



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

09 al 15 de junio del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.24/1.0	BCF / FSD

## **Puntos Relevantes del Mercado**

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,359.67 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,000.00 \$/MWh** y **3.16 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04MNV-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,427.44 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,124.17 \$/MWh** y **28.63 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Caborca**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día lunes con un valor de **41,833.00 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,185.03 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.48%** proviene de Centrales Térmicas, **13.16%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.78%** proviene de Centrales No Despachables, **7.17%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.41%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.80%**, oferta Hidroeléctrica **18.94%**, Oferta CIL **10.41%**, Oferta No Despachable **6.16%** y Oferta Renovable **2.69%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **52,309 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,294.25 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **5,180.50 \$/MWh** y **1,301.77 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **8-6 ENL TIC-DZT** y **6-01 ENL NES PNE-EAP USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **293.83 \$/MWh**, **736.05 \$/MWh**, **2,080.21 \$/MWh** y **288.65 \$/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
1,495.80 – 280.42	423.00 – 289.00	Regulación
166.21 – 6.93	696.00 – 240.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
09 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,335 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en tarjeta electrónica de válvula de control de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en posición de válvula de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura de escape, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>4. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad para cambio de válvula de combustible, una unidad por fuga en el generador de vapor, una unidad por problemas de baja presión, y dos unidades por falla en subestación eléctrica, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
10 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 884 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por sobre corriente en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por disturbio en presión de hogar, y otra unidad por falla en sistema de control de protecciones de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
11 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 947 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por pérdida de excitación del regulador automático de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en válvula de seguridad en domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en el generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por sobretensión debido a descarga atmosférica cercana a la subestación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
12 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,336 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en autómatas de cambio de servicios auxiliares, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por cortocircuito en cableado de la protección 86G, una unidad por tubo roto en generador de vapor, y otra unidad por fuga en aceite de sellos del generador eléctrico, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>

13 de junio	Indisponibilidad por un total de 395 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo flujo en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li><li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>
14 de junio	Indisponibilidad por un total de 119 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li><li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>
15 de junio	Indisponibilidad por un total de 785 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de agua en el sistema de circulación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li><li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alto consumo del recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li><li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor, y otra unidad por fuga de gases calientes en la junta de expansión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

