



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

14 al 20 de julio del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.29/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,026.80 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,000.00 \$/MWh** y **36.32 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **05DGD-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,052.91 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **3,939.52 \$/MWh** y **78.60 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Durango**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **42,695.77 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,296.04 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **64.65%** proviene de Centrales Térmicas, **15.66%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.15%** proviene de Centrales No Despachables, **6.42%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **4.12%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.21%**, oferta Hidroeléctrica **17.64%**, Oferta CIL **11.99%**, Oferta No Despachable **7.00%** y Oferta Renovable **3.16%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **53,619 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,521.83 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **7,930.50 \$/MWh** y **1,313.33 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Peñitas**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-19 ENL THP-LBR**, **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **0-15 ENL NTE-NES**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **766.09 \$/MWh**, **631.26 \$/MWh**, **94.29 \$/MWh** y **1,128.59 \$/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
1,666.86 – 181.54	428.00 – 277.00	Regulación
39.79 – 7.86	737.00 – 332.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
14 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,944 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por aislamiento dañado en el devanado del rotor del excitador, y otra unidad por fuga de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por presentar alarmas en el relé de protección del generador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga de combustible, y otra unidad por bajo nivel de domo. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
15 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 425 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en espreas, y otra unidad por vibraciones en pedestal, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
16 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,111 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 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 tres unidades térmicas, una unidad por problemas en el sistema de control, una unidad por pérdida de referencia de nivel de domo, y otra unidad por alto consumo de agua desmineralizada, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
17 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,622 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades por alta temperatura en línea de vapor, una unidad por alta temperatura en cámara de combustión, y una unidad por restricción de combustible. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por operar sistema contra incendio. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por operación en falso de sistema contra incendio, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por altas vibraciones en chumacera de generador, y otra unidad por falla en bomba de aceite hidráulico, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
18 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 964 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de tres unidades térmicas, dos unidades de emergencia por falla en el sistema de aceite de control, y una unidad para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en el generador de vapor, y otra unidad por falla en precalentador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por ruido de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
19 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,126 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por descargas atmosféricas en bahía de 230 kV, y una unidad por falso contacto en señal de retroalimentación en válvula de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por contaminación en agua de condensado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.
20 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,022 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de un parque eólico por salida de servicio de un transformador de potencia. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por disparo de línea de transmisión. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de tres unidades térmicas, una unidad de emergencia por problemas en la combustión, y dos unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por atoramiento en válvula reguladora de nivel de domo, una unidad por problema en bomba de inyección de combustible, y una unidad por ruido de la turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

