



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

01 al 07 de julio del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.27/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,366.12 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,690.71 \$/MWh** y **141.43 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04ECC-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,397.93 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,647.87 \$/MWh** y **176.78 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Guaymas**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **40,903.66 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **29,250.07 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **66.23%** proviene de Centrales Térmicas, **14.92%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.73%** proviene de Centrales No Despachables, **10.68%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.44%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **62.01%**, oferta Hidroeléctrica **20.05%**, Oferta CIL **11.59%**, Oferta No Despachable **5.23%** y Oferta Renovable **1.12%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **49,566 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **1,623.19 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **2,300.30 \$/MWh** y **723.32 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Huites** y **Villita**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **0-15 ENL NTE-NES**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA** y **4-4 PGD-EPM**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **261.00 \$/MWh**, **1,011.38 \$/MWh**, **230.14 \$/MWh** y **1,597.47 \$/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-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
817.33 – 47.47	446.00 – 290.00	Regulación
125.91 – 16.25	1,302.00 – 724.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
01 de julio	Sin novedad.
02 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 931 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga en el generador de vapor, y dos unidades por desvío de la posición de los alabes que direccionan el aire hacia los quemadores, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en línea de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
03 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 585 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en subestación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por vibraciones en turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en caldera, y otra unidad por apertura de "bypass" de alta presión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
04 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 974 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas señales de vibración del turbo grupo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades, una unidad térmica por atoramiento en álabes de control, y una unidad hidráulica por daño en interruptor de control de VCD, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en tarjeta de "bypass" de alta presión, y otra unidad por falla en terminal del controlador de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
05 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 907 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 caldera, y otra unidad por operación en falso de la válvula de venteo de compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falso contacto en tablero de control del interruptor de unidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en alimentación de tarjeta de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
06 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 515 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de temperatura en compresor de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"><li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de hidrógeno en el sistema de enfriamiento del generador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li></ol>
07 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,190 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 dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li><li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li><li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el generador de vapor, y otra unidad por alta expansión diferencial, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

