



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

03 al 09 de marzo del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.10/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,755.23 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **7,068.06 \$/MWh** y **21.76 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **03PNQ-400** y **03AGM-400**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,822.62 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,978.41 \$/MWh** y **75.91 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Huatulco** y **Tepic Vallarta**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **36,698.44 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **26,121.02 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.70%** proviene de Centrales Térmicas, **15.31%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.88%** proviene de Centrales No Despachables, **4.92%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.19%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.08%**, oferta Hidroeléctrica **19.63%**, Oferta CIL **11.20%**, Oferta No Despachable **5.76%** y Oferta Renovable **2.33%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **48,563 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,870.60 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **866.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Novillo**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **\_0-8 ENL PMY-RAP**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **\_0-22 ENL HERMOSILLO-SIN** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,800.95 \$/MWh**, **245.17 \$/MWh**, **611.63 \$/MWh** y **208.18 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos, así como el monto de la reserva asignada, fueron:

○ **Zona SIN.**

Precios (Max – Min) \$/MW	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
4,415.90 – 304.07	454.00 – 268.00	Regulación
1,015.27 – 8.05	847.00 – 470.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
03 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,032 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alarma de descargas parciales del generador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por fuga en el recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sistema de post-combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
04 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 823 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en alimentador de distribución, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por variación en el transductor de la potencia activa, y otra unidad para revisión por falla. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por atoramiento de válvula de control de vapor auxiliar, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
05 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,241 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de cuatro unidades, una unidad térmica por restricción de combustible, y tres unidades hidráulicas por salida de línea de transmisión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por operación de protección de temperatura en escape de cuerpo de alta presión, una unidad por falla en válvula de gobierno, una unidad por fuga en generador de vapor, una unidad por fuga de aceite del sistema hidráulico, y otra unidad por falla en transmisor de temperatura, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por baja presión de aceite, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
06 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 889 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula reguladora de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por pérdida de flama debido a falla en procesador de la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> </ol>

	<p>3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por baja presión de combustible, una unidad por pérdida de señales de presión y temperatura, una unidad por pérdida de ocho quemadores en caldera, y otra unidad por cierre de válvulas del cuerpo de alta presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</p>
07 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 951 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula del sistema de suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por contaminación química del ciclo, y dos unidades por falla en el sistema de ventilación de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de alimentación de caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
08 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,101 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en el generador de vapor, y otra unidad por falla en sensor de temperatura, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de vapor de baja presión, y otra unidad por tubos rotos, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el regulador automático de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
09 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,020 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por bajo vacío, y otra unidad por problemas en filtros de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fluctuación de presión de combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en domo inferior, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