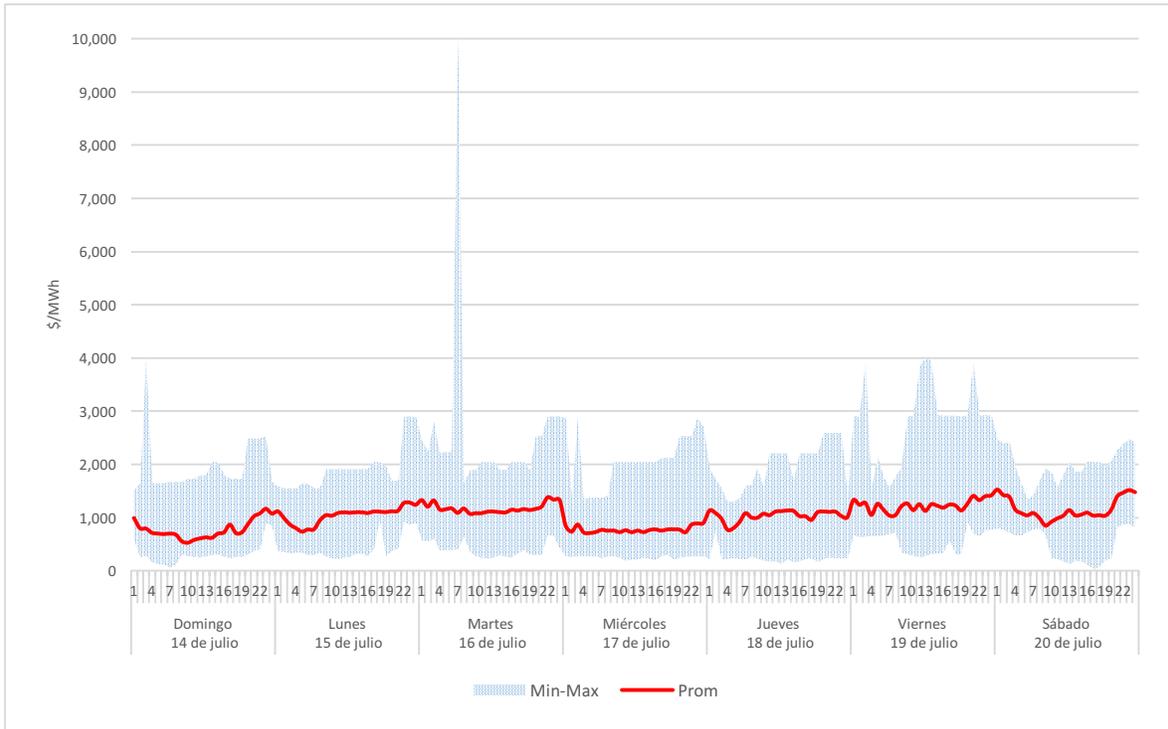


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

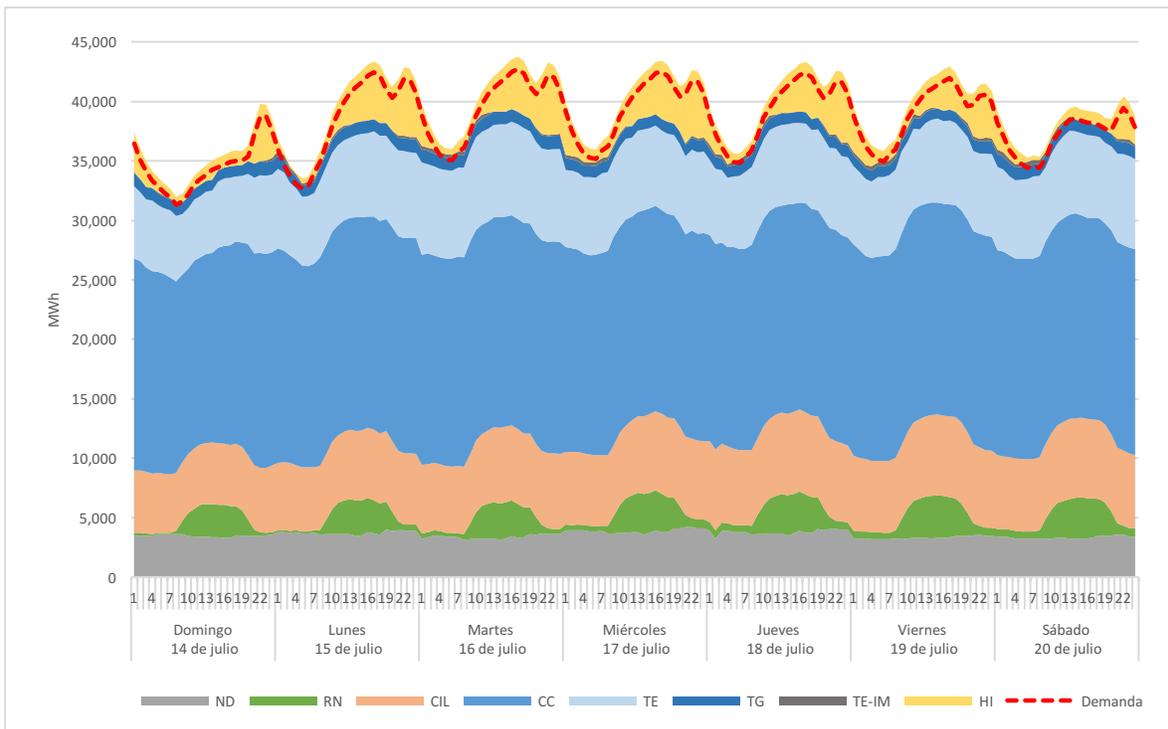


