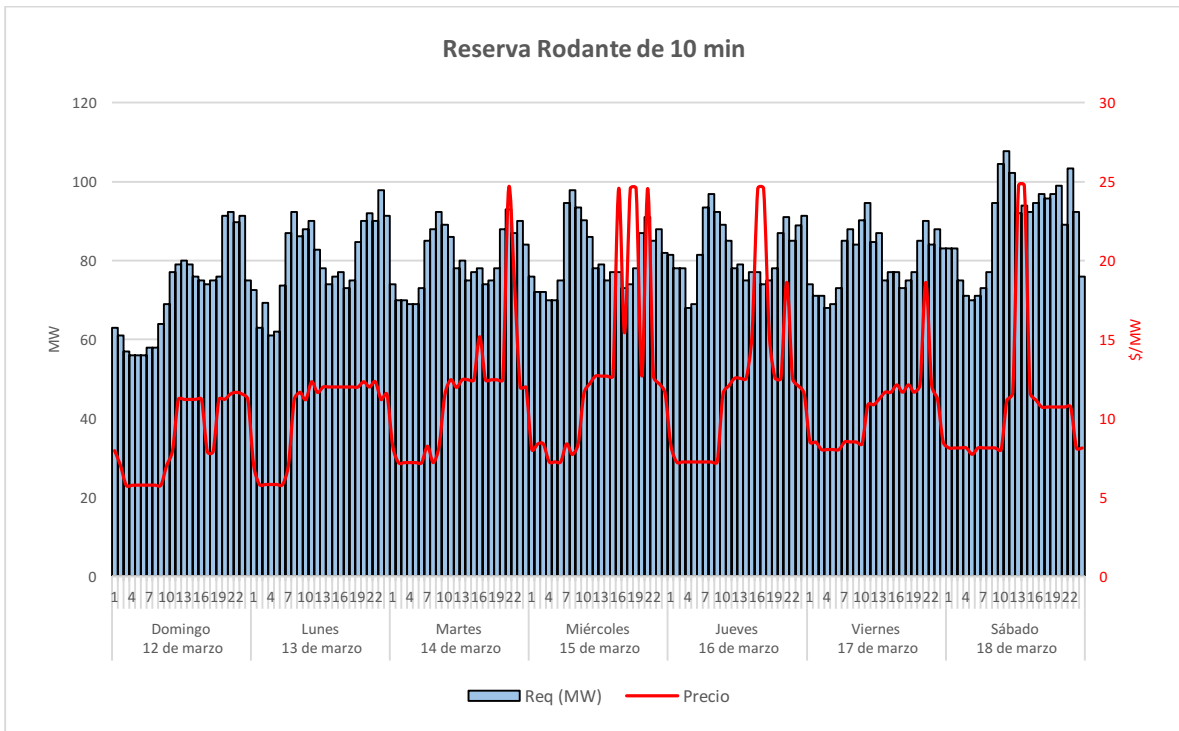
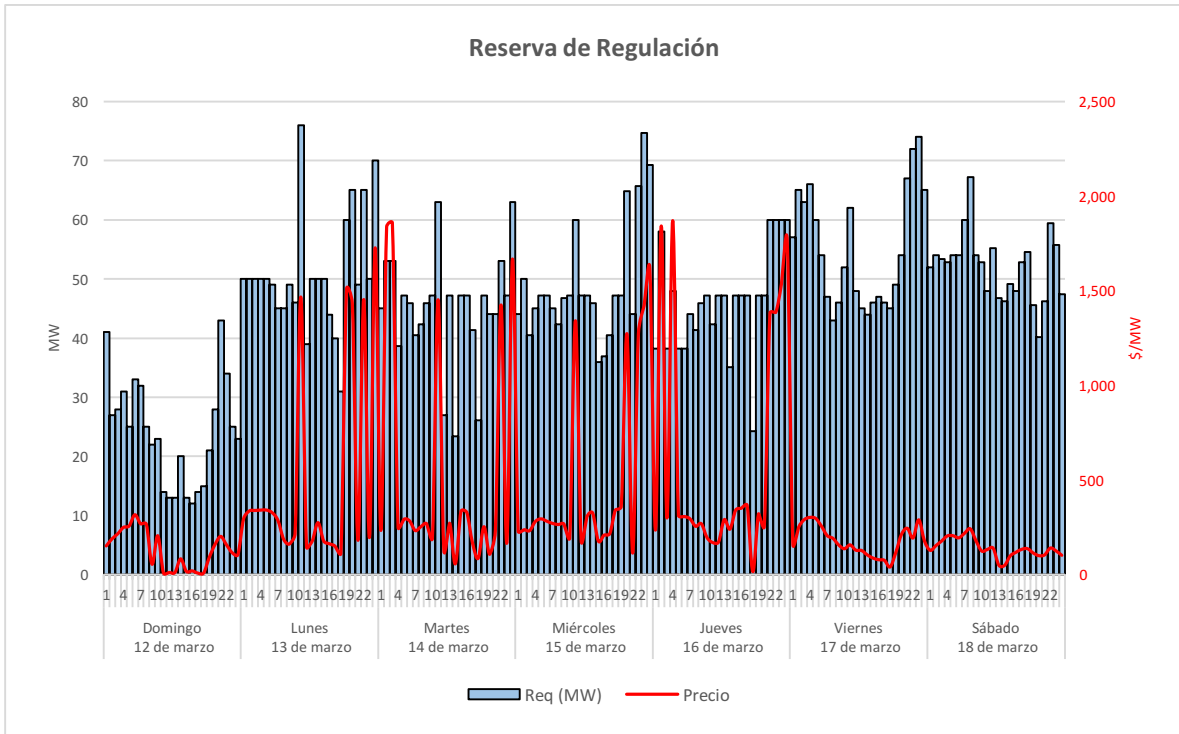