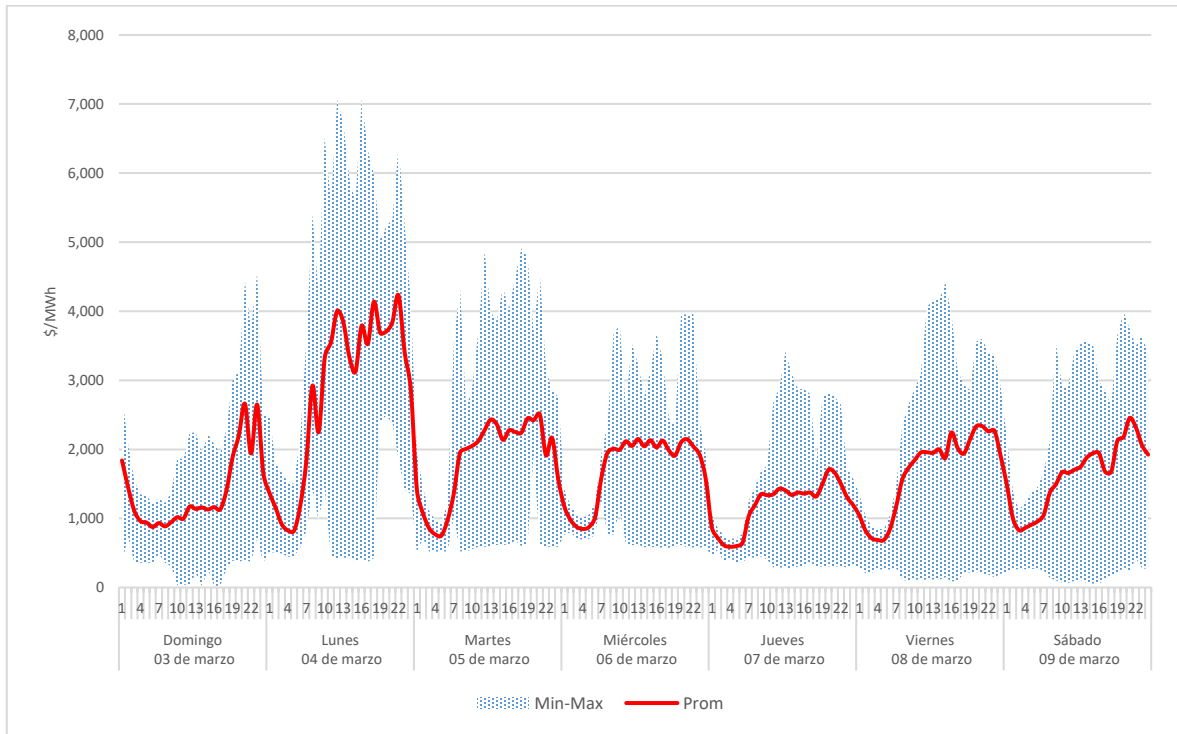


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

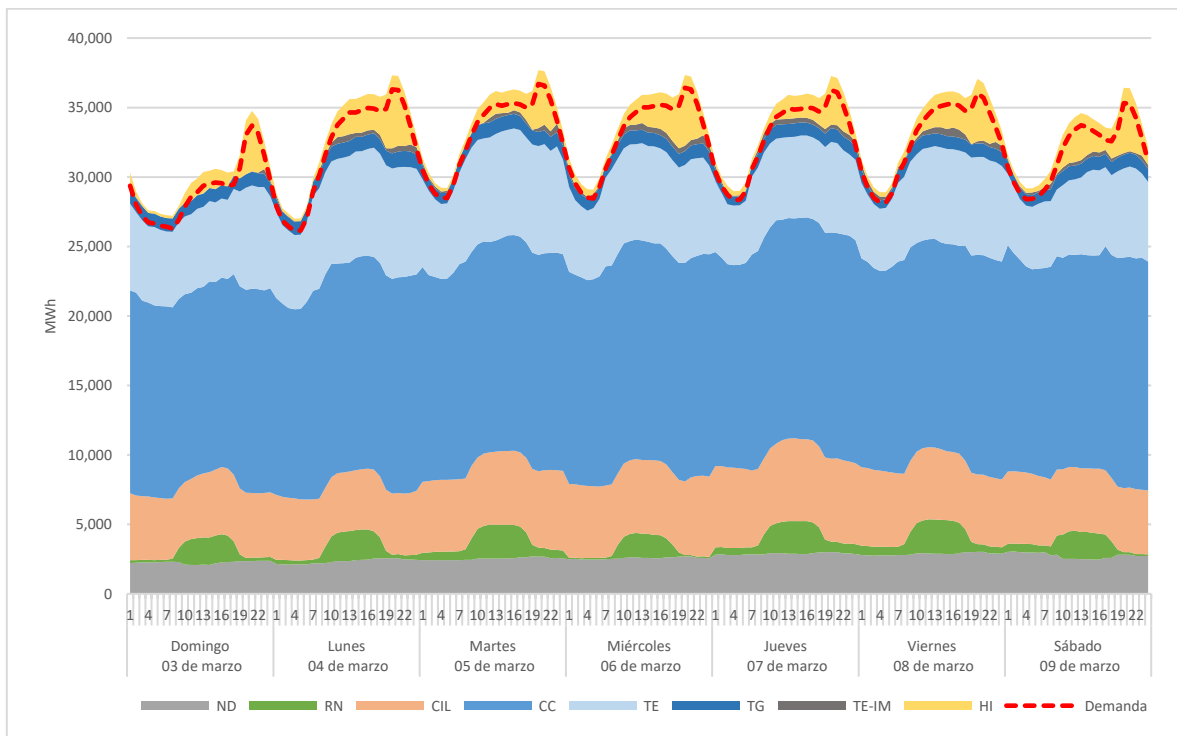


