



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

11 al 17 de agosto del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.33/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,351.81 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,000.63 \$/MWh** y **47.96 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **06RRD-138** y **04MNV-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,406.77 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,171.25 \$/MWh** y **92.63 \$/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 jueves con un valor de **43,772.63 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,702.14 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **67.25%** proviene de Centrales Térmicas, **14.60%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.51%** proviene de Centrales No Despachables, **4.71%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.93%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.71%**, oferta Hidroeléctrica **17.61%**, Oferta CIL **11.28%**, Oferta No Despachable **7.35%** y Oferta Renovable **3.05%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **53,767 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **5,468.38 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **20,319.57 \$/MWh** y **1,276.60 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Temascal** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **8-6 ENL TIC-DZT**, **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **0-19 ENL THP-LBR** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **3,150.82 \$/MWh**, **864.74 \$/MWh**, **694.92 \$/MWh** y **89.64 \$/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
1,802.62 – 489.62	448.00 – 318.00	Regulación
492.10 – 10.10	676.00 – 342.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
11 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 890 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos del generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto diferencial de temperatura en combustores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por disparo de bomba de agua de circulación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
12 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 775 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por mala operación de detectores de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alto consumo de agua en elementos del recuperador de calor, y otra unidad por falla en ventilador de enfriamiento de chumacera de escape, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en el generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
13 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 2,085 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 Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en interruptor de equipos auxiliares, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de corte a la entrada de turbina de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por alta presión de combustible, y dos unidades por fuga en suministro de agua hacia el condensador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alto nivel de agua en domo, y otra unidad por fuga en caldera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 6. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de gases en bujías, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
14 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 852 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falsa alarma del sistema contra incendios, y otra unidad por daño en válvula solenoide, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor en línea de alimentación a banco de eyectores, y otra unidad por falla en equipo de comunicaciones, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia tres unidades térmicas, una unidad por fuga de aceite en sello de turbina, y dos unidades por alta presión en domo de alta presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por ruido de turbina, y otra unidad por tubos rotos en el condensador principal ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

15 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 988 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión diferencial en casa de filtros, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga de suministro de agua hacia condensador, una unidad por tubos rotos en caldera, y otra unidad por atoramiento de precalentador de aire regenerativo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión de hogar, y otra unidad por fuga en válvula reguladora de flujo de agua de alimentación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
16 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 491 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por alta temperatura en recalentado frío, una unidad por alta temperatura del vapor sobrecalentado, y otra unidad por bajo nivel en domo de alta presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.
17 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 490 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en ventilador de enfriamiento de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en tarjeta del sistema de control distribuido, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

