



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

26 de mayo al 01 de junio del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.22/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,671.51 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **1.09 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04ECC-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,738.30 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,434.52 \$/MWh** y **22.21 \$/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 miércoles con un valor de **41,803.89 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **29,963.48 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.20%** proviene de Centrales Térmicas, **13.67%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.46%** proviene de Centrales No Despachables, **7.20%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.47%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.24%**, oferta Hidroeléctrica **19.48%**, Oferta CIL **10.71%**, Oferta No Despachable **5.84%** y Oferta Renovable **2.73%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **51,773 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,448.43 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **5,380.50 \$/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**, **6-01 ENL NES PNE-EAP USA** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,286.22 \$/MWh**, **674.22 \$/MWh**, **553.43 \$/MWh** y **501.07 \$/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
1,537.09 – 320.84	443.00 – 312.00	Regulación
57.84 – 6.52	598.90 – 218.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
26 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 433 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia una unidad térmica por pérdida del control supervisorio, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>
27 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,643 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, una unidad por bajo nivel de domo, y cinco unidades por fuga de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
28 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,322 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión en domo, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por problemas en suministro de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga en caldera, y dos unidades por problemas en señales del sistema de control distribuido, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta vibración en chumacera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
29 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,164 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de control de flujo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falta de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla de comunicación entre servidor de control, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades por falla en lógica del esquema de protección de vapor, y tres unidades por alta temperatura en el ducto de escape, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura de gases a la entrada de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
30 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,298 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por mala calidad de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de velocidad de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por baja presión de combustible, y tres unidades para reparar válvula de seguridad del recalentador frío, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en caldera debido a pérdida de pilotos, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura de gases en la entrada del precalentador de aire regenerativo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
31 de mayo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,579 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alto consumo de repuesto de condensado al ciclo, y otra unidad por problemas del nivel del tanque de drenes, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en transformador de corriente, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, dos unidades por alta diferencia de temperatura en combustores, dos unidades por alta temperatura de escape de la turbina, una unidad por corto circuito en caseta de bombas de control, y una unidad por alarma de alta vibración, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
01 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 708 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en terminales detectoras de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por alto nivel de domo, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en control de atemperación de vapor de calentado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