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

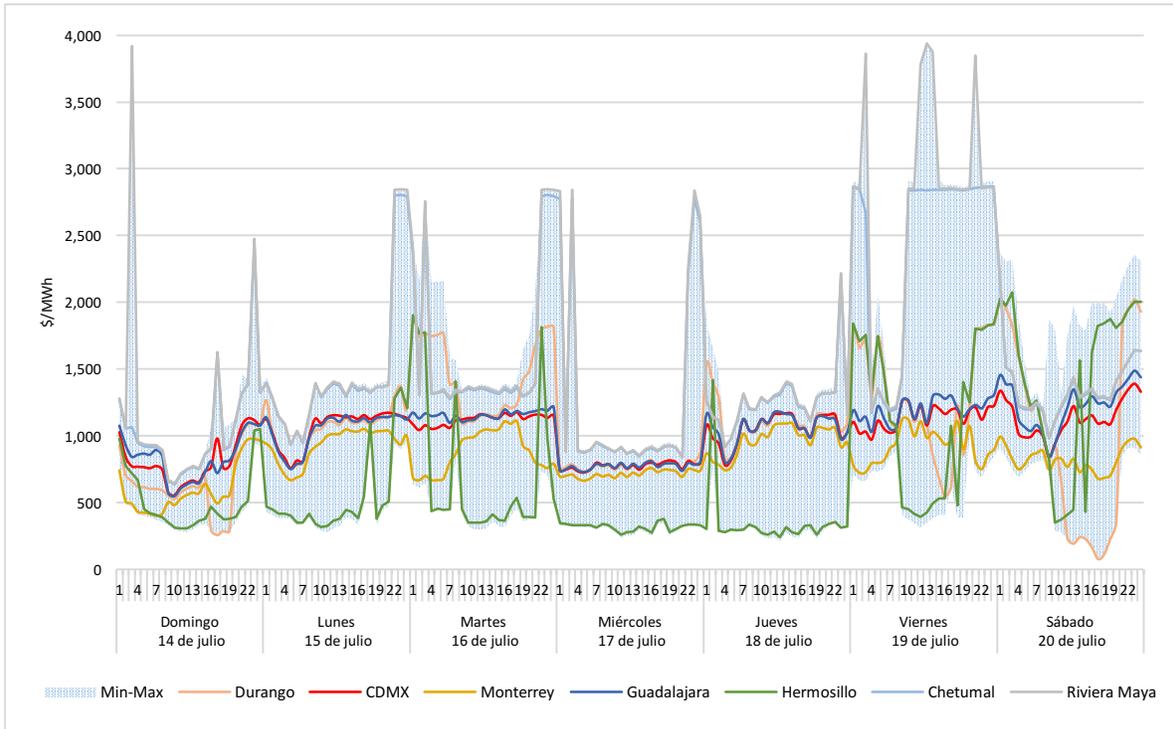