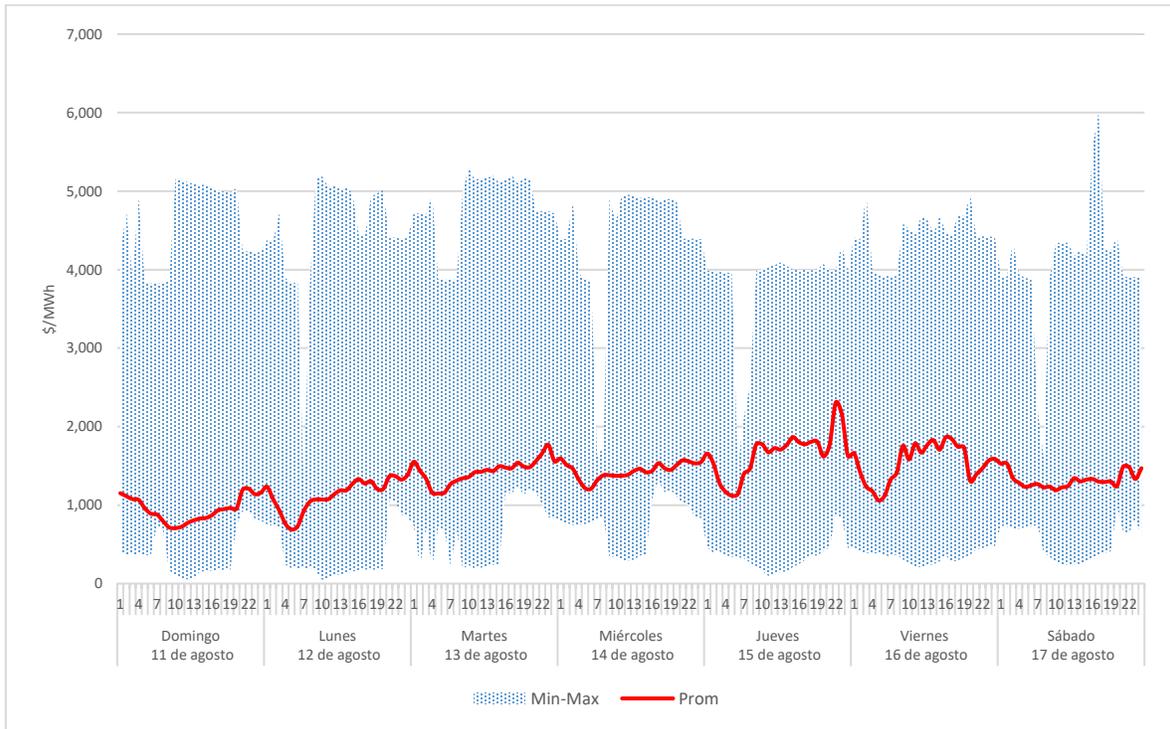


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

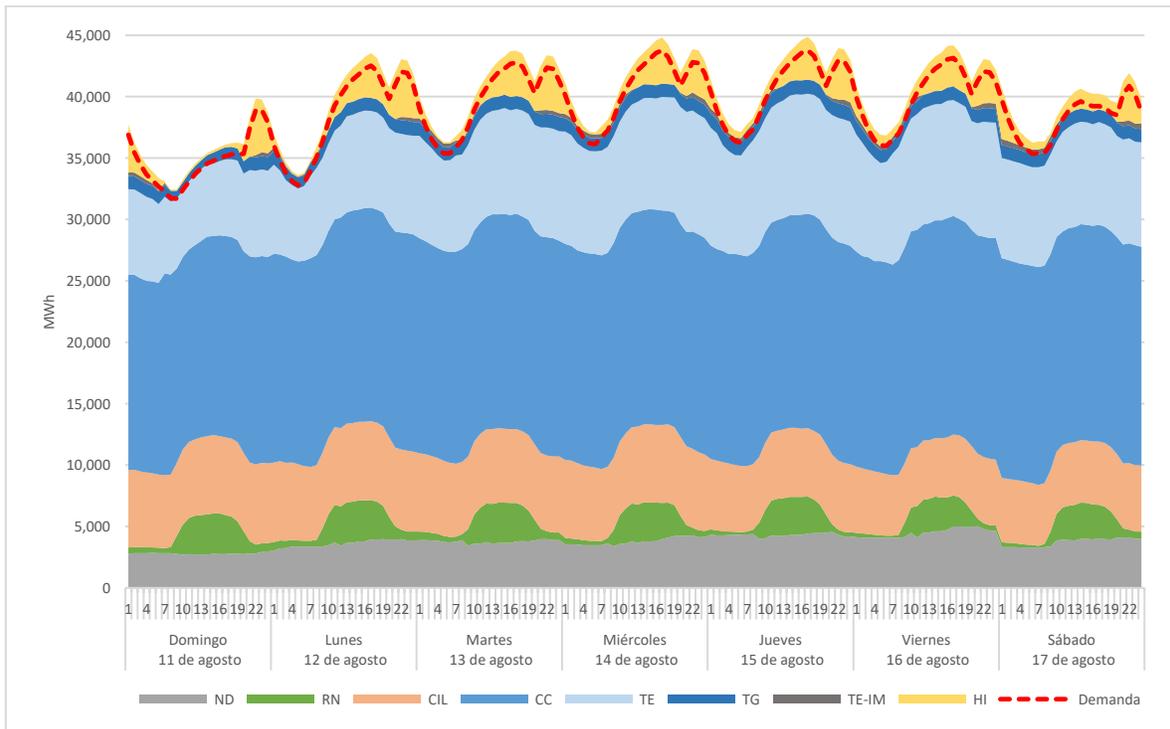