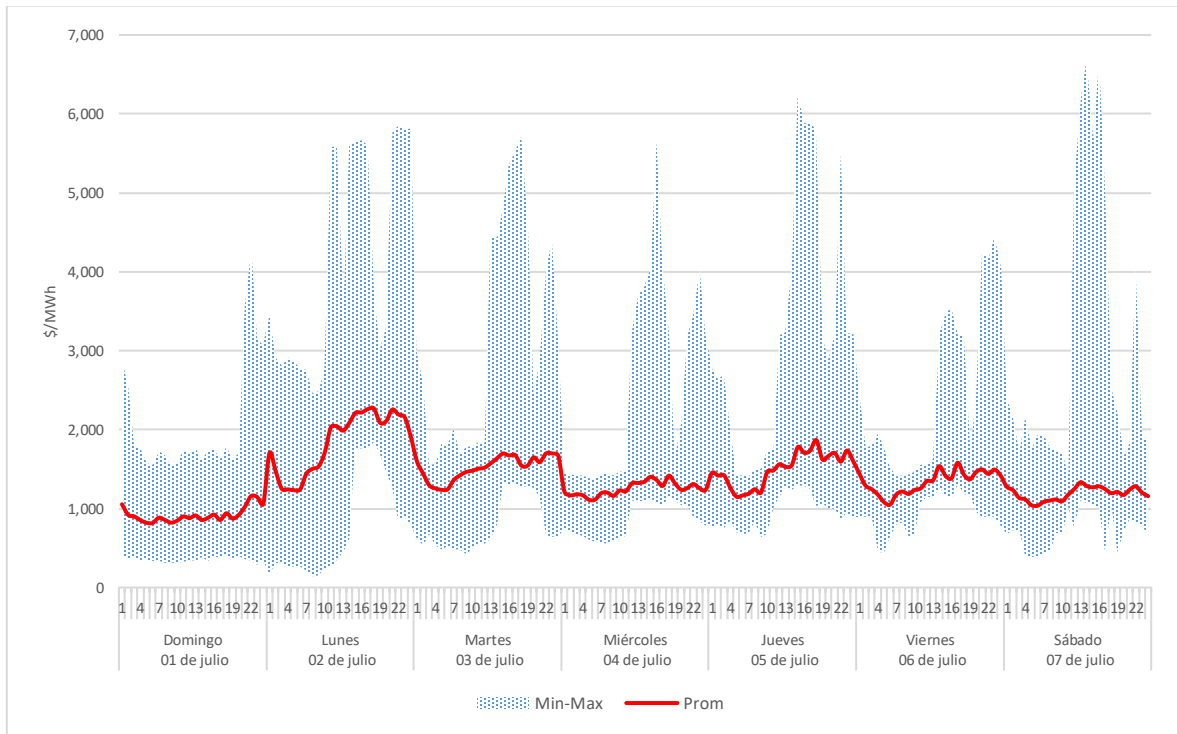


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

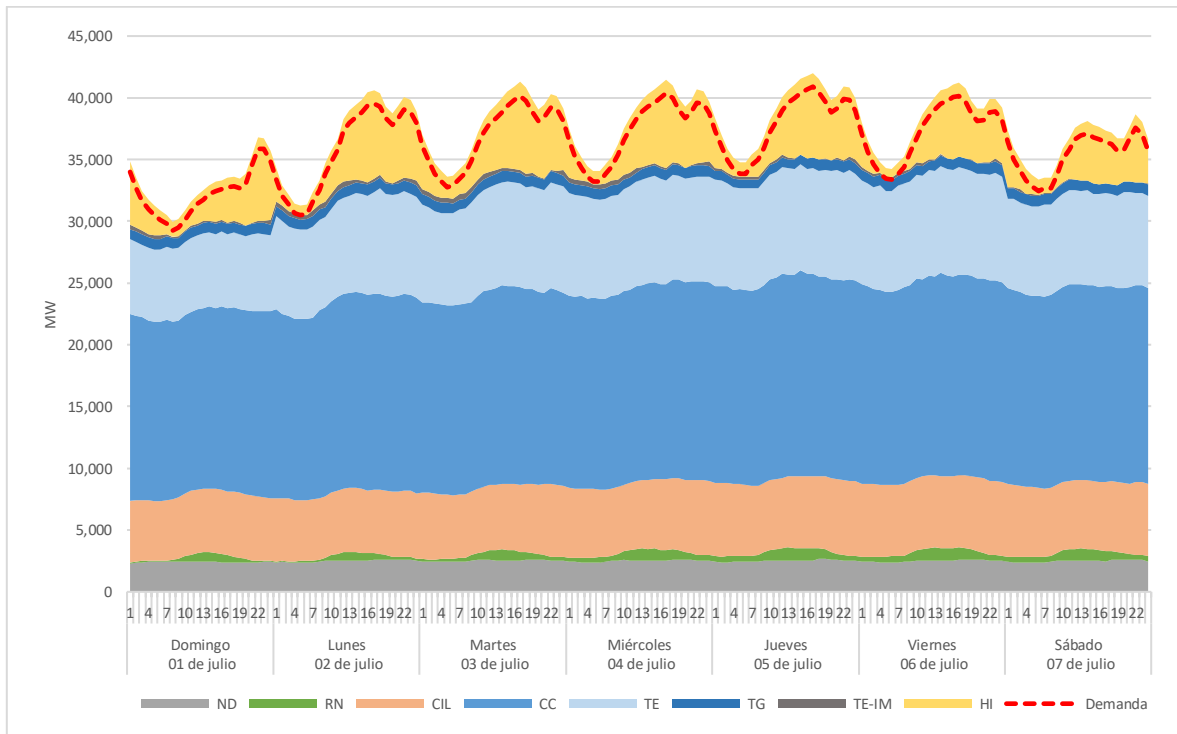