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

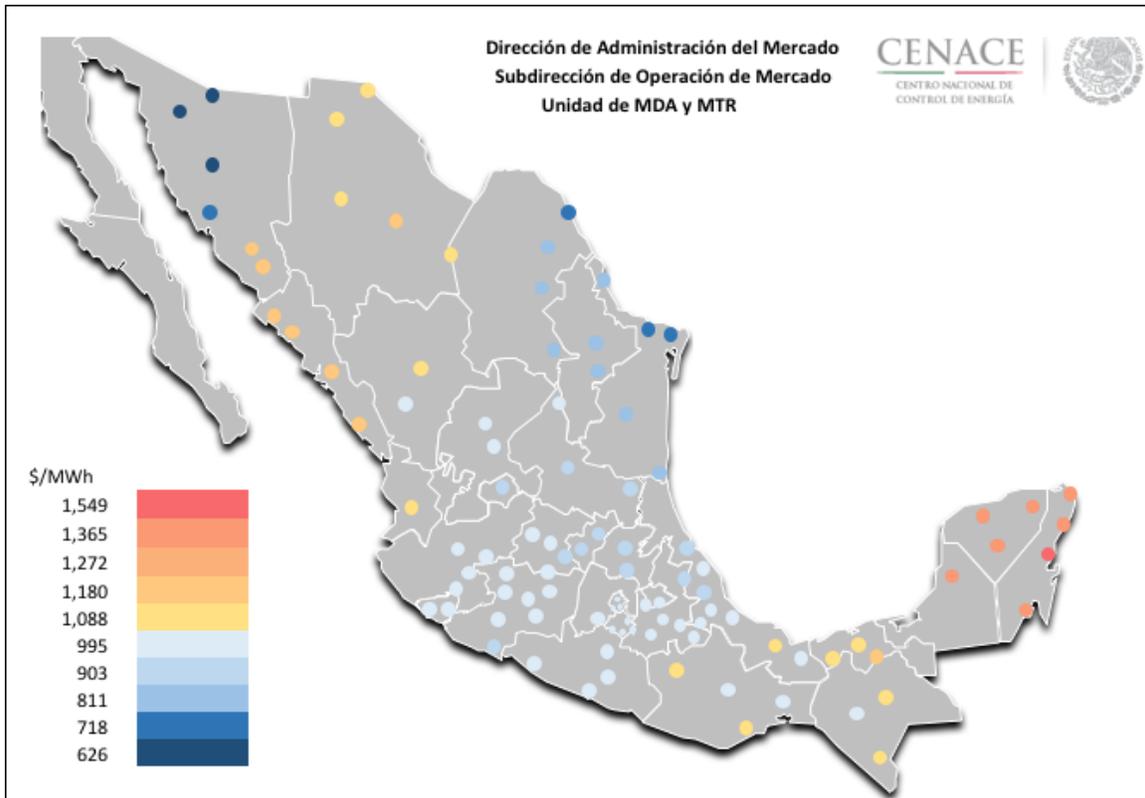


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