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

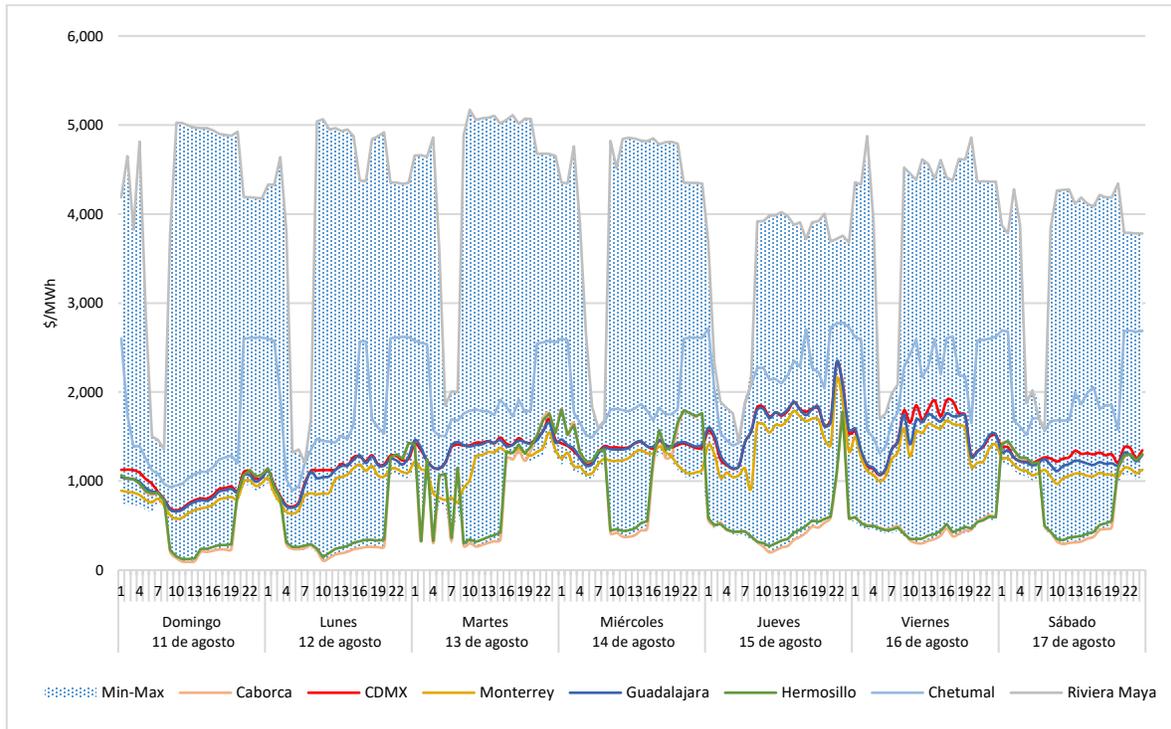