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

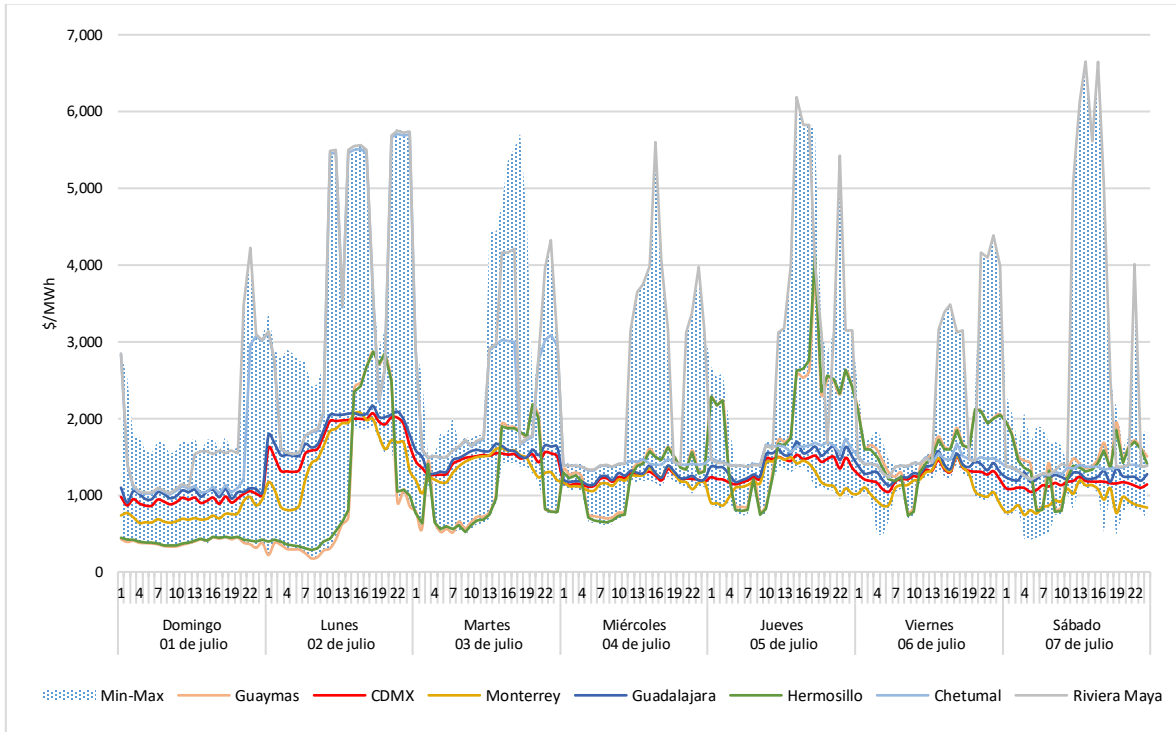