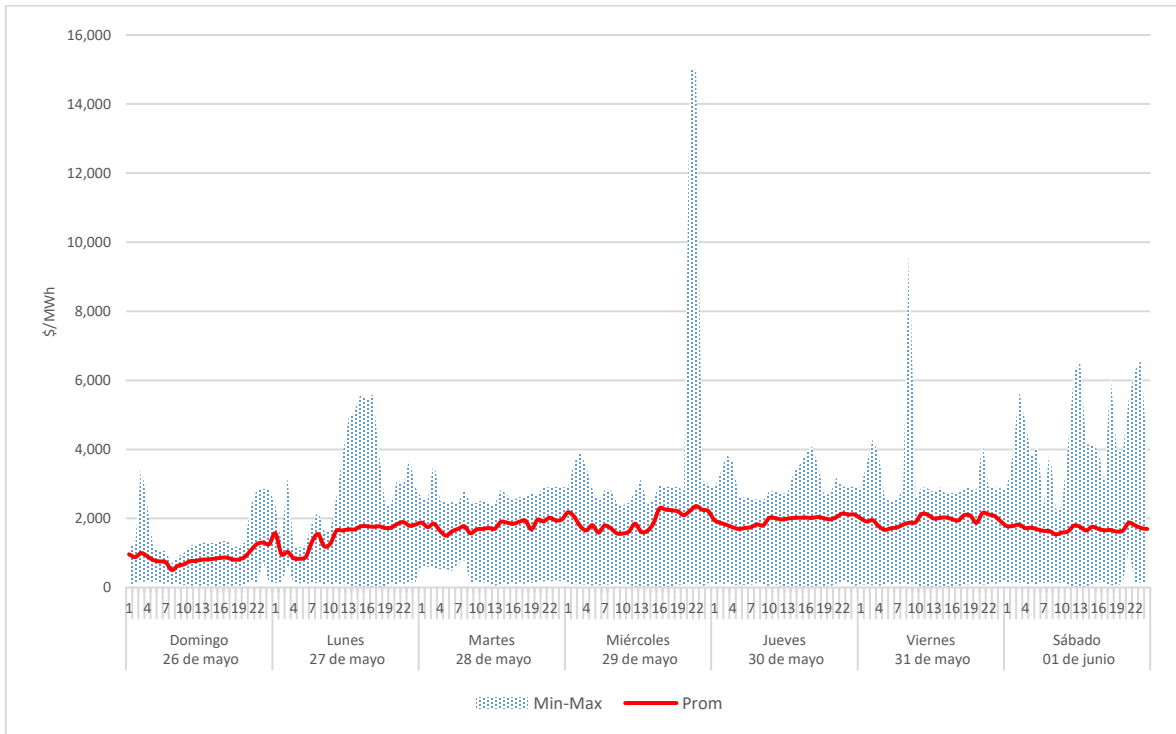


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

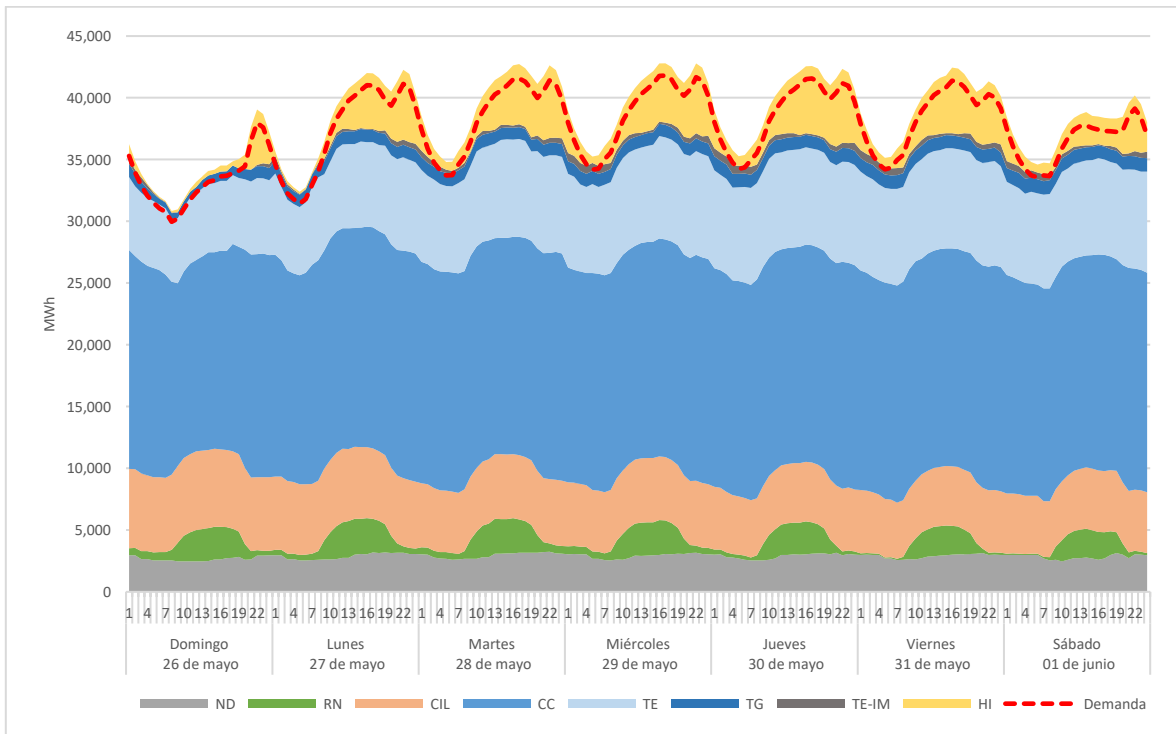