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

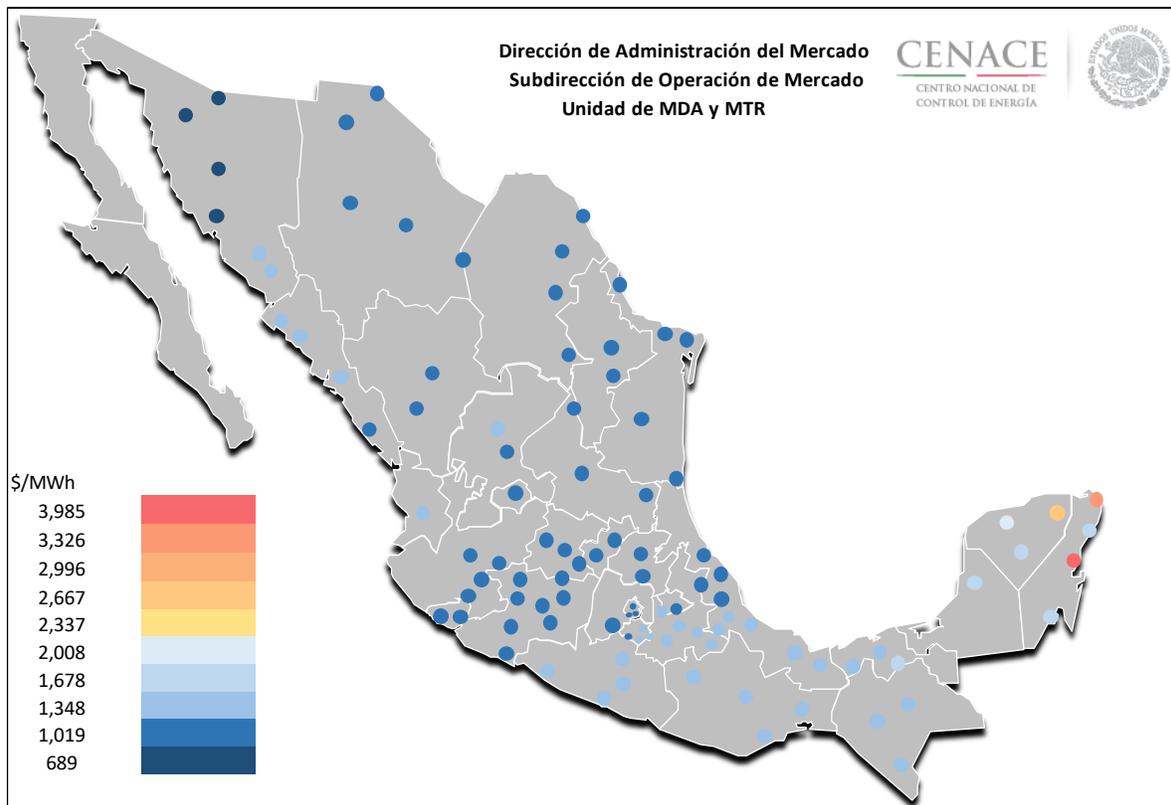


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