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

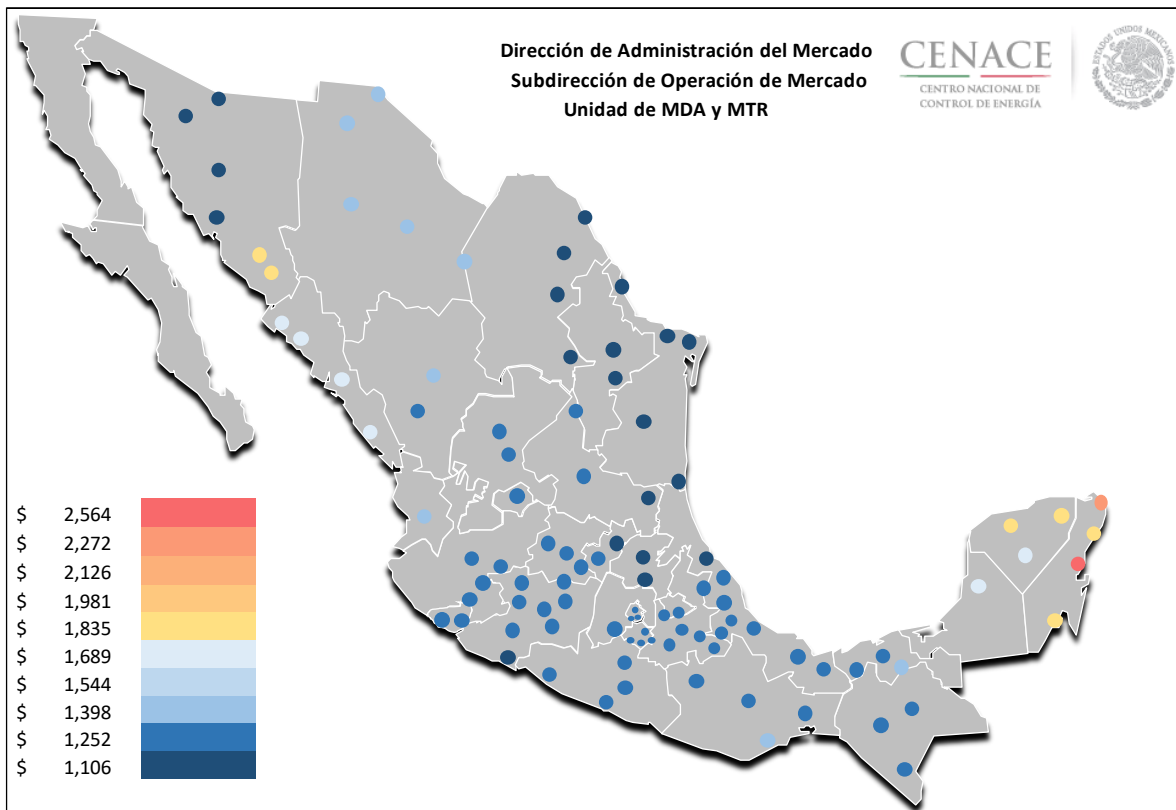


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

