



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

16 al 22 de junio del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.25/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,660.18 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,118.34 \$/MWh** y **2.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08LTE-115** y **04MNV-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,760.23 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **15,113.39 \$/MWh** y **30.14 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Caborca**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **43,634.64 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **30,566.90 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **65.98%** proviene de Centrales Térmicas, **12.90%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.87%** proviene de Centrales No Despachables, **8.65%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.60%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.70%**, oferta Hidroeléctrica **18.91%**, Oferta CIL **10.36%**, Oferta No Despachable **7.12%** y Oferta Renovable **2.91%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **51,300 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,298.16 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **6,255.50 \$/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: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **8-11 ENL ESA-VLT** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,262.42 \$/MWh**, **554.24 \$/MWh**, **2,463.26 \$/MWh** y **422.37 \$/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
2,699.30 – 126.85	429.00 – 284.00	Regulación
962.45 – 6.93	680.00 – 339.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
16 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,520 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sistema de lubricación del generador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en elementos de temperatura del transformador de auxiliares, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por daño en interruptor termomagnético de válvula de emergencia, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga en caldera, una unidad por fluctuación en combustores, y otra unidad por falla en precalentador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
17 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,560 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en caldera, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en control de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por bajo nivel de domo de alta presión, una unidad por discrepancia de temperatura de vapores de media presión, una unidad por alta temperatura en "bypass" de alta presión, y otra unidad por alta temperatura en recalentador. Salida de emergencia de un parque eólico por salida de dos transformadores. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
18 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,059 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en el generador de vapor, y otra unidad por falla en compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta temperatura en transformador de sistema de excitación, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
19 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,682 MW, derivado de:</p> <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 Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por altas vibraciones en chumacera, y otra unidad por tubo roto en sobre calentador de alta temperatura. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por operación de protección por sobre velocidad. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.

	<ol style="list-style-type: none"> 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el generador de vapor, y otra unidad por alta temperatura de salida de enfriador de hidrógeno, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falseo en instrumento de presión, y otra unidad por alta temperatura en chumaceras, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
20 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,021 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en señalización de válvula de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alto nivel en ducto del dren de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por variación de carga, y otra unidad por pérdida de nivel en domo de alta presión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta vibración de chumacera de turbina, y otra unidad por pérdida de señal de temperatura de chumacera de carga de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
21 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 945 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por problemas con precipitador electrostático, una unidad por falla en ventilador del sistema de lubricación, y otra unidad para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para corregir señal de temperatura de enfriamiento del rotor, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
22 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,200 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cuatro unidades hidráulicas, tres unidades por salida de dos transformadores, y una unidad para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por bajo nivel en domo, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por ensuciamiento de compresor axial, y dos unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por eficiencia del ciclo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