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

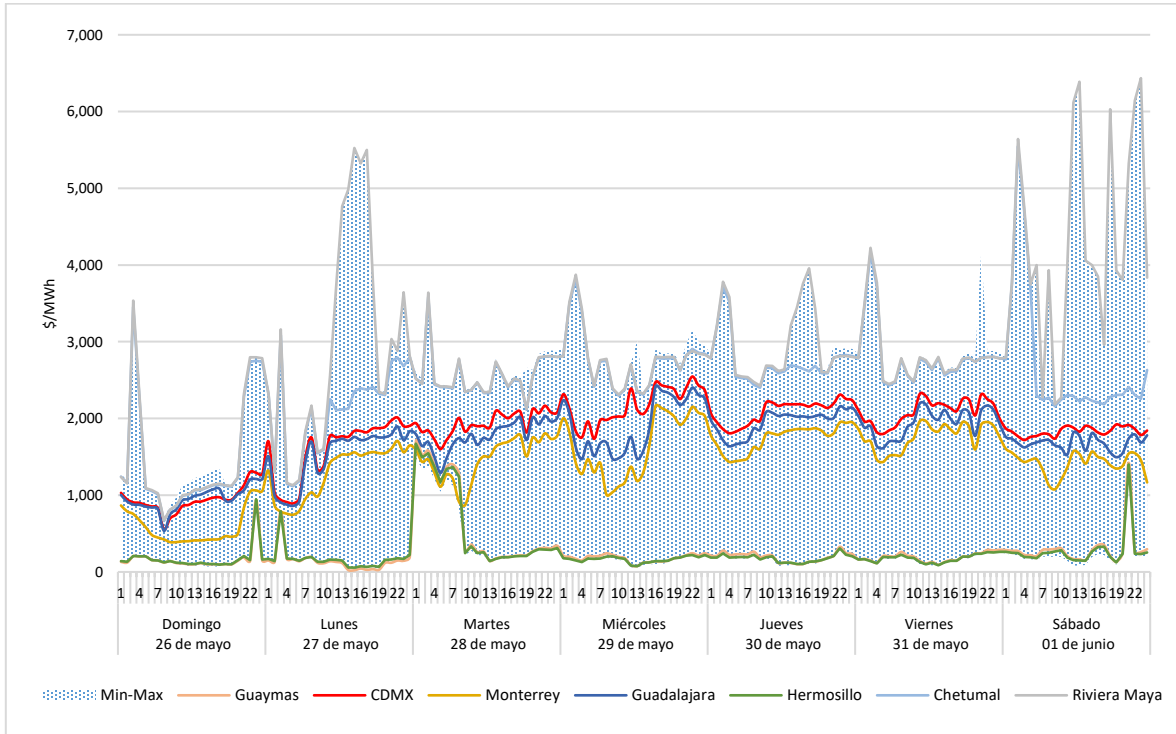