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

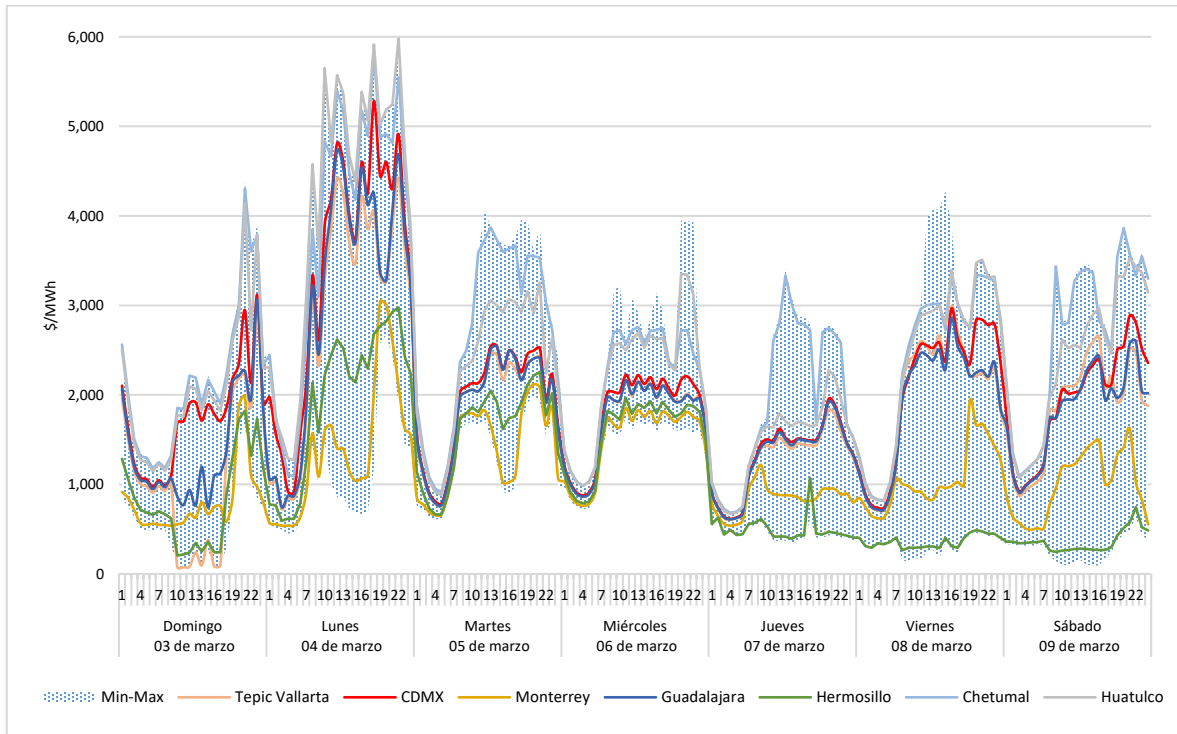