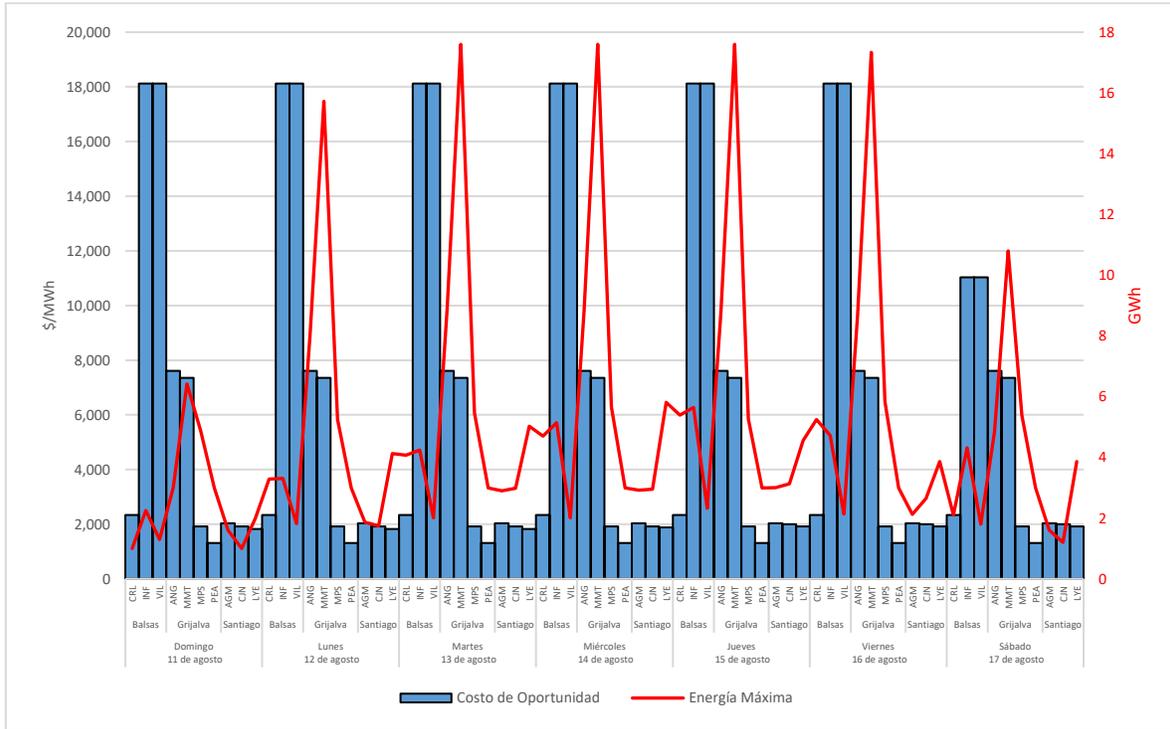


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

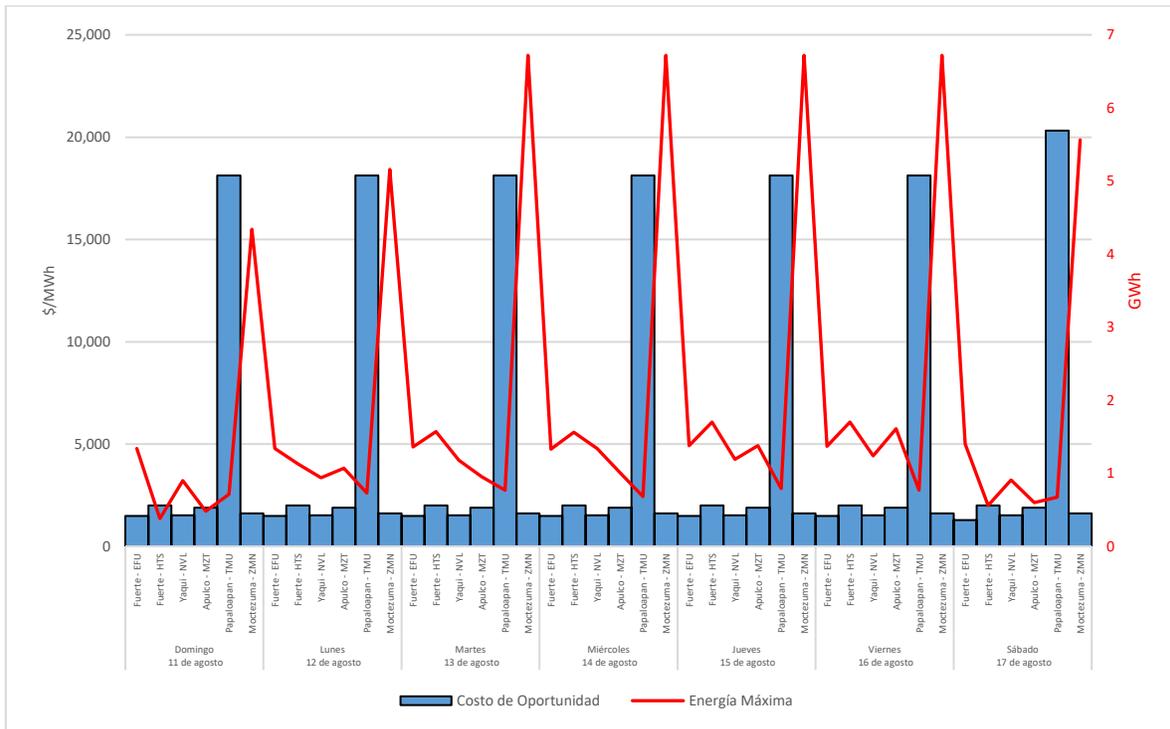