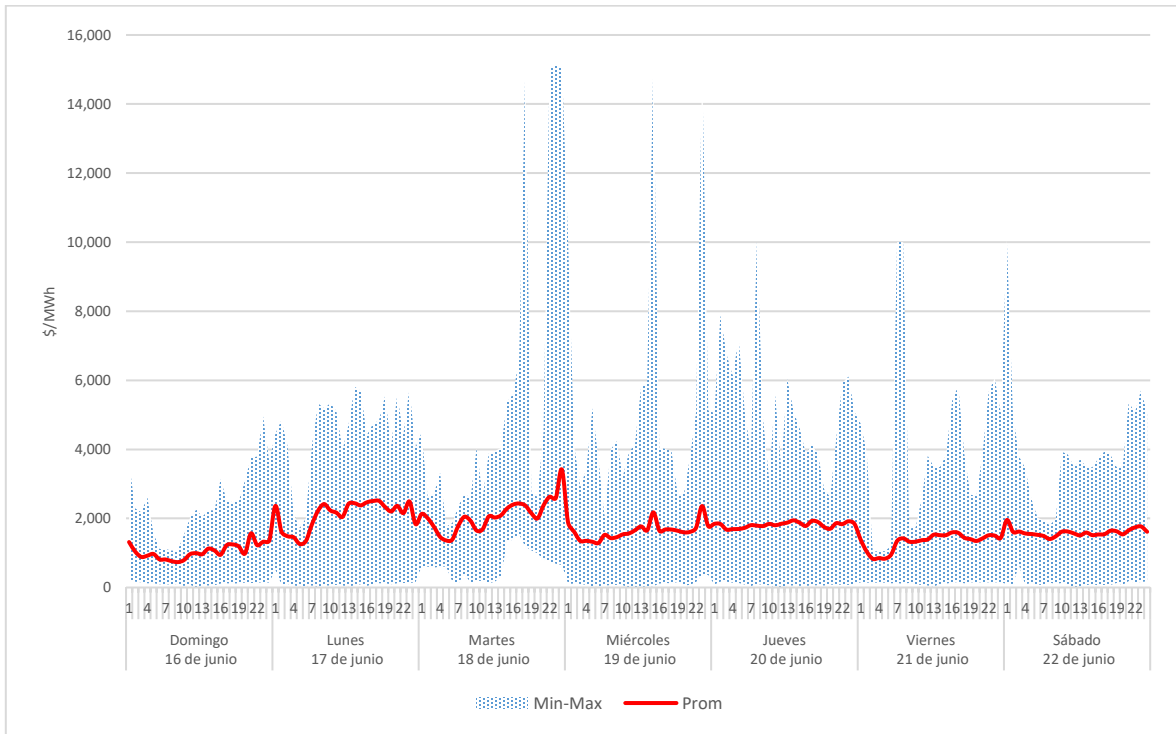


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

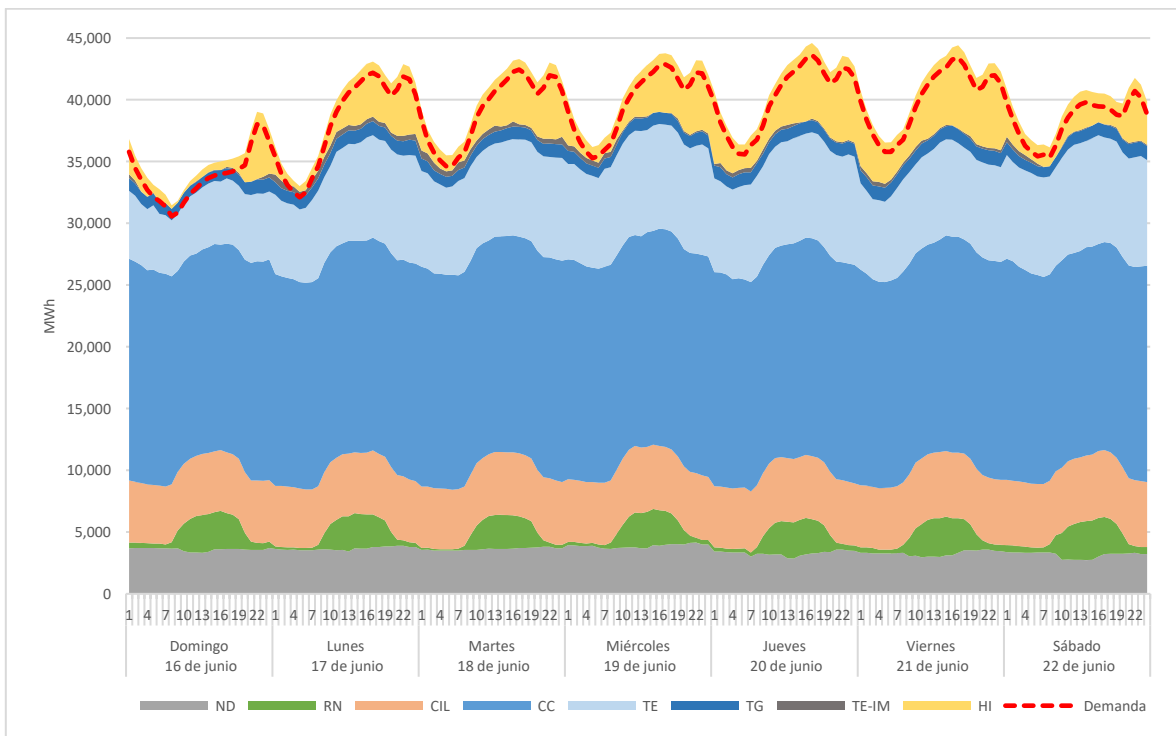