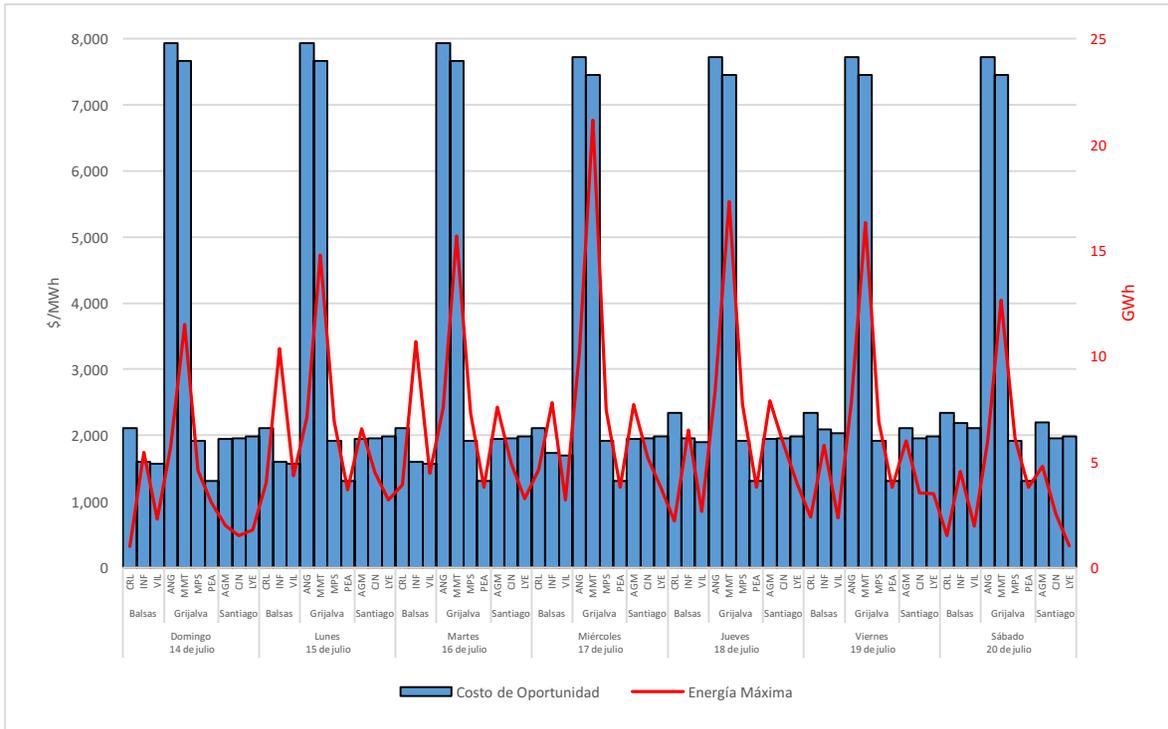


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

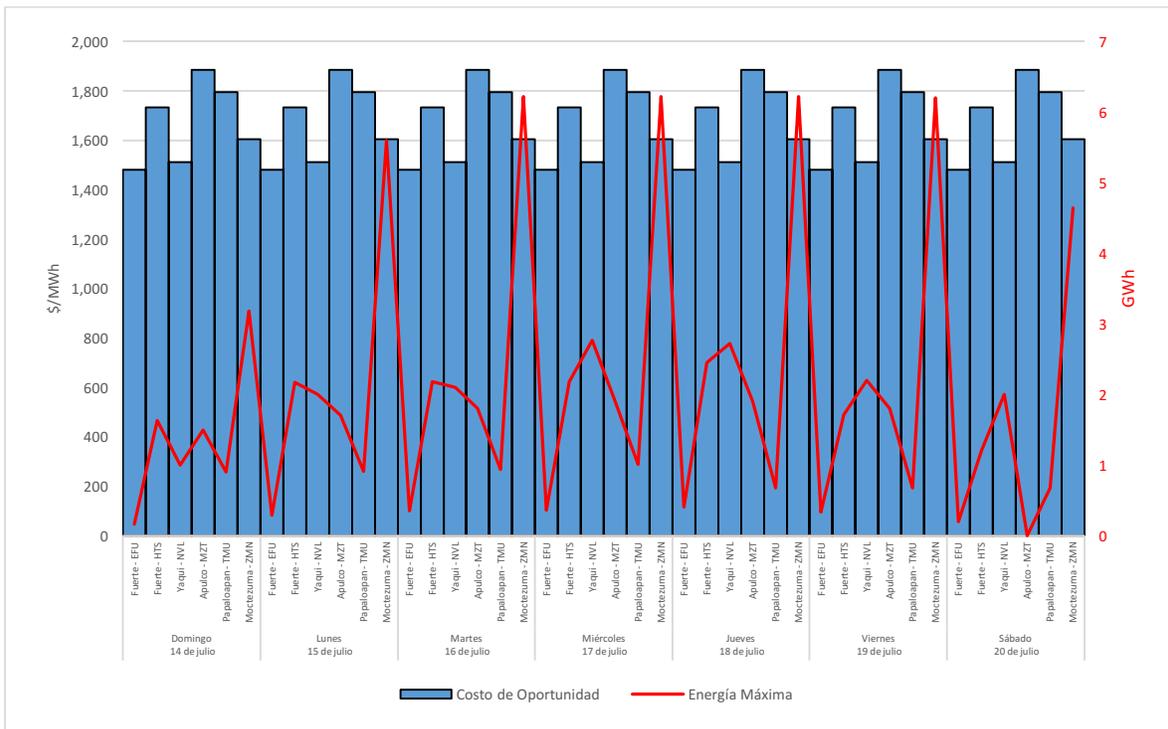