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

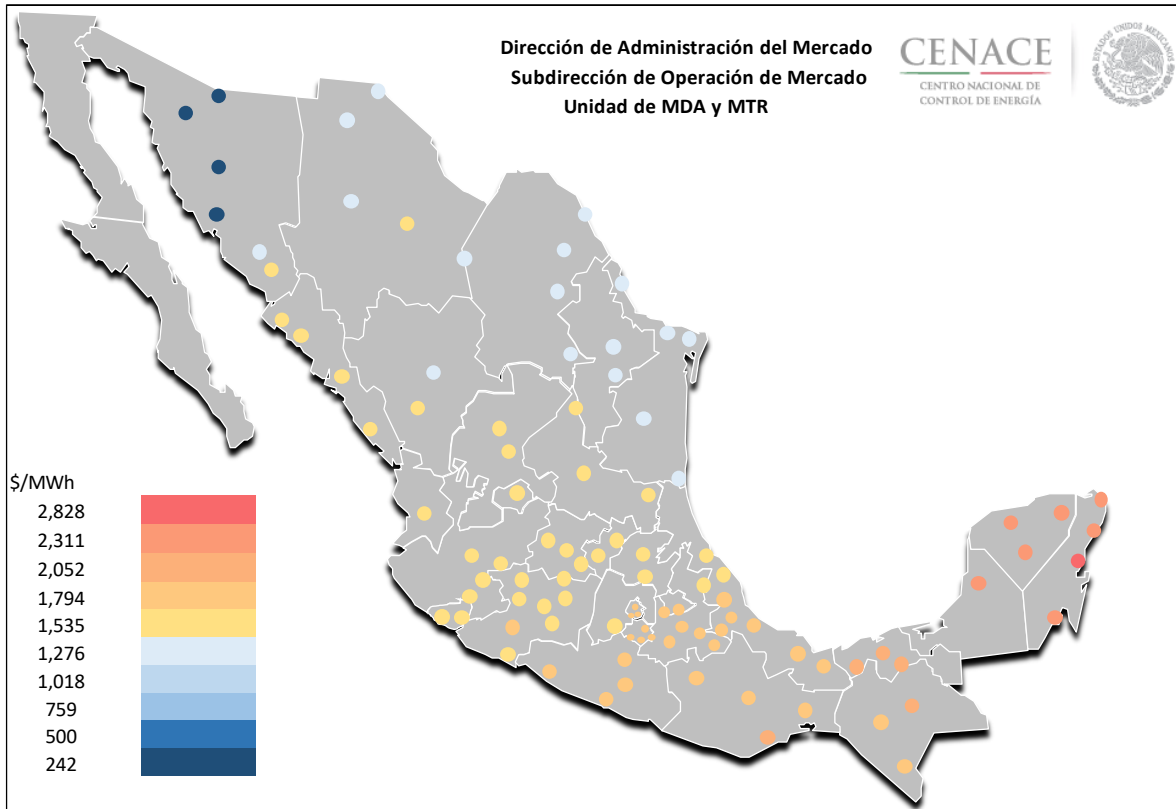


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