Figura 13. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 1).

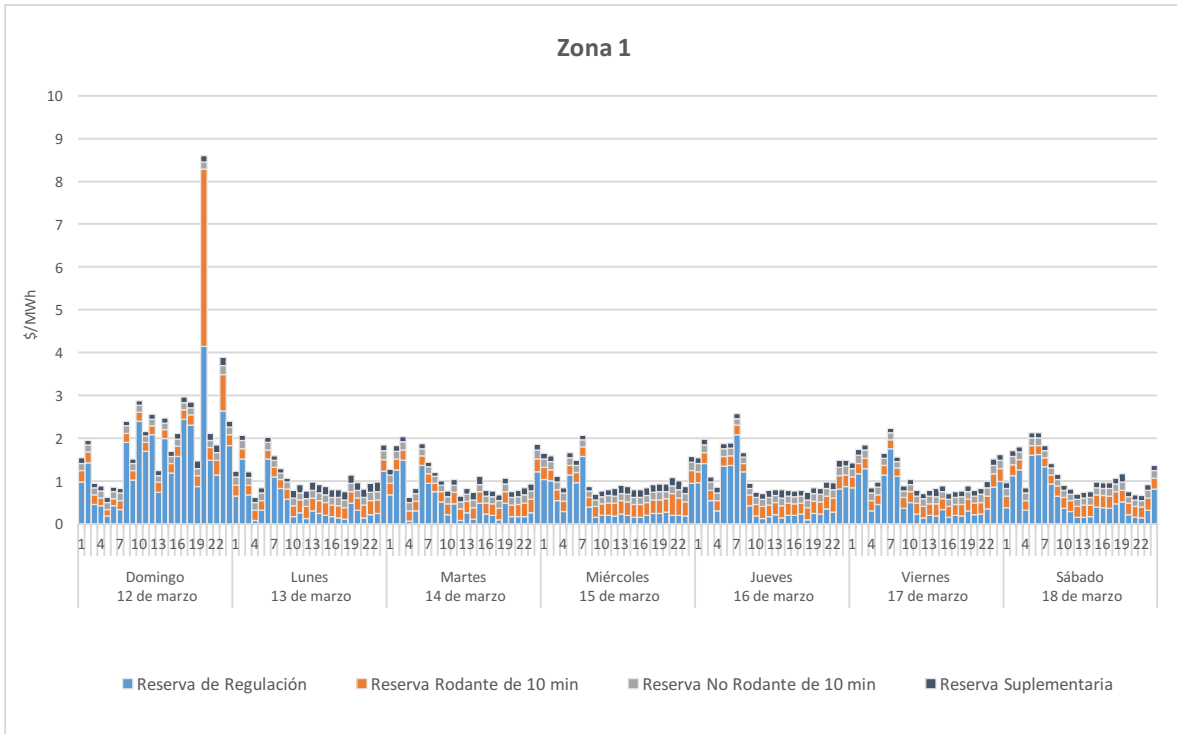


Figura 14. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 2).