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

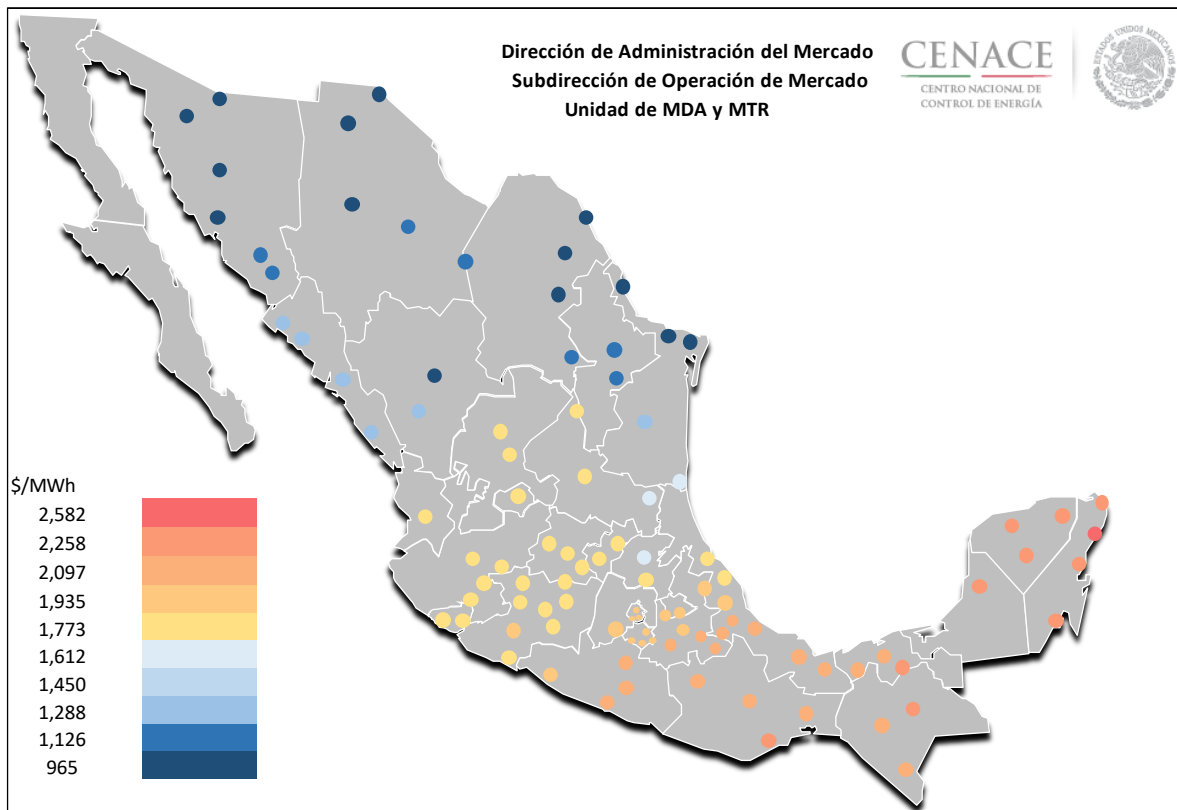


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