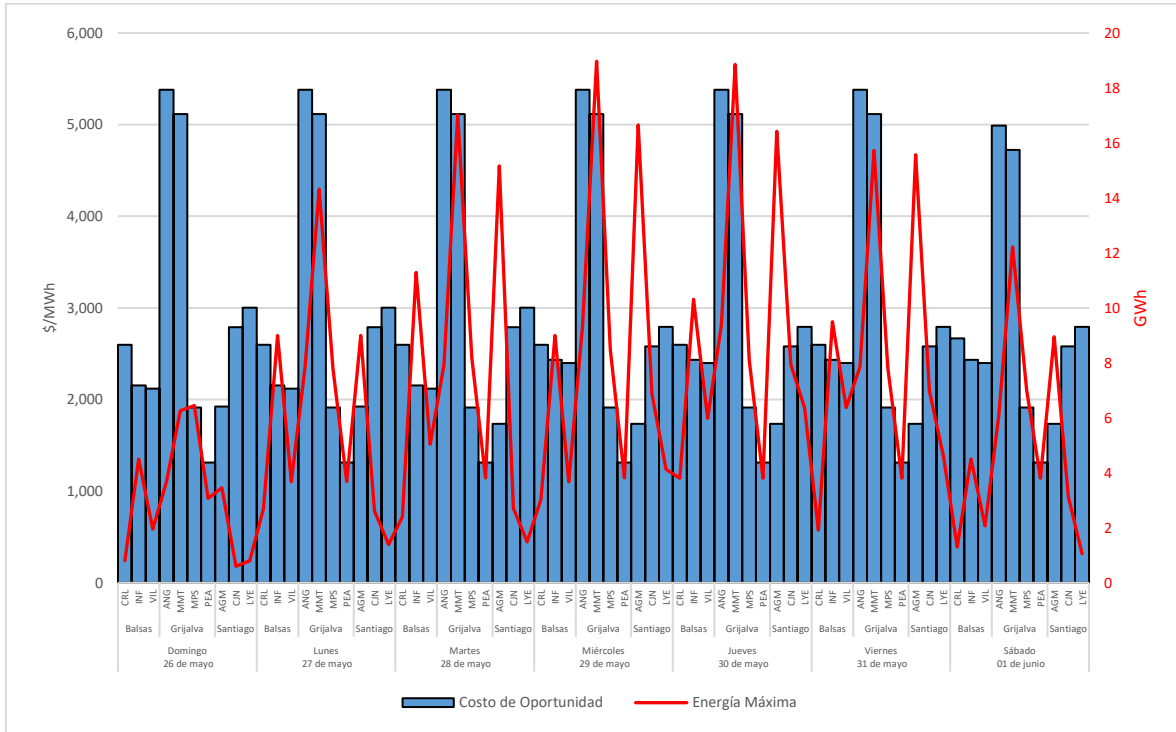


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

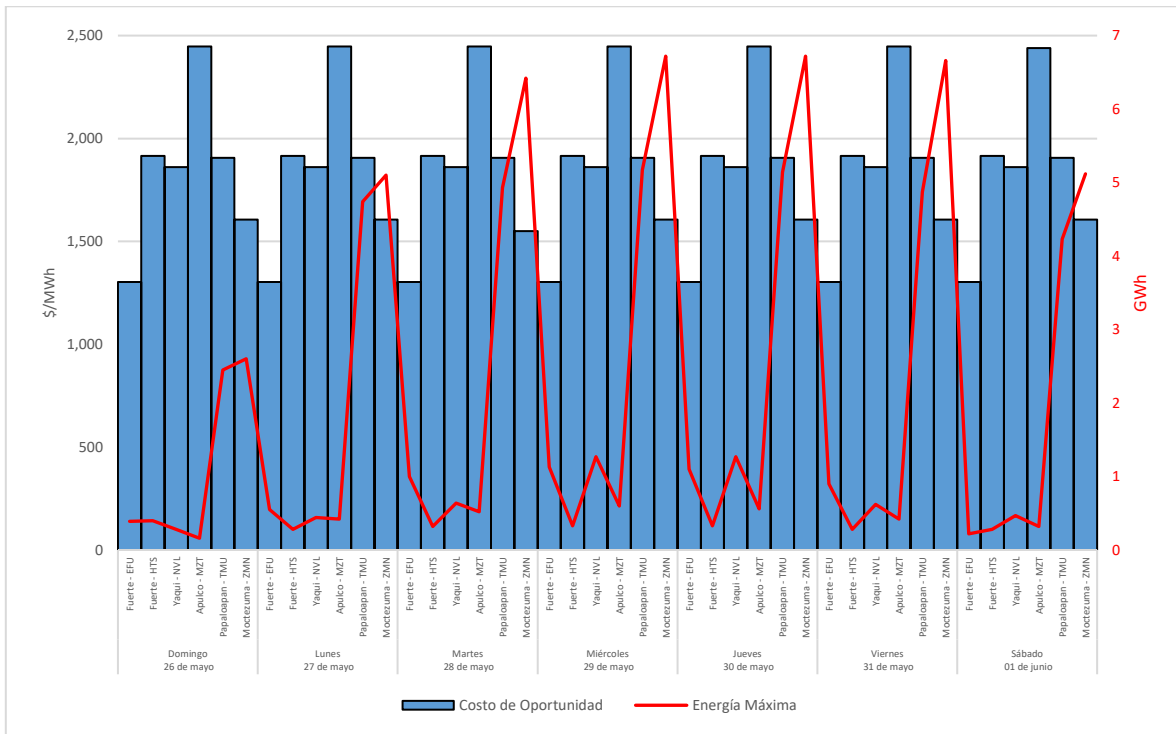