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

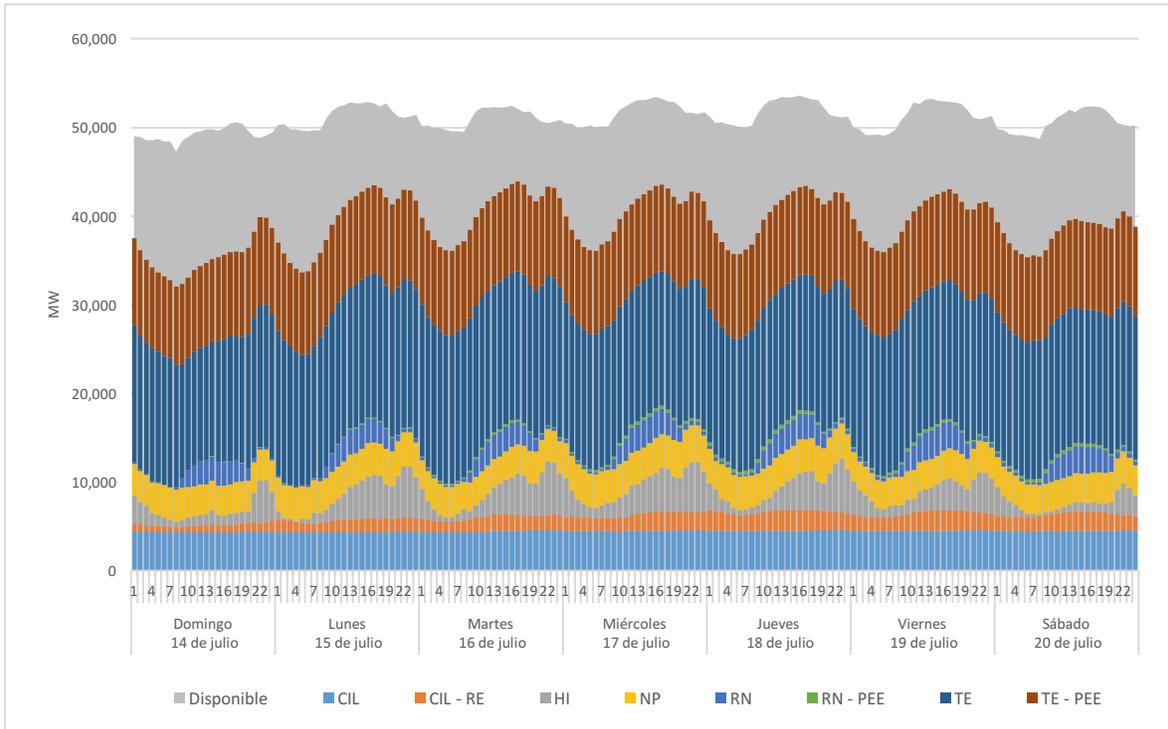


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