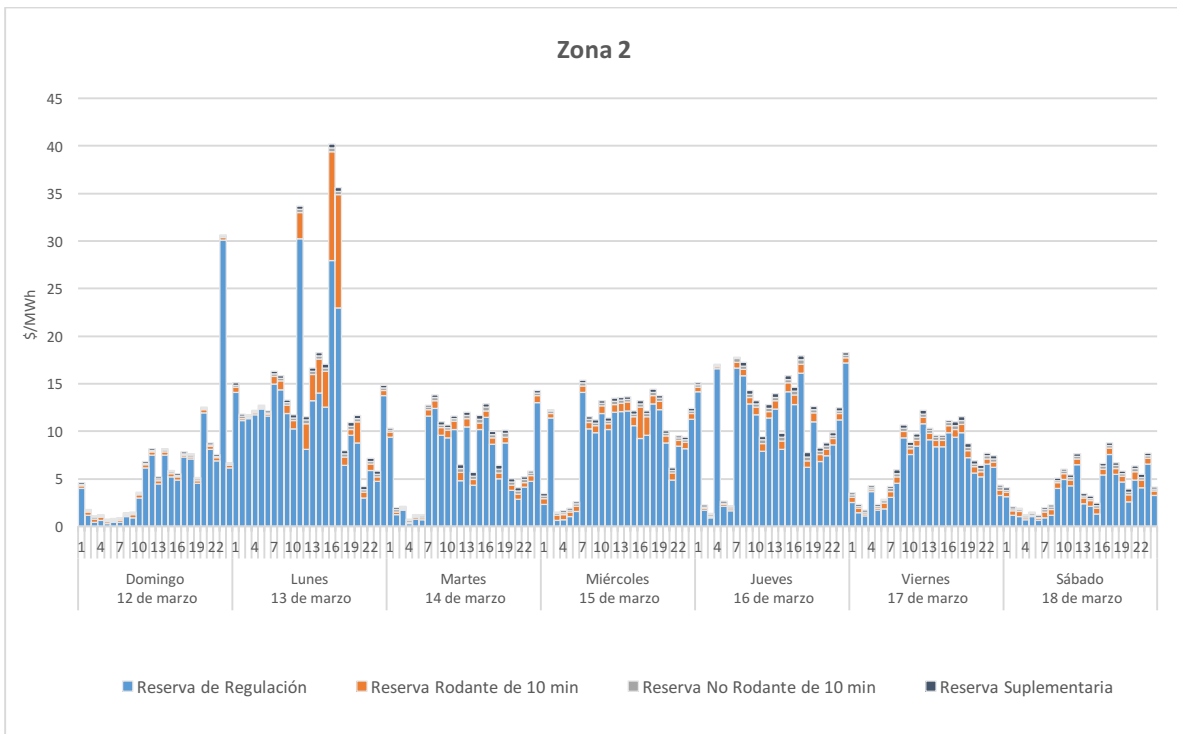


Figura 15. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 3).

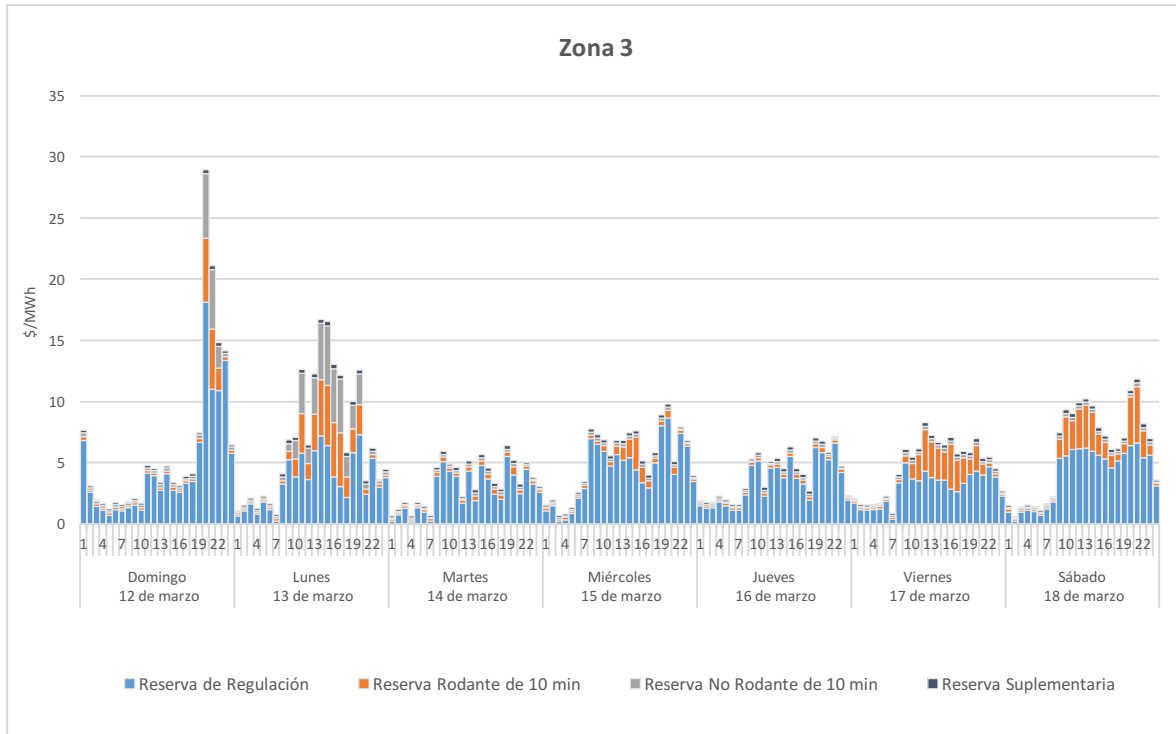


Figura 16. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 4).