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

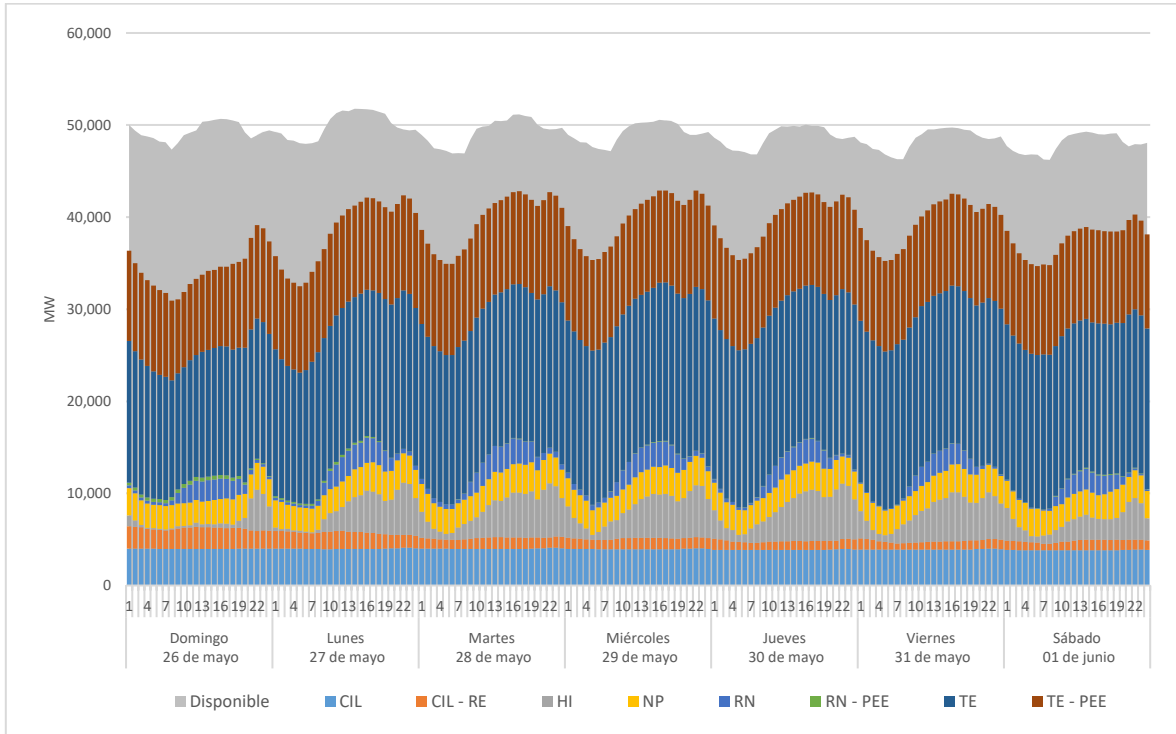


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