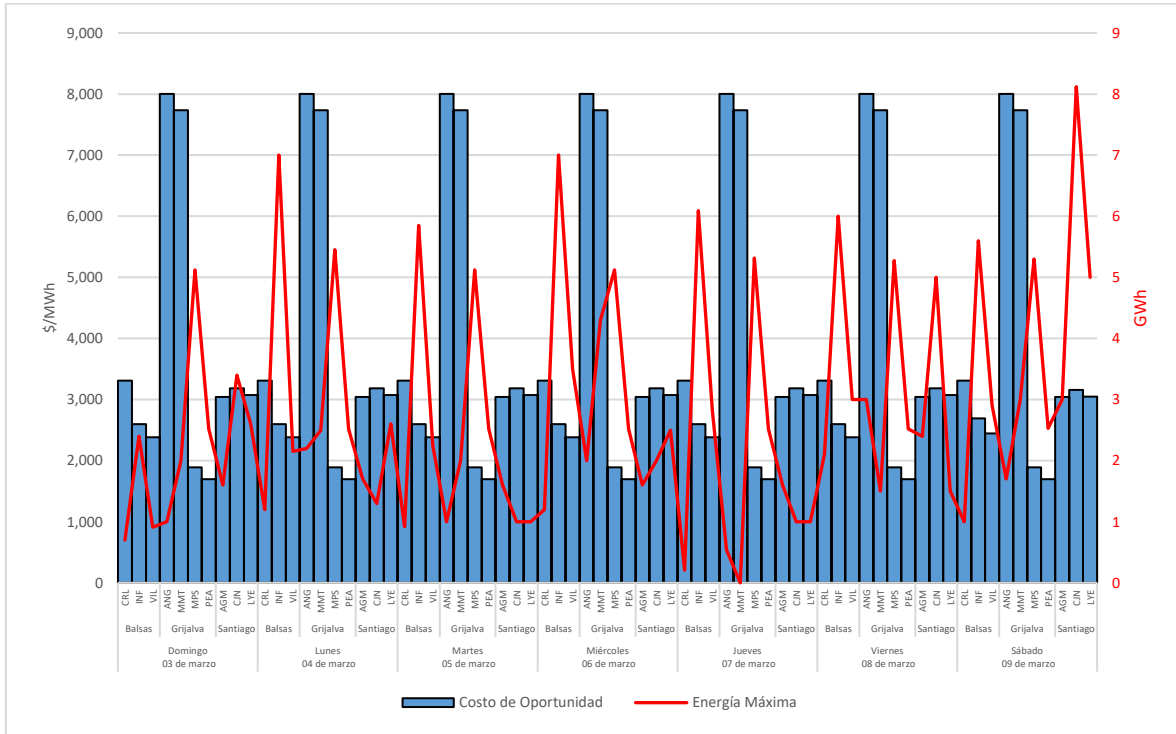


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

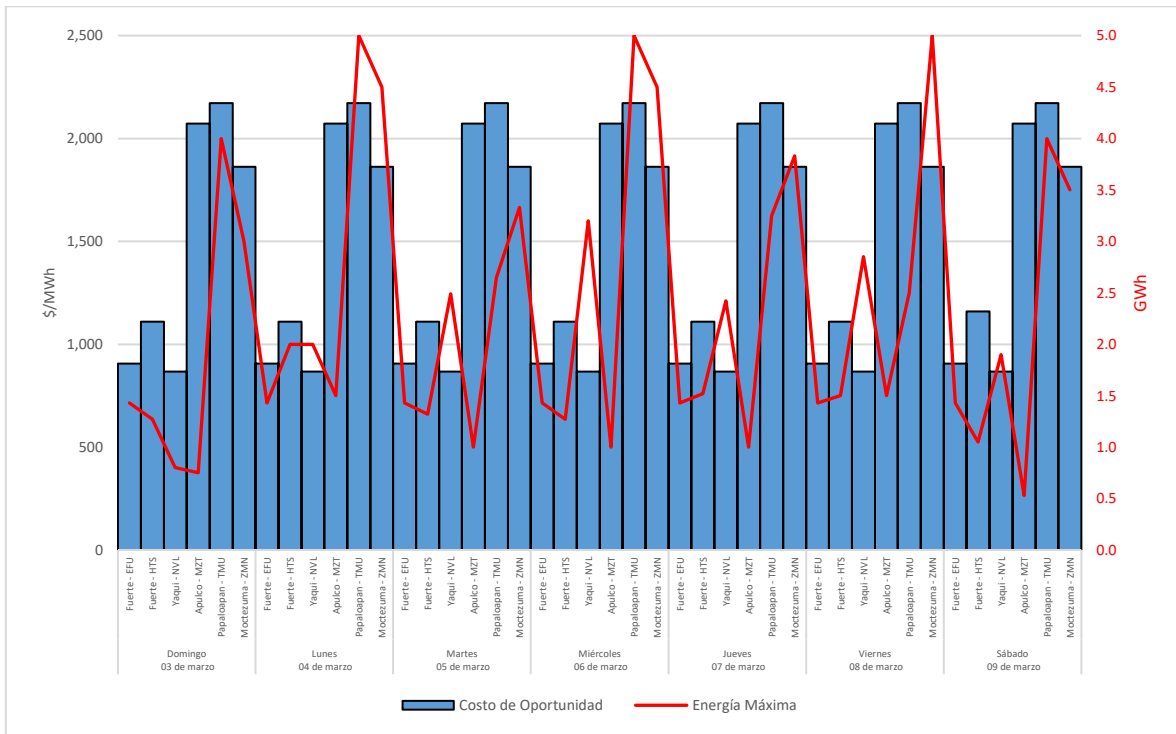