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

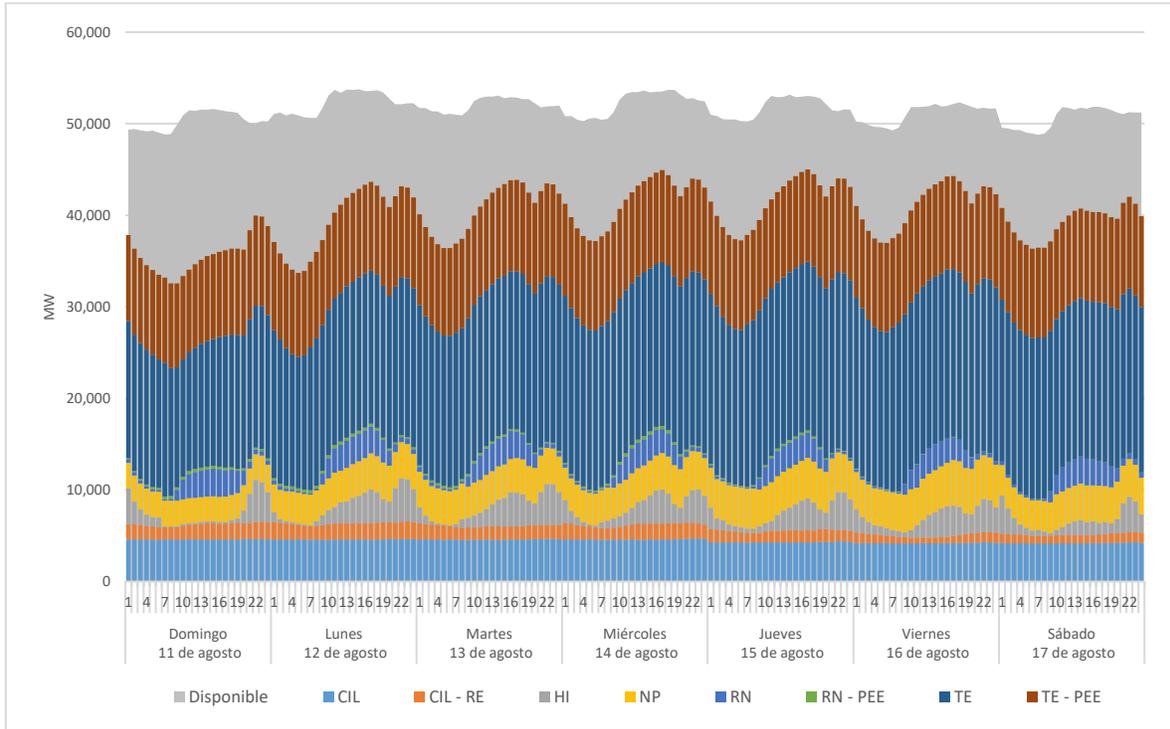


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