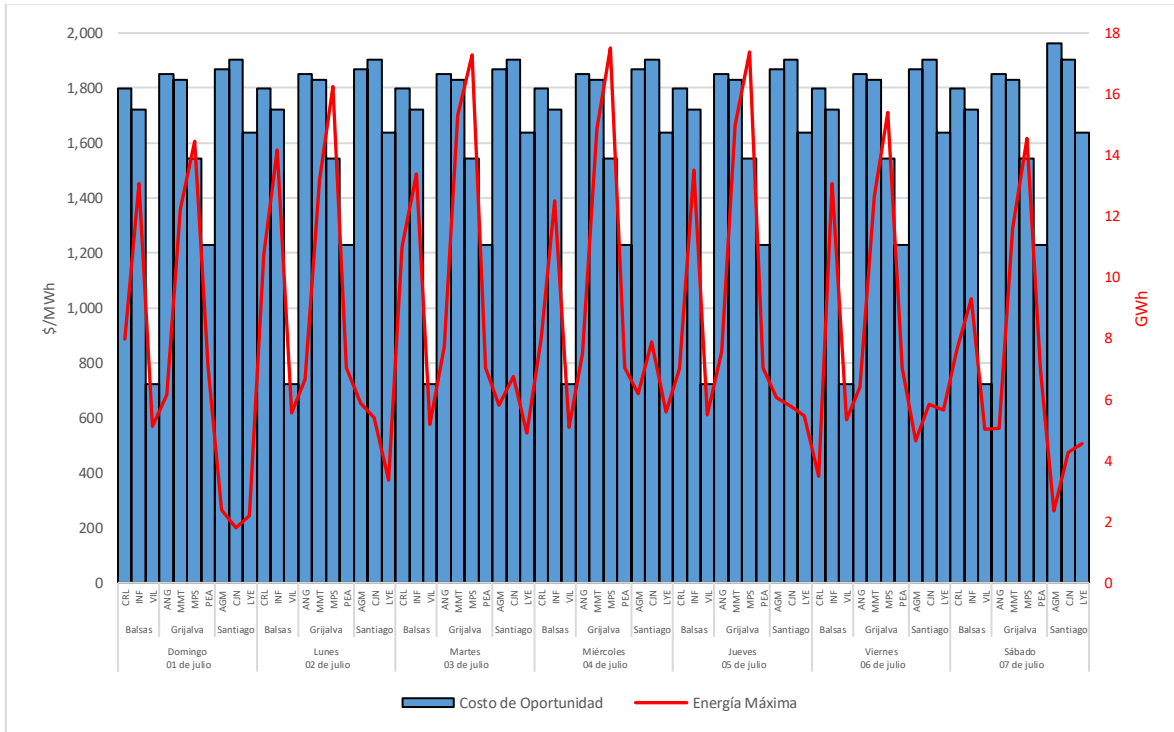


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

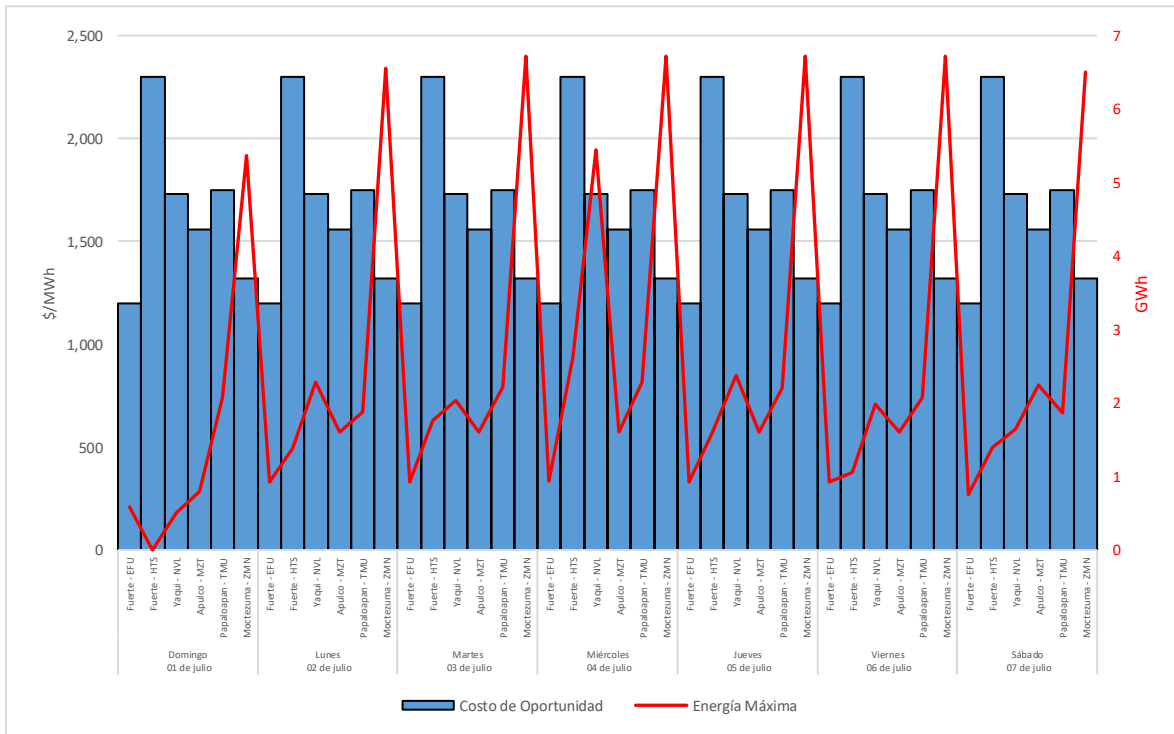