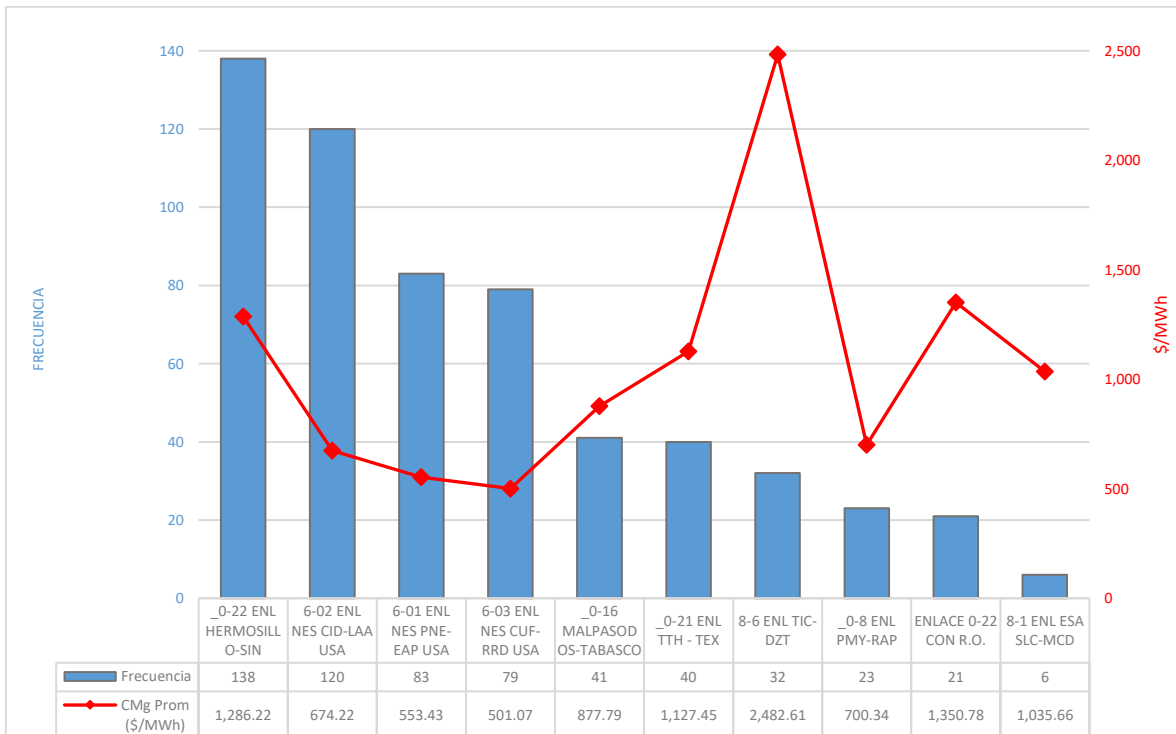




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