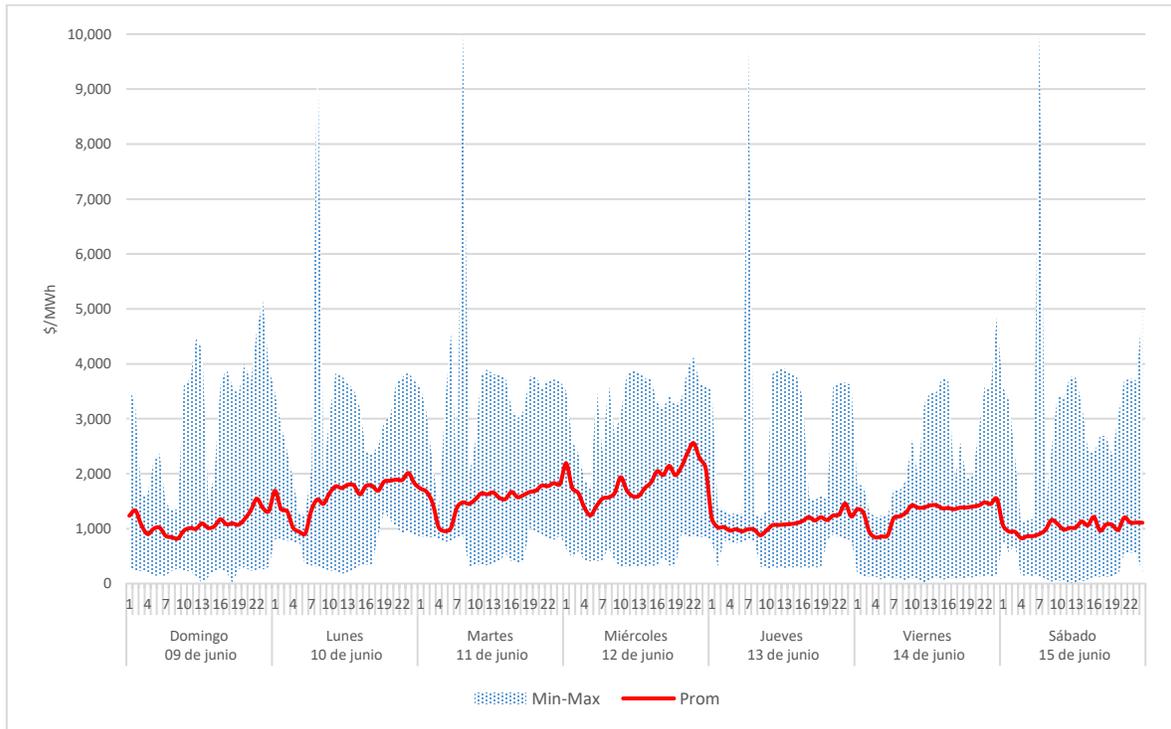


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

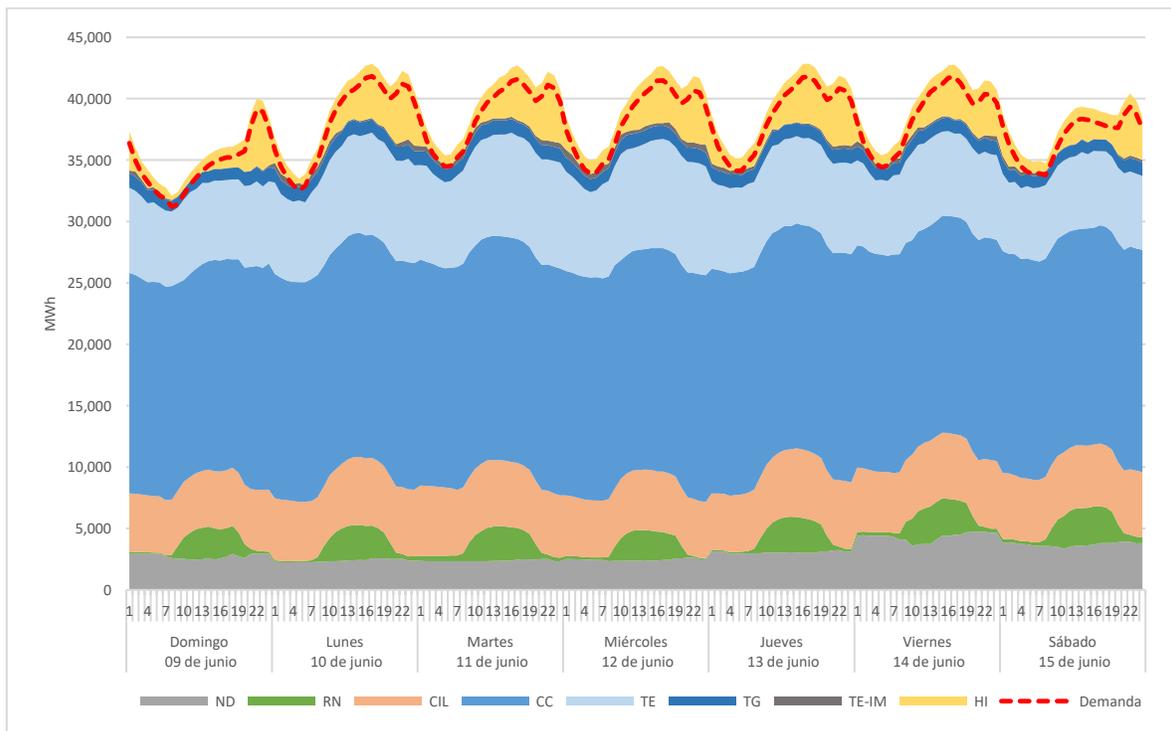