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

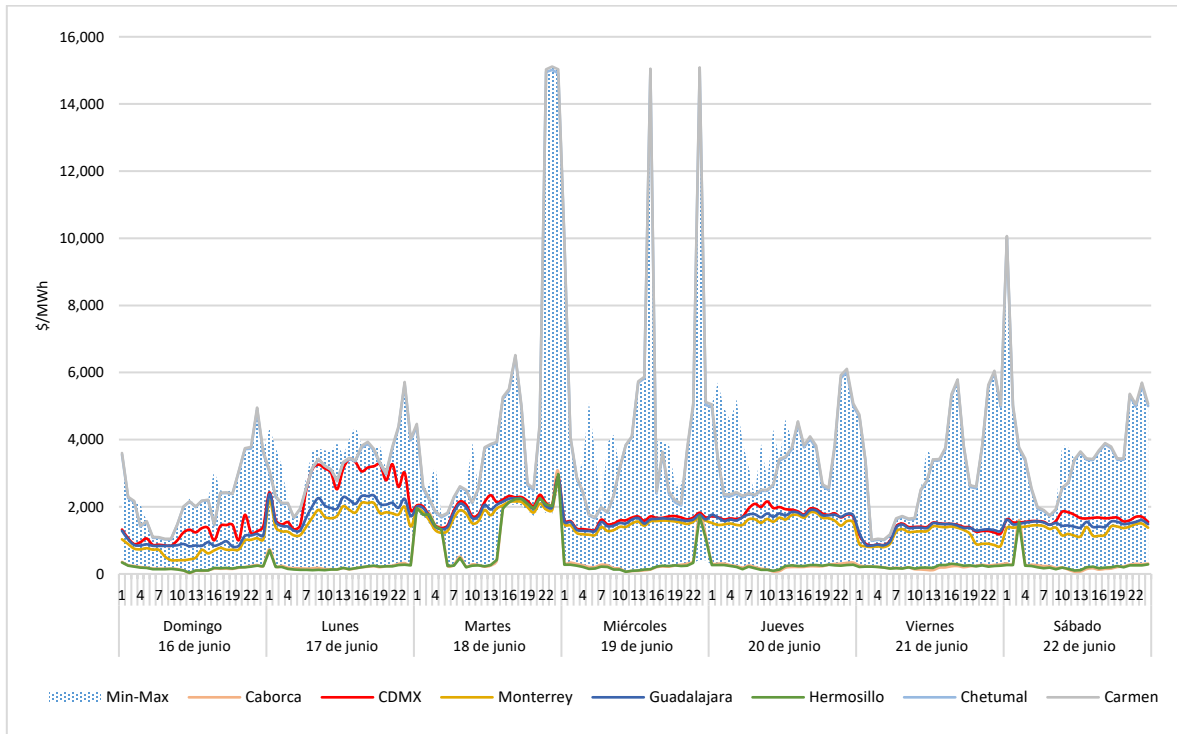