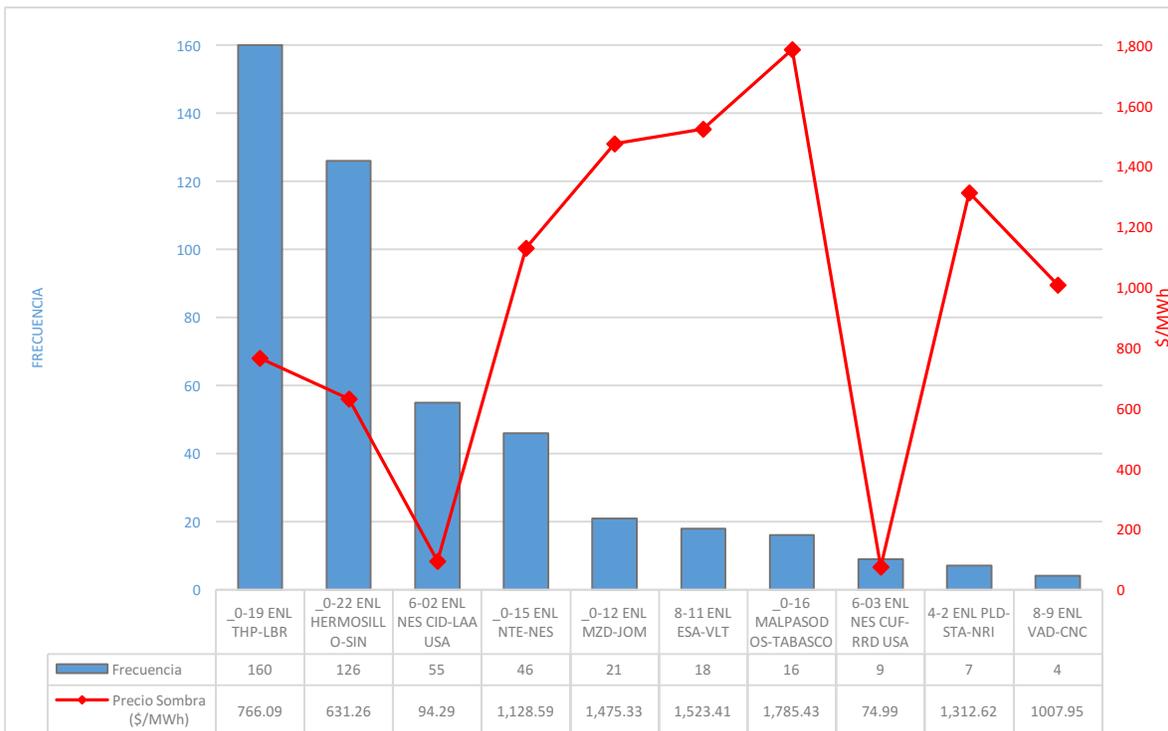


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