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

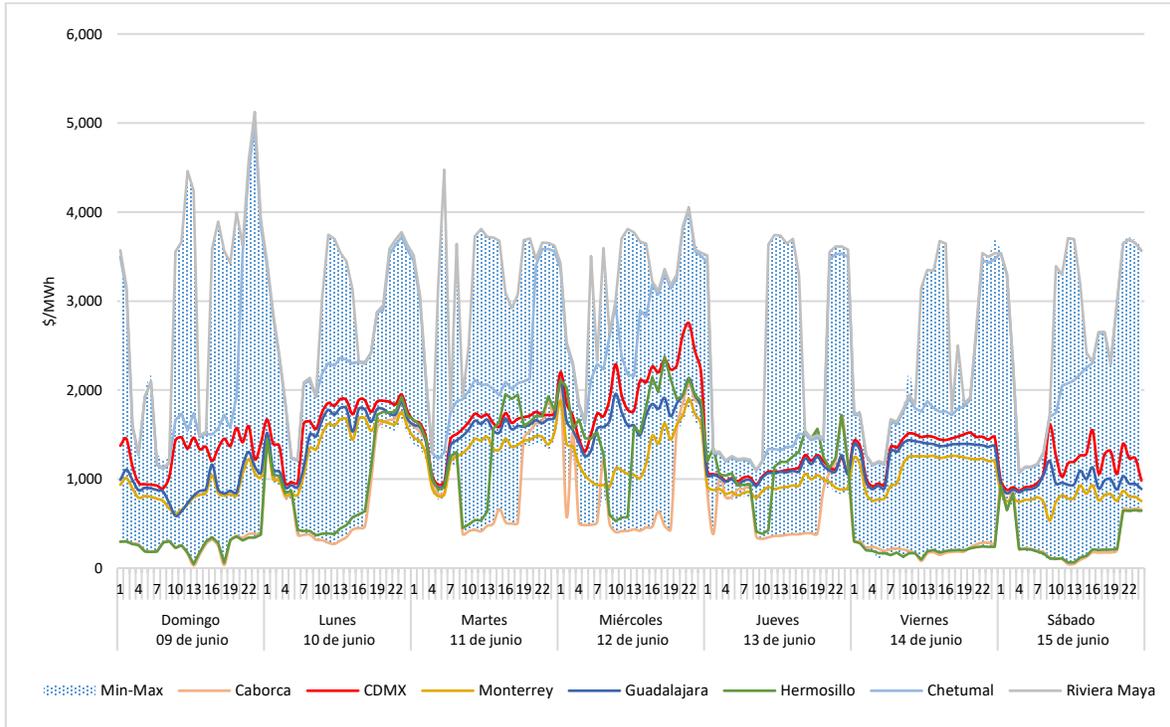


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