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

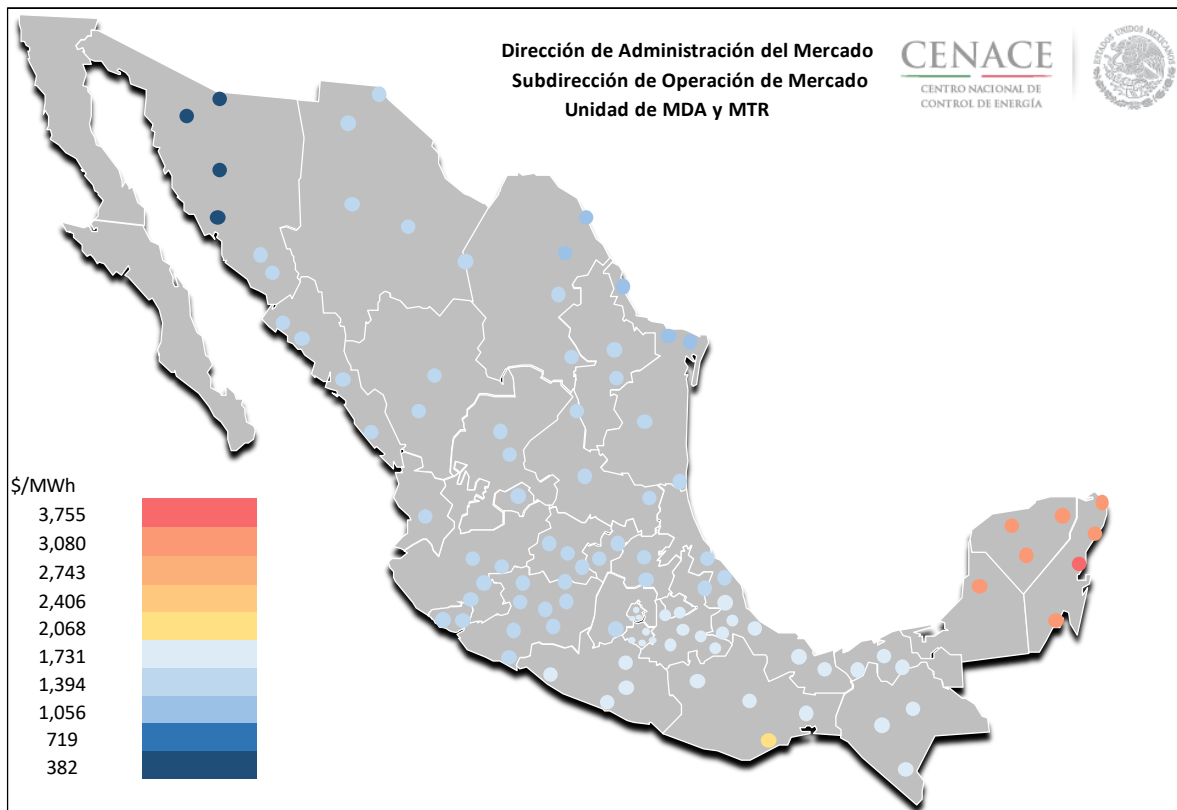


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