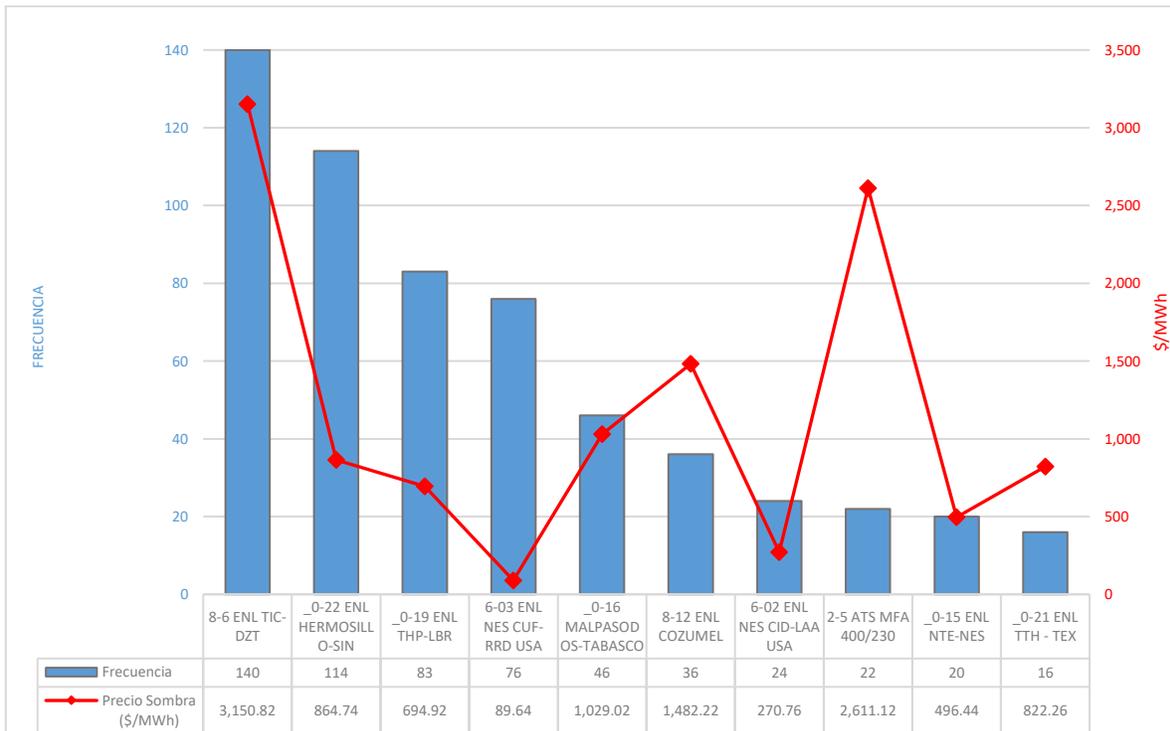


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