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

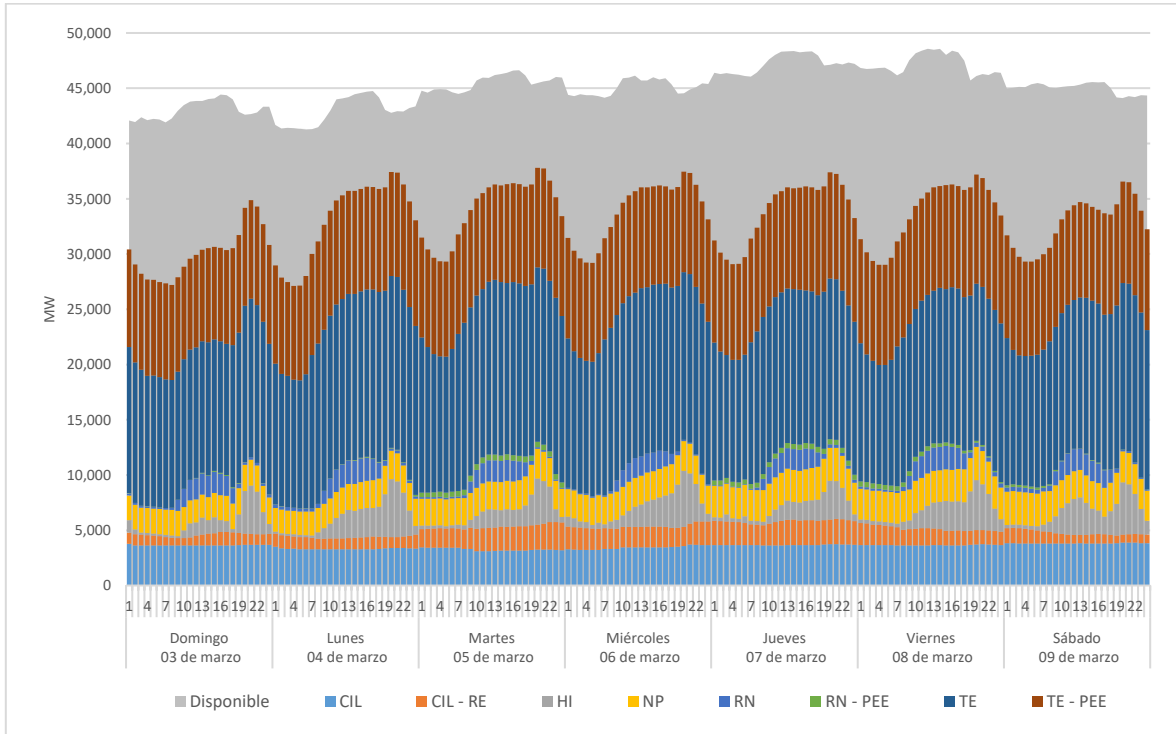


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