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

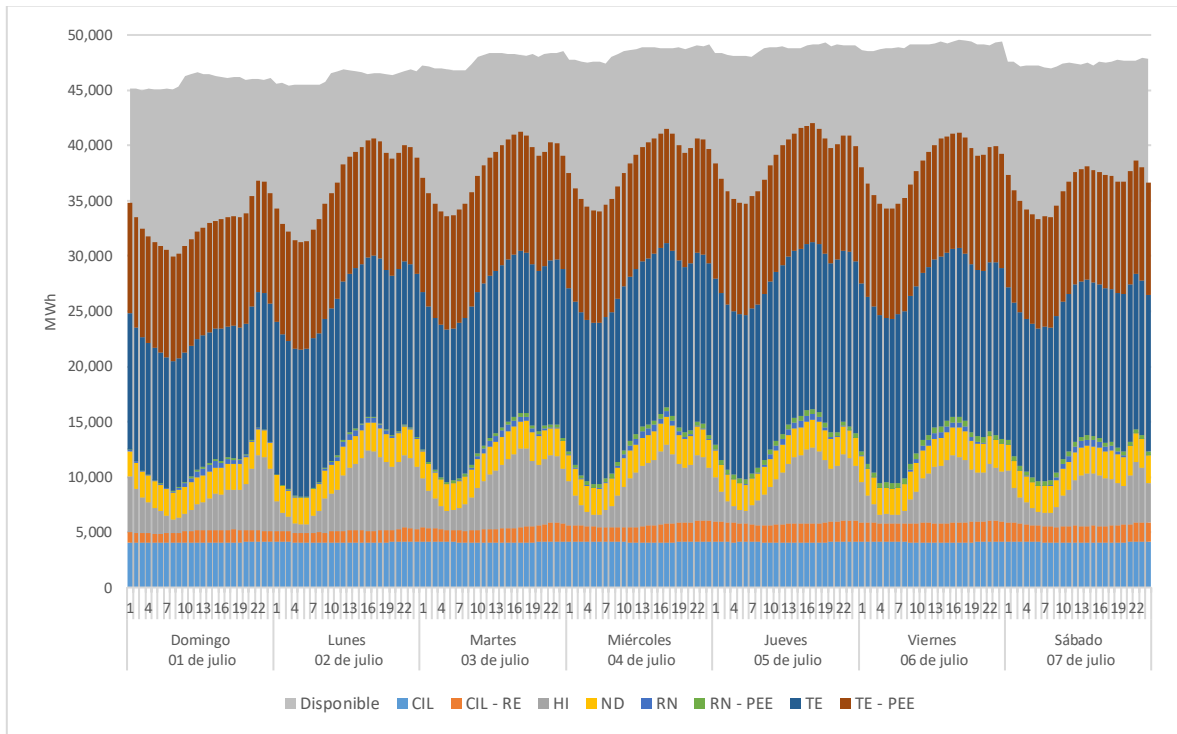


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