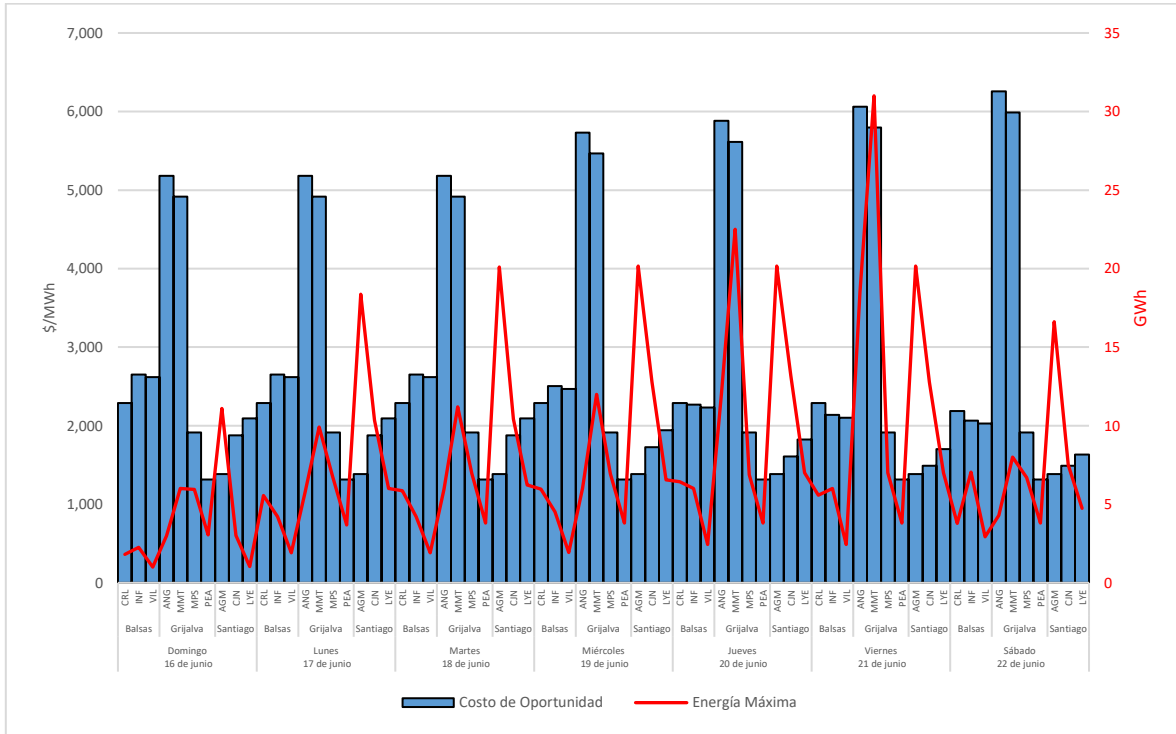


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

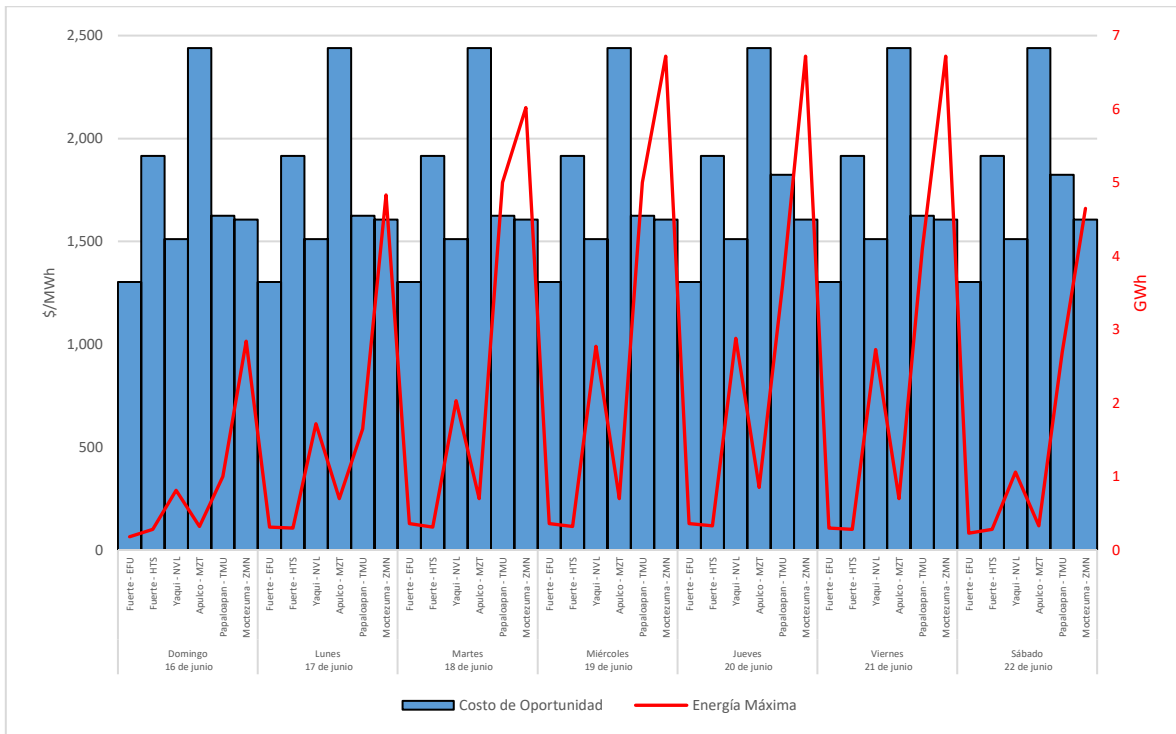