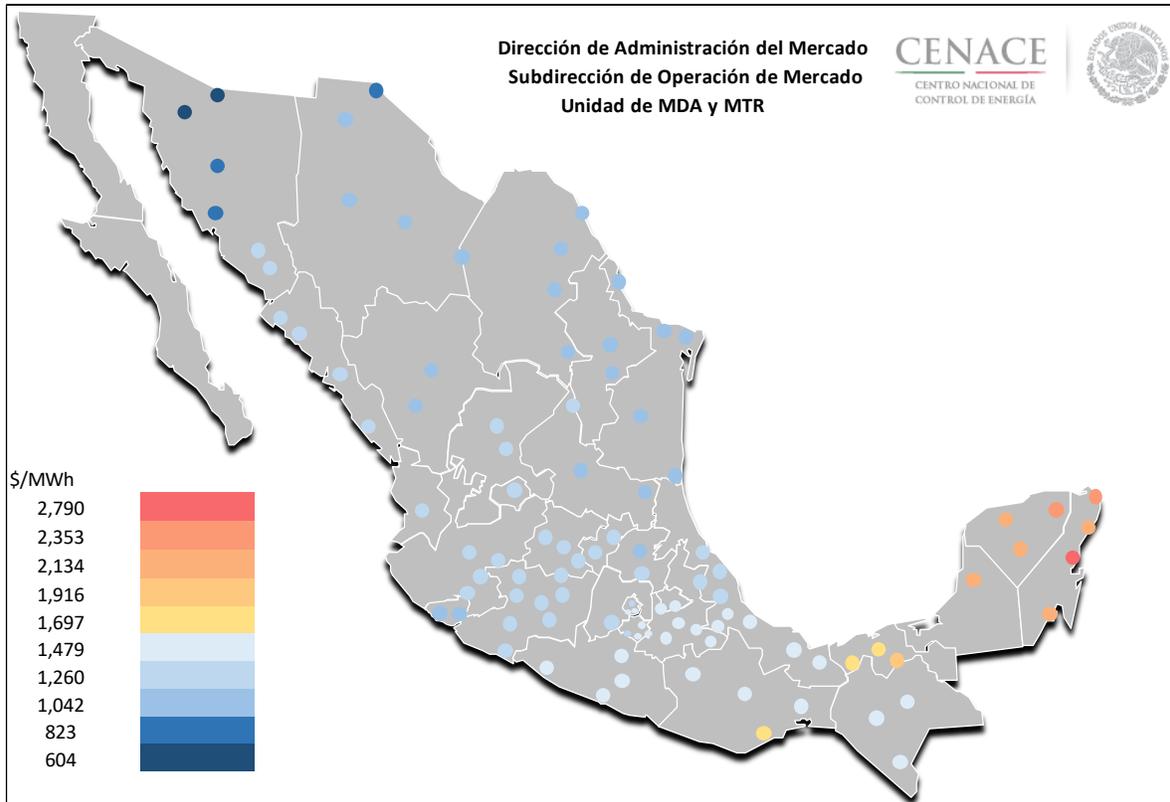




Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

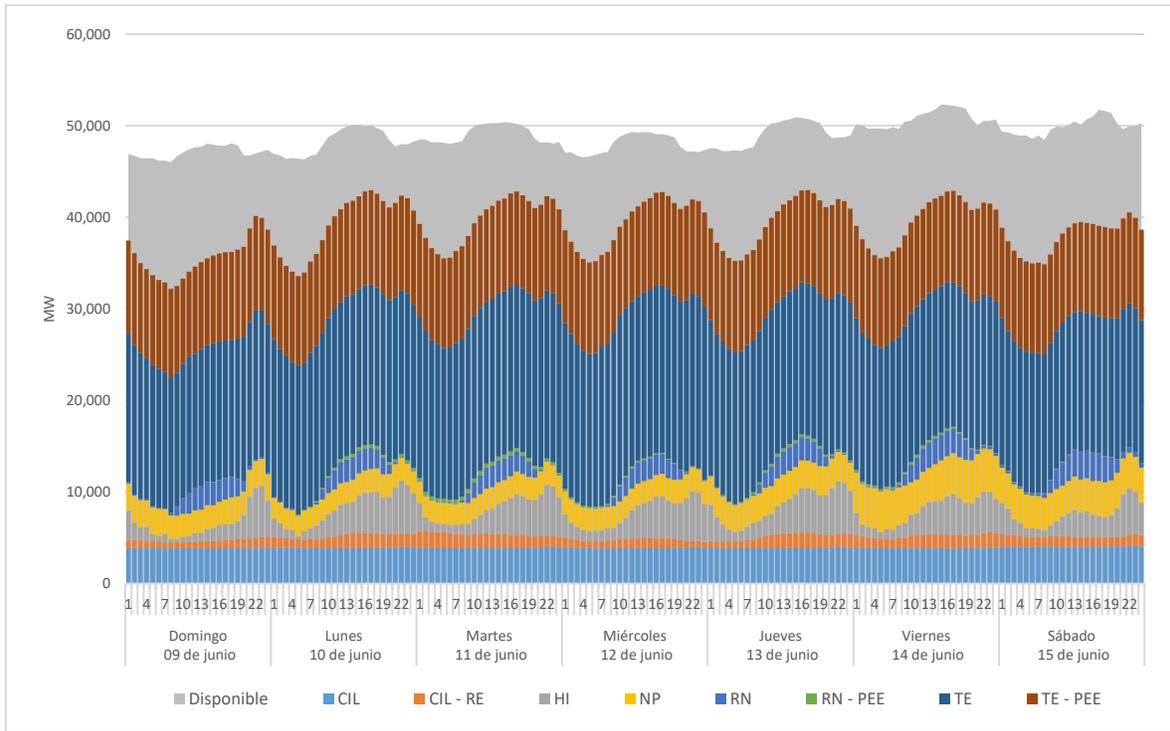


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