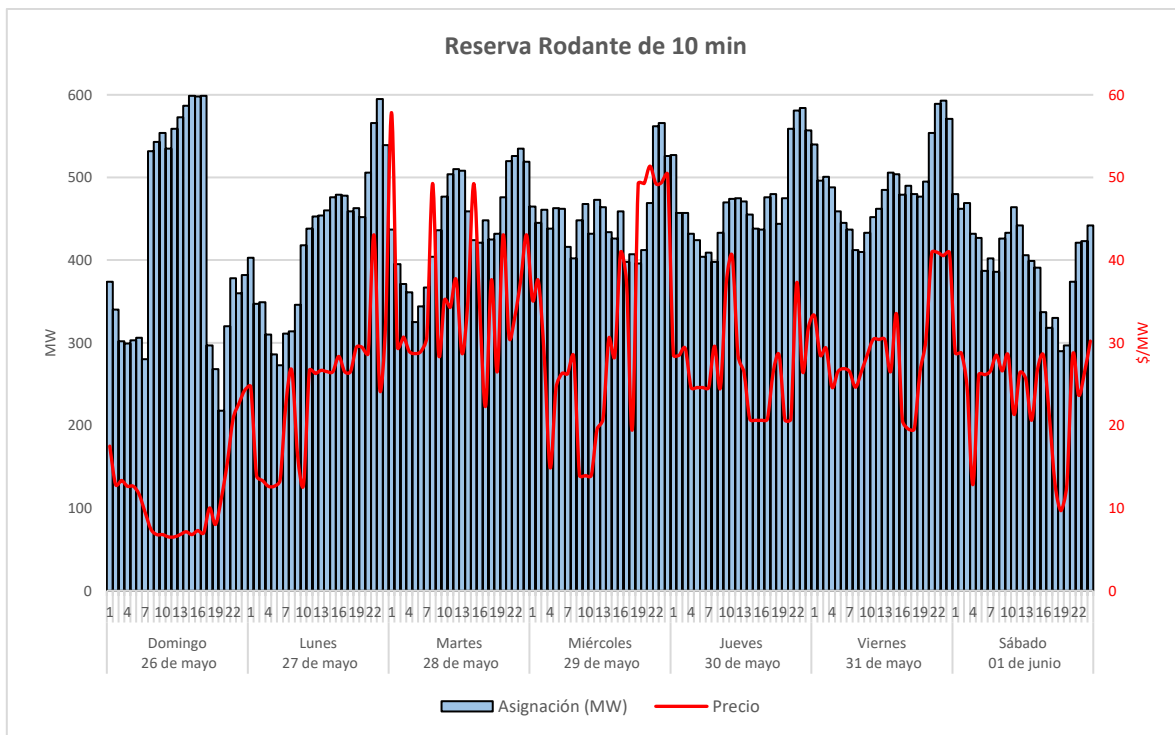
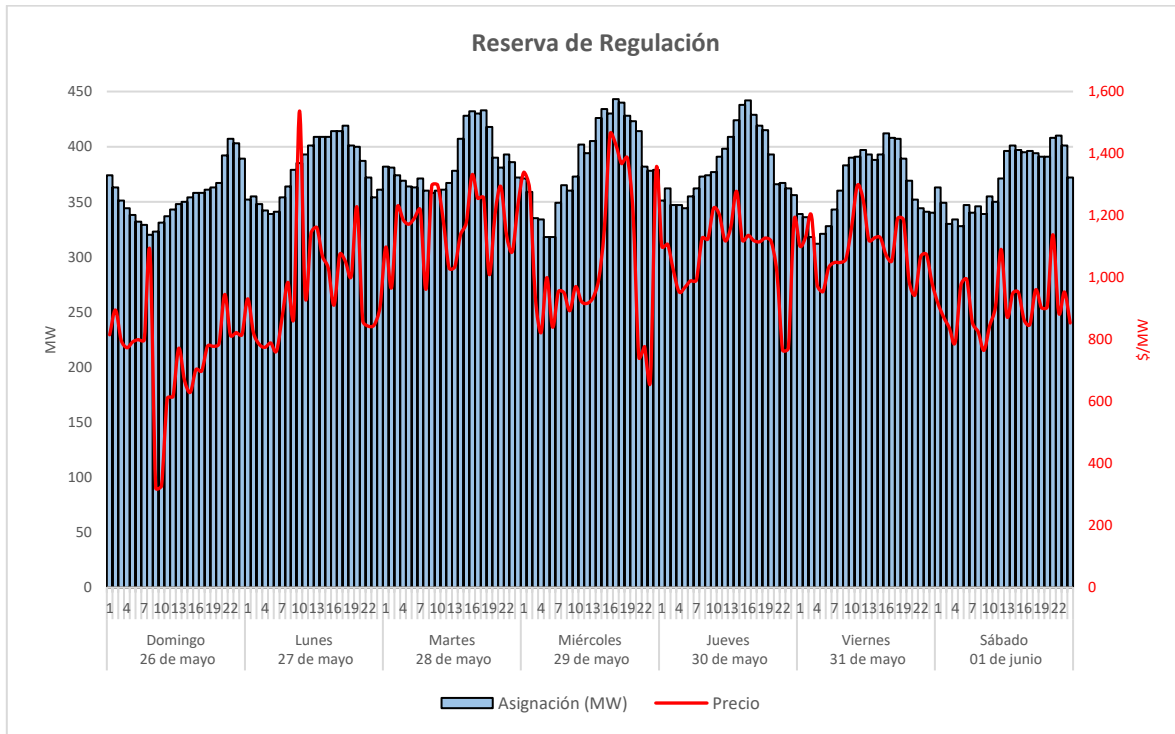


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