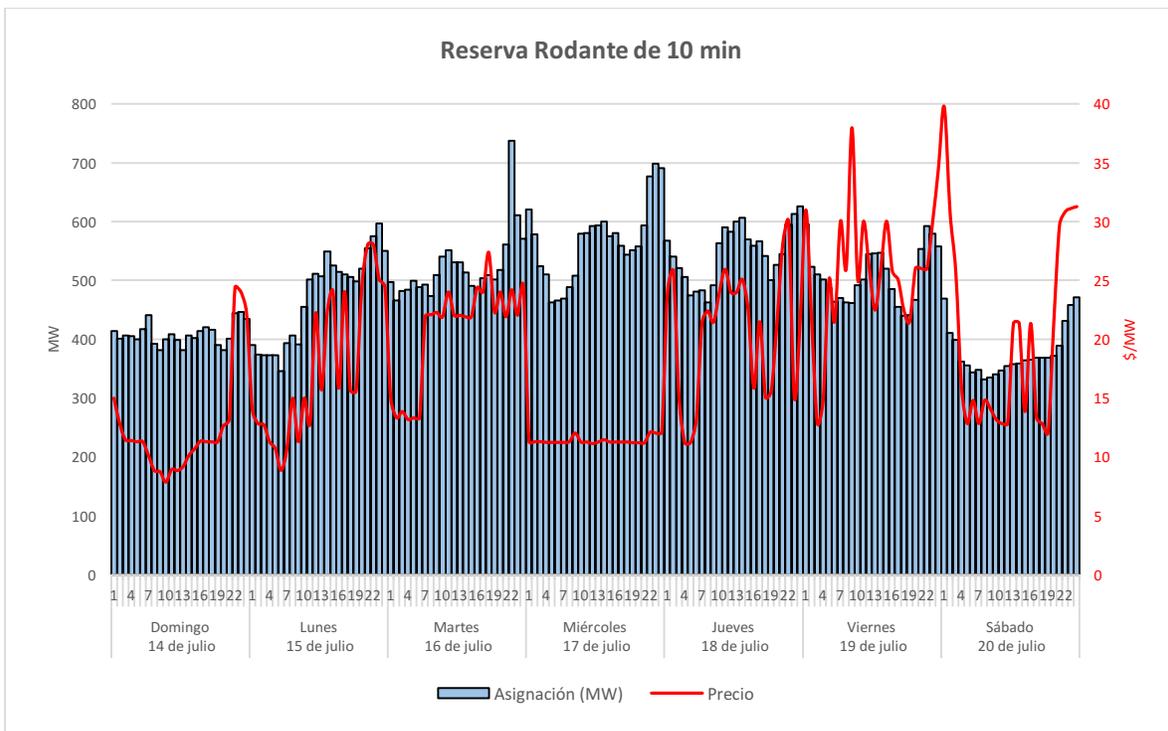
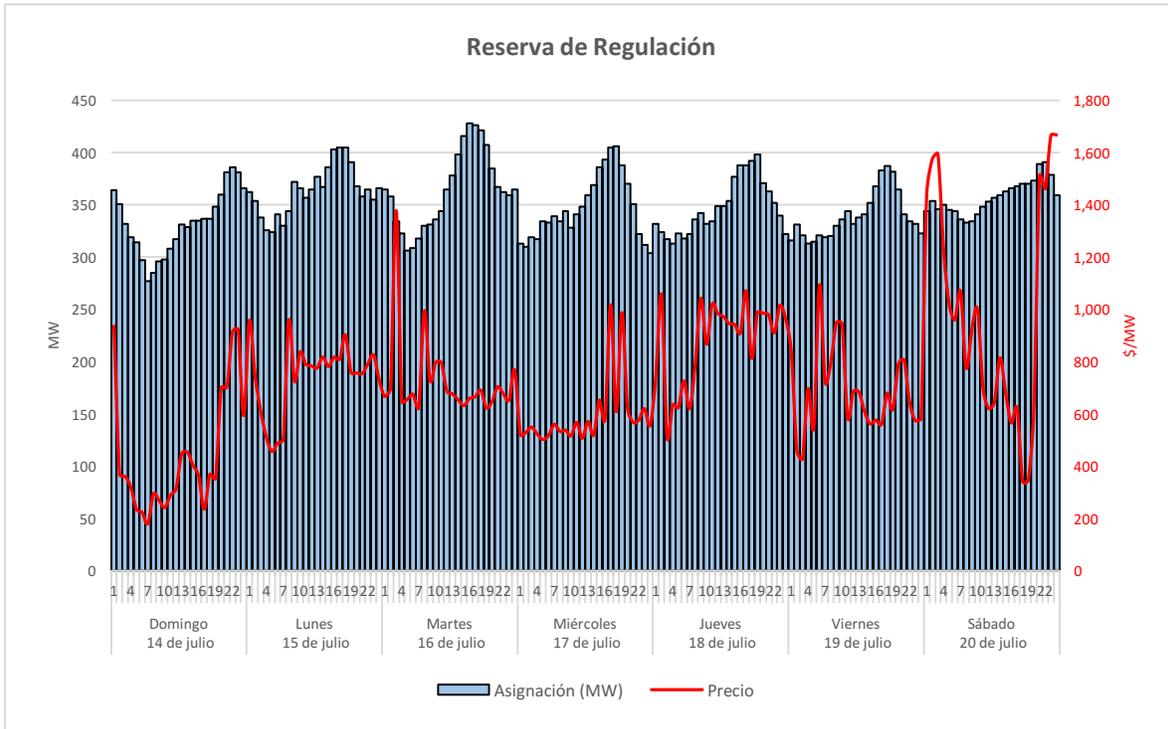


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