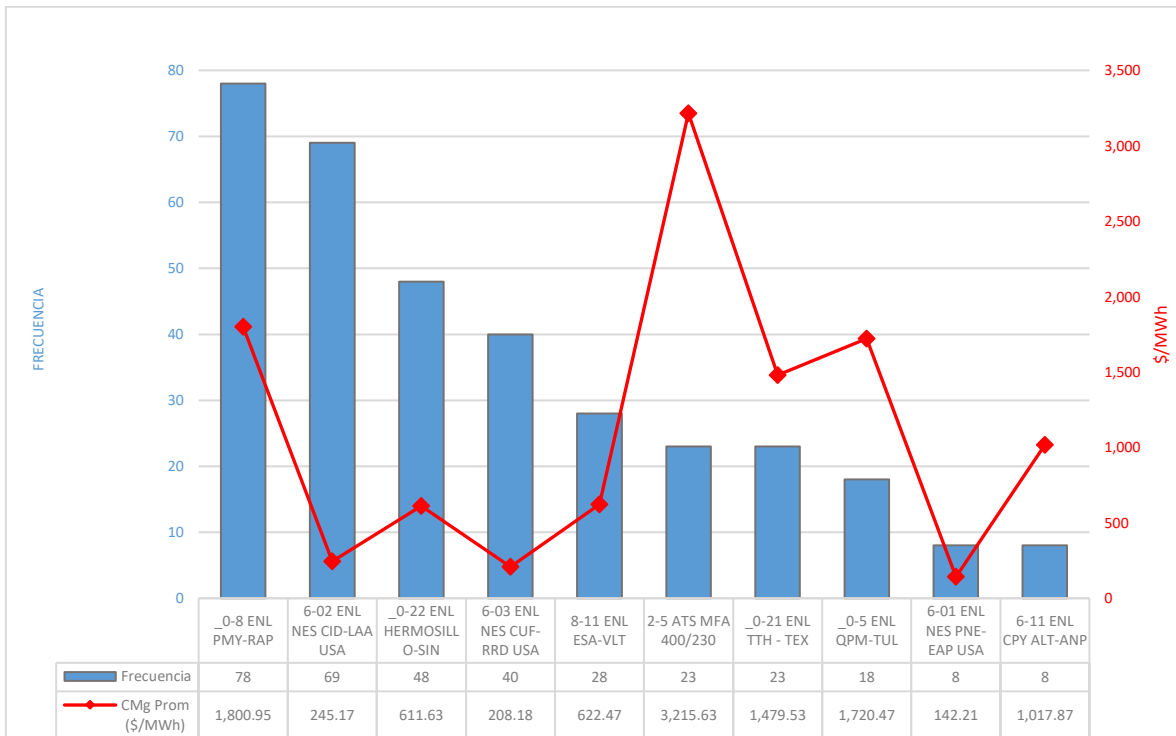




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