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

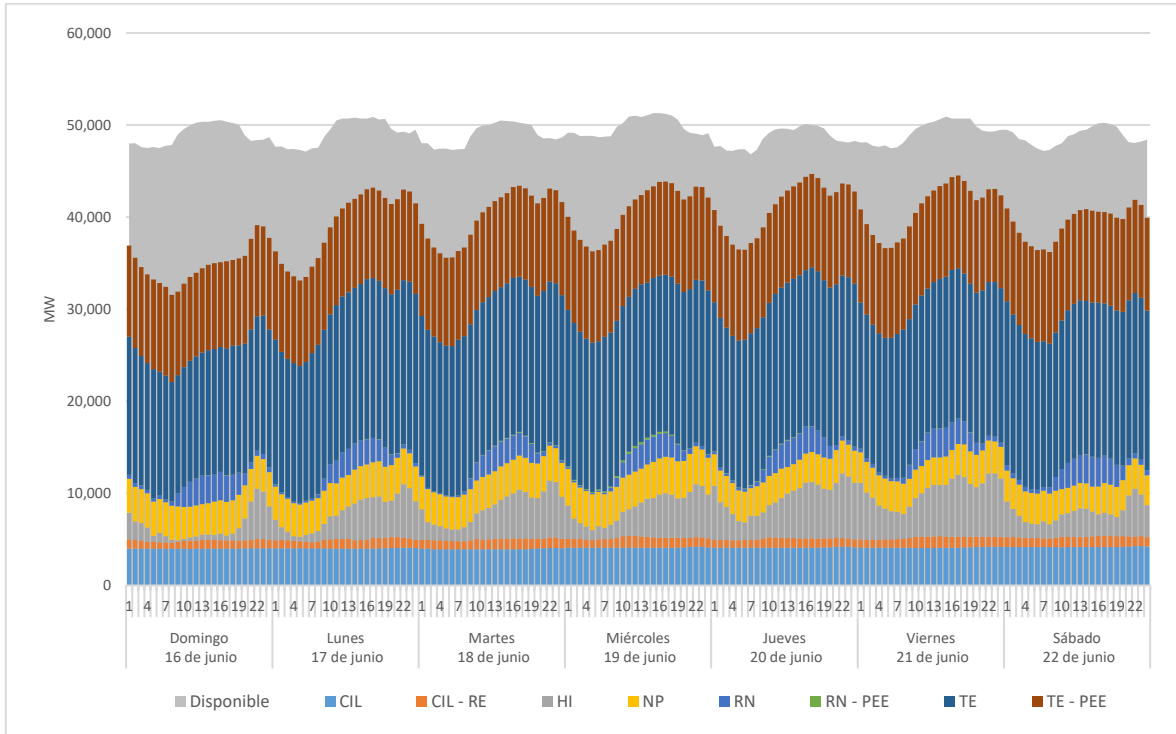


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