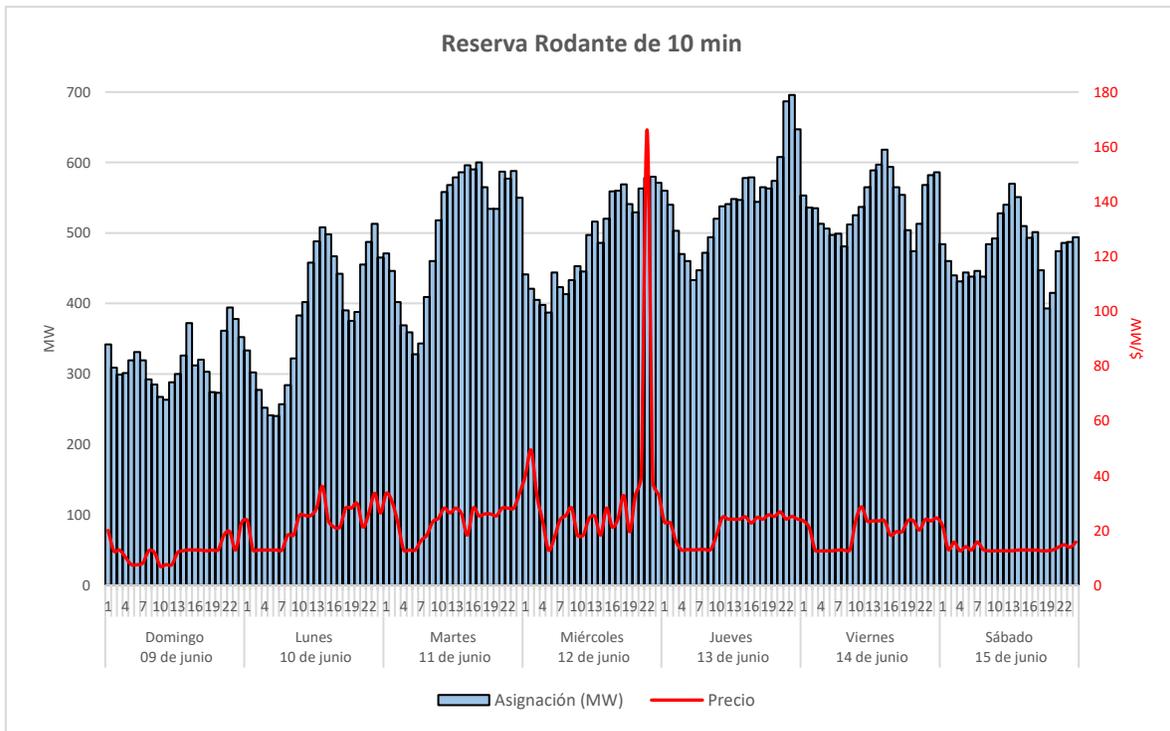
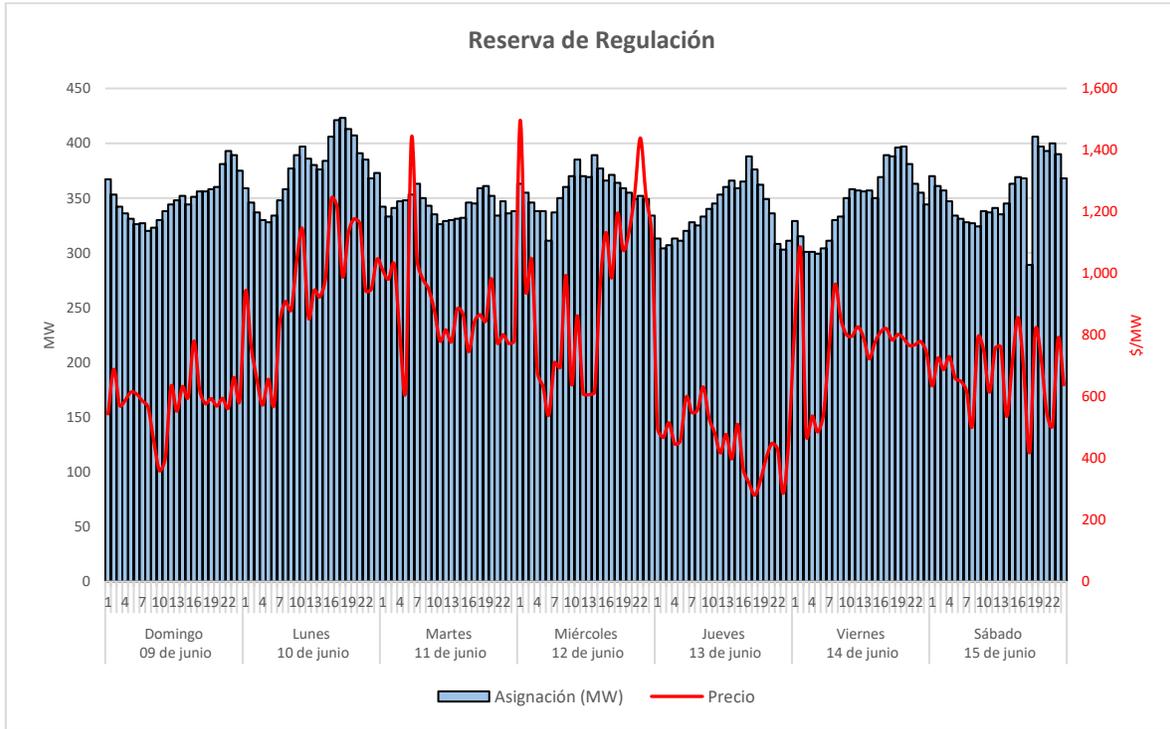


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