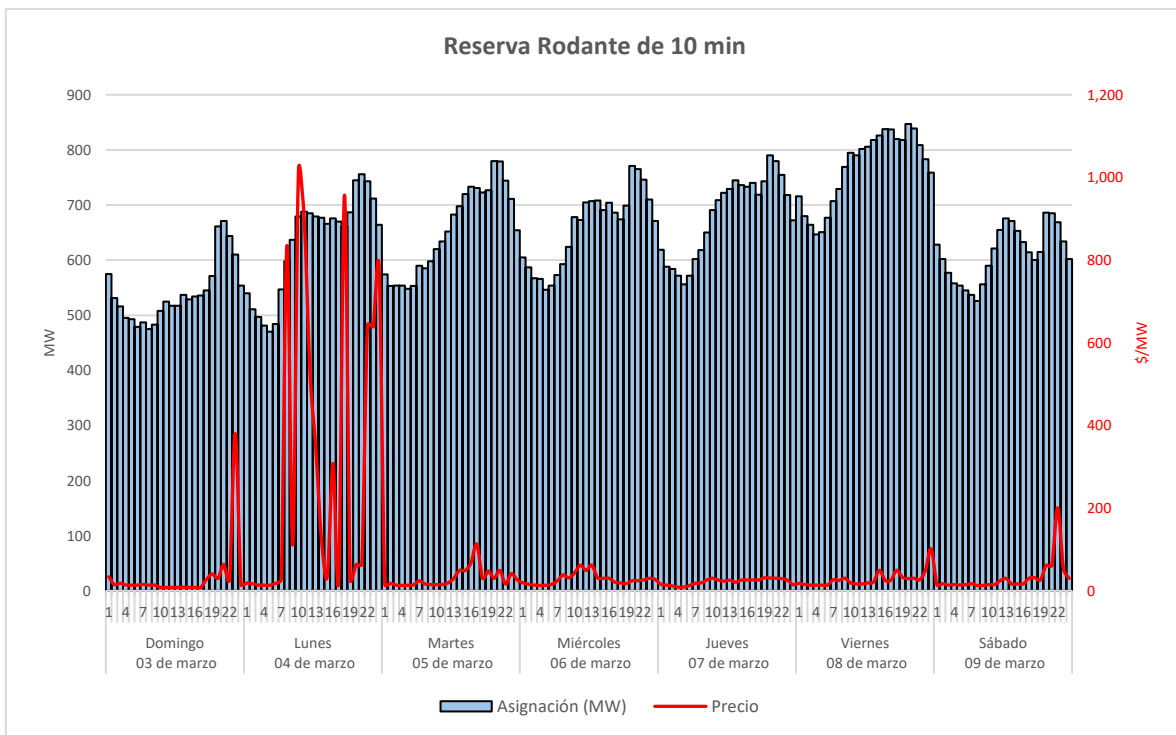
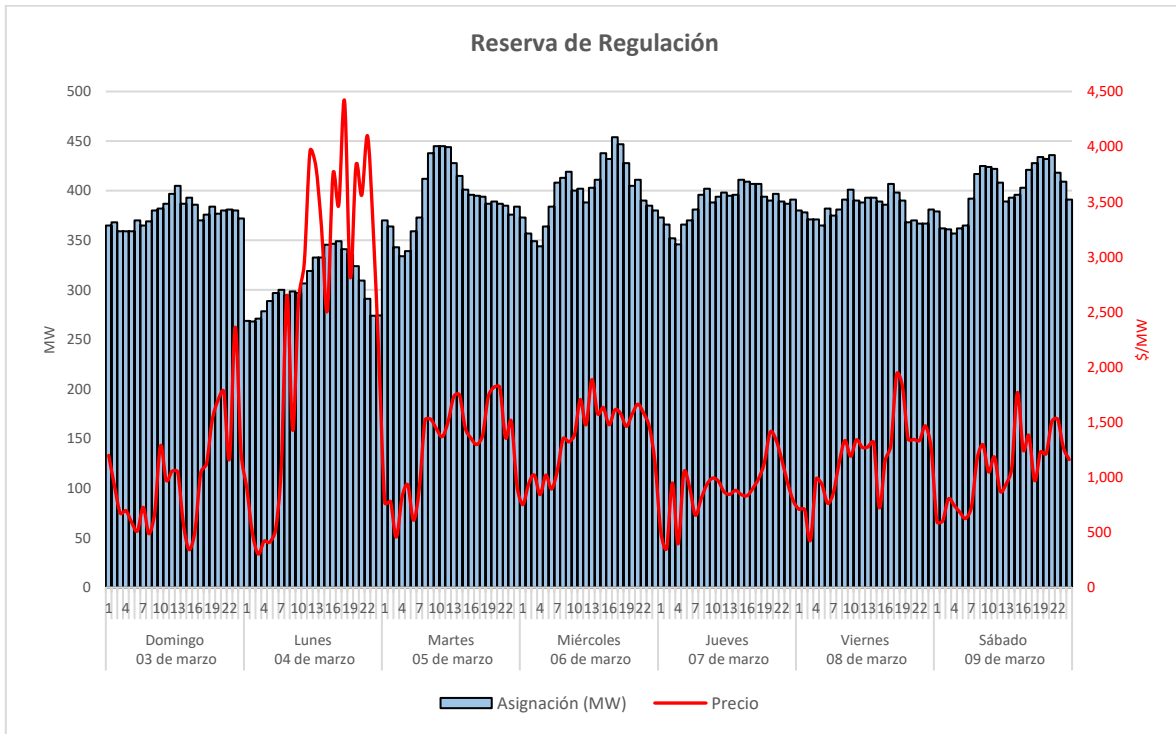


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