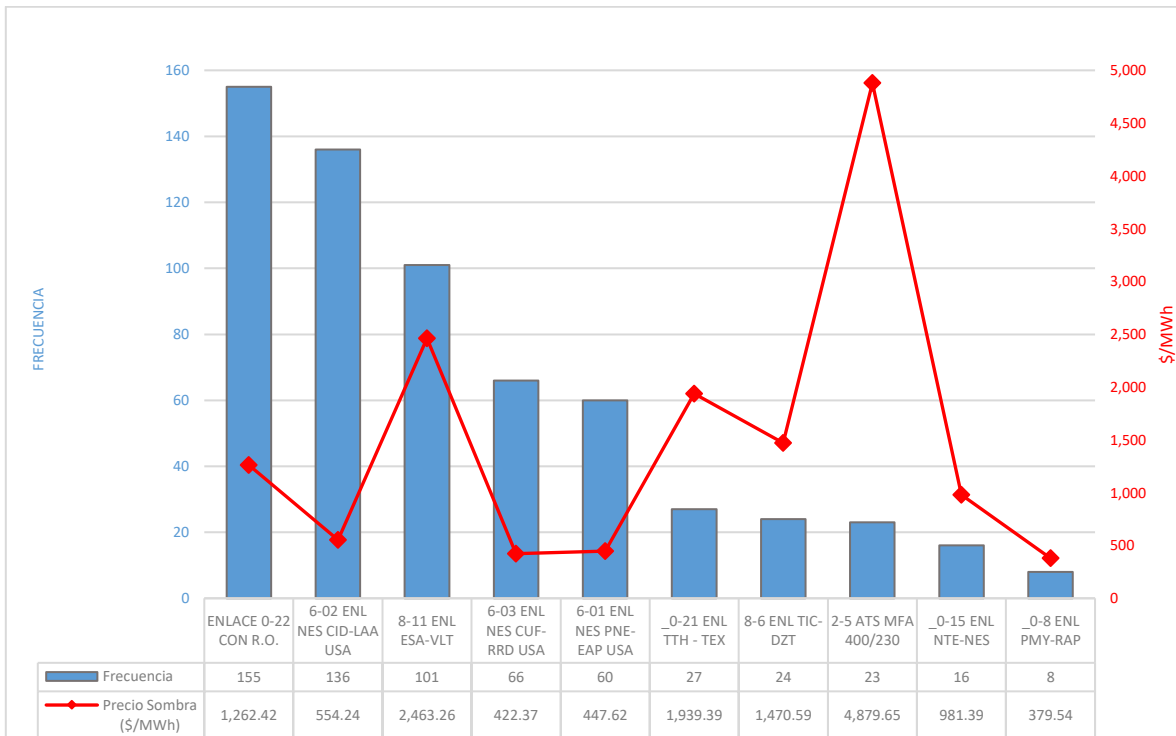


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