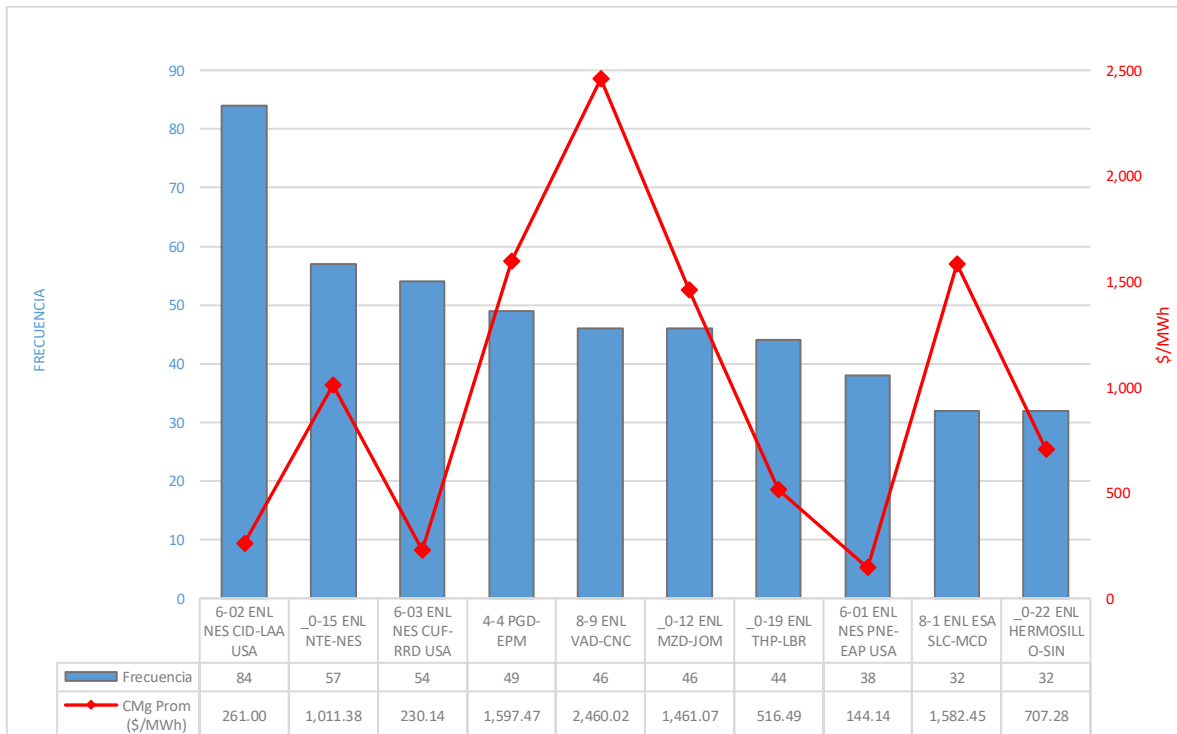




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