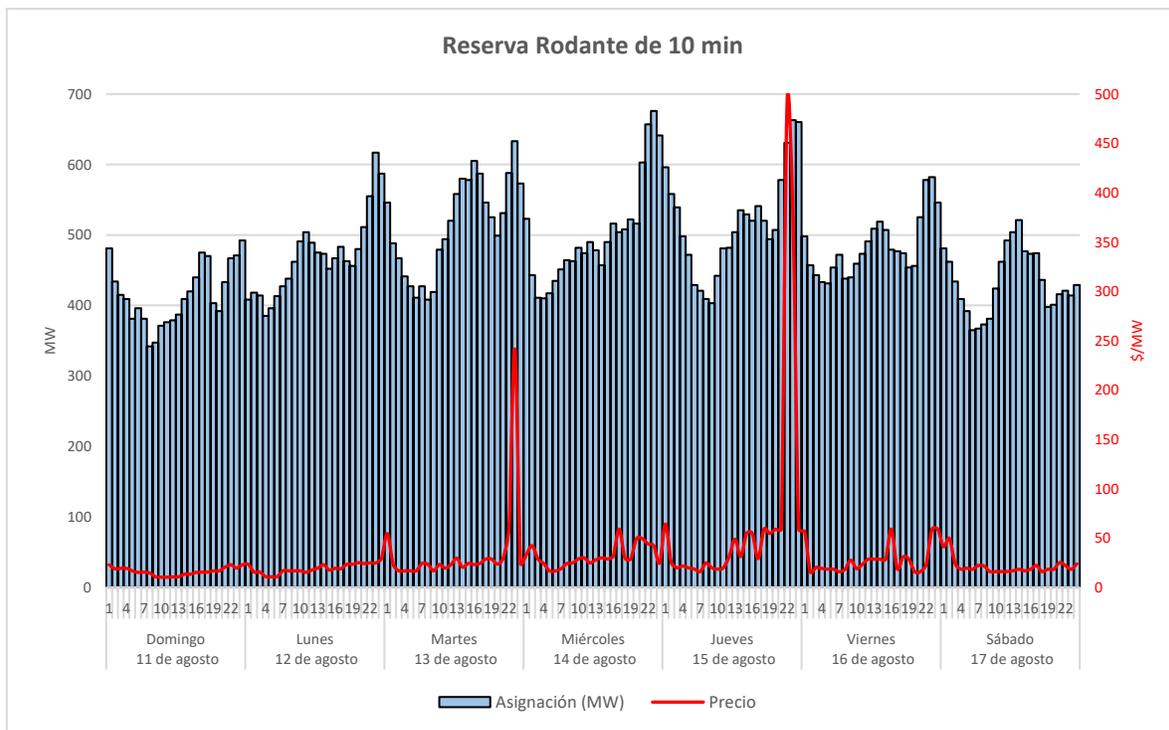
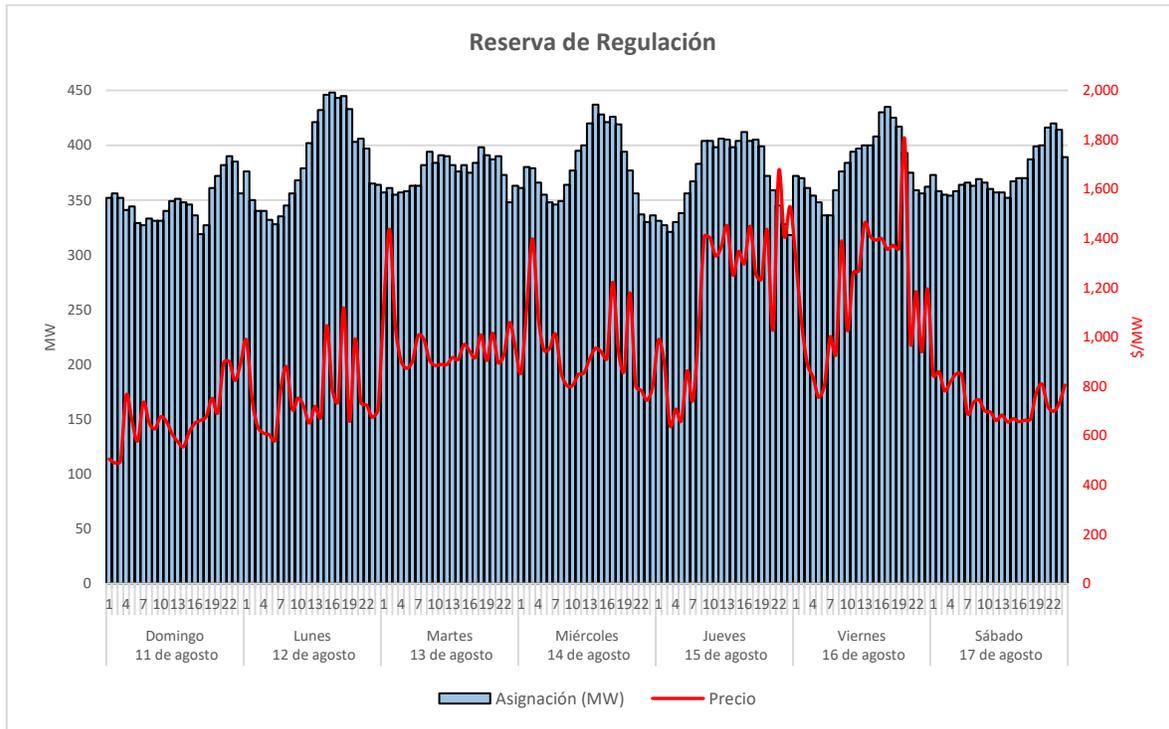


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