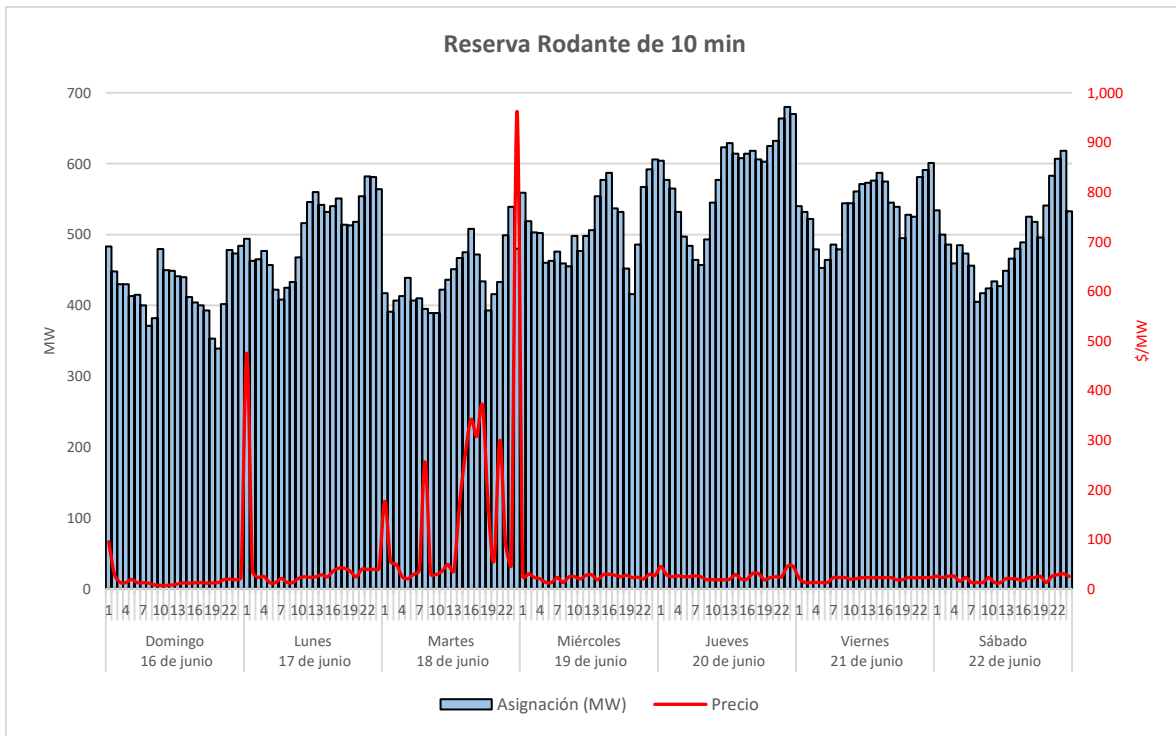
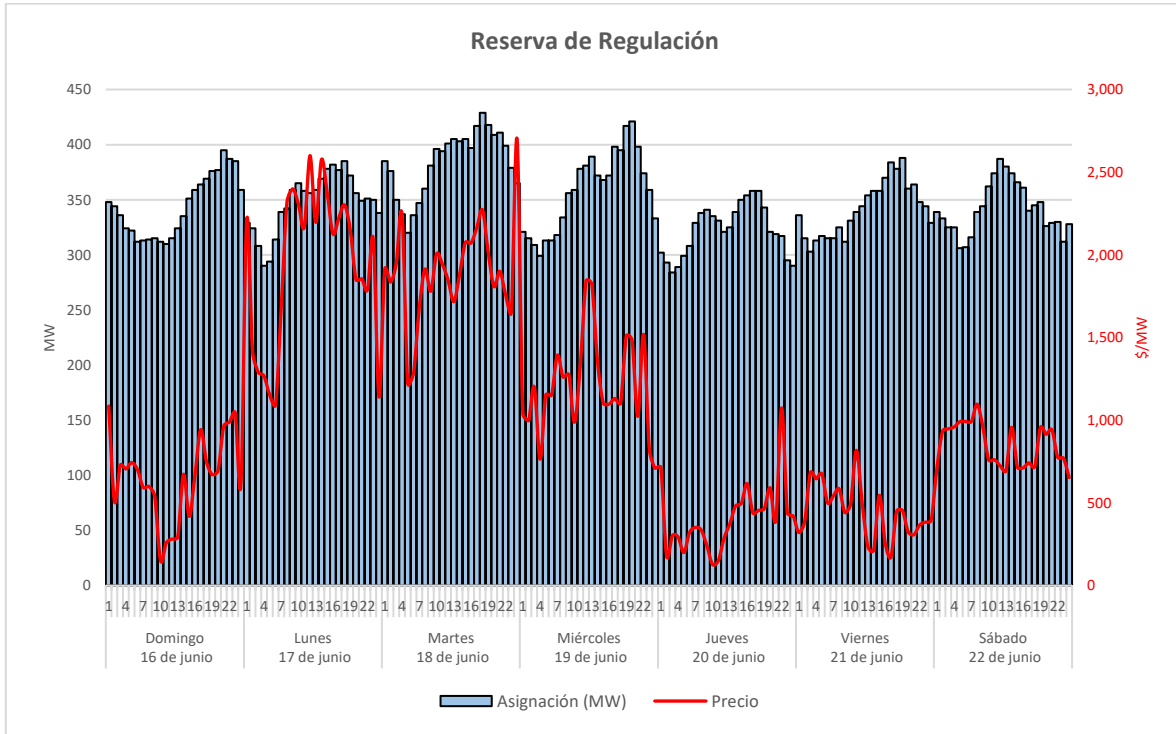


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