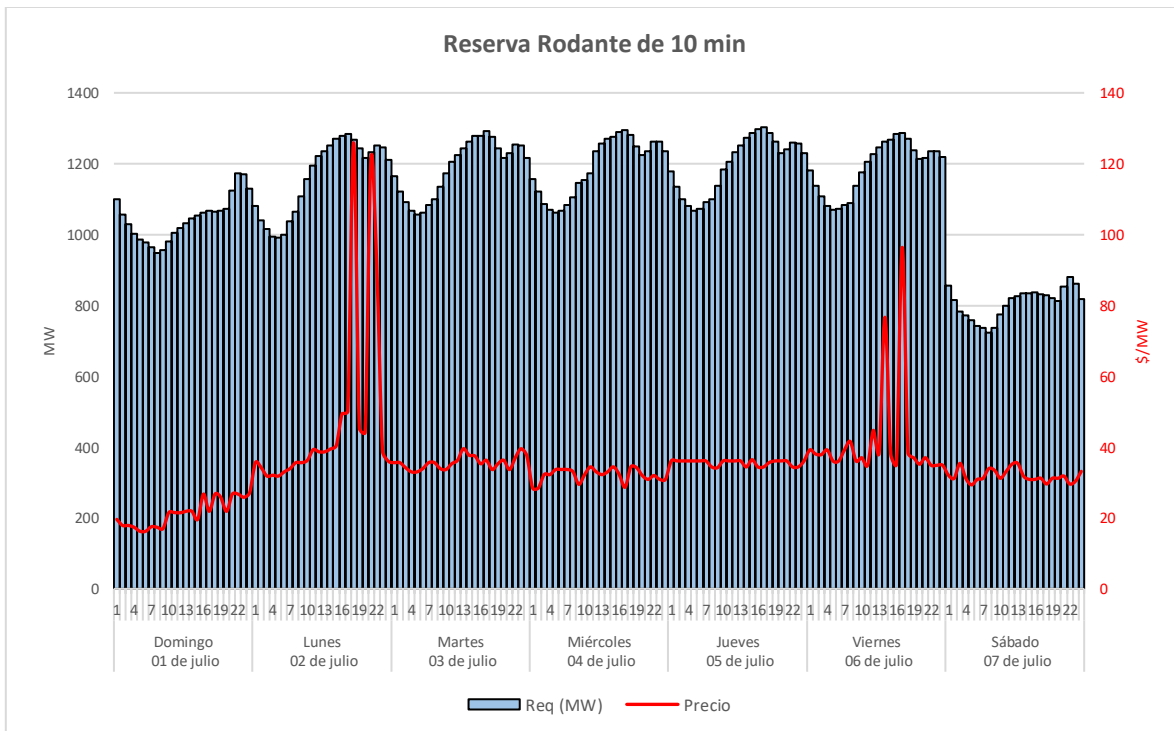
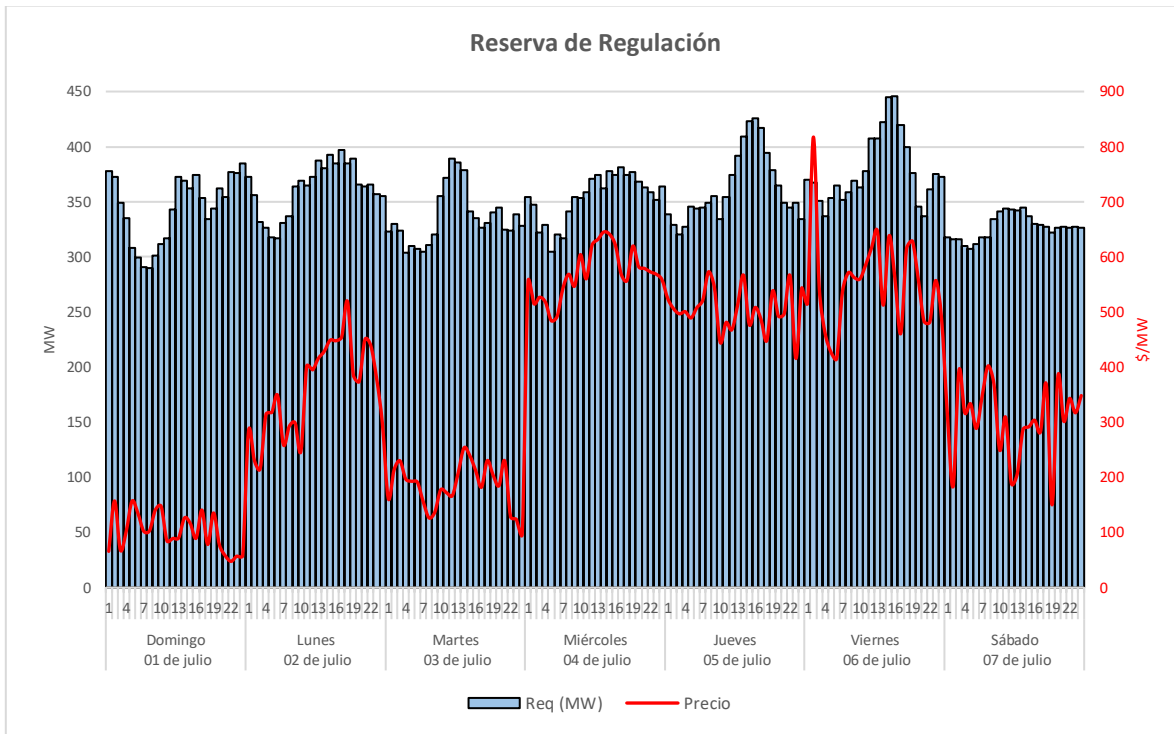


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

