



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

18 al 24 de agosto del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.34/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,431.24 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **7,580.45 \$/MWh** y **7.46 \$/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 **1,480.13 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,781.85 \$/MWh** y **47.74 \$/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 lunes con un valor de **43,708.66 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **32,360.44 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **67.61%** proviene de Centrales Térmicas, **14.01%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **10.41%** proviene de Centrales No Despachables, **4.50%** 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 **60.95%**, oferta Hidroeléctrica **17.67%**, Oferta CIL **10.73%**, Oferta No Despachable **7.98%** y Oferta Renovable **2.67%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **54,280 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **4,446.92 \$/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: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**, **8-12 ENL COZUMEL** y **8-6 ENL TIC-DZT**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **974.64 \$/MWh**, **95.29 \$/MWh**, **1,533.91 \$/MWh** y **2,719.67 \$/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
1,642.36 – 271.92	448.00 – 316.00	Regulación
392.89 – 5.24	798.00 – 332.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
18 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 482 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en línea de transmisión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en ventilador de tiro forzado, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
19 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 895 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en regulador automático de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en ventilador de la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por variación de temperatura en trayectoria de álabes de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en servicios auxiliares, y otra unidad por alta temperatura en escape de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
20 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 658 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades, una unidad térmica por fugas en calentadores y precalentadores regenerativos de aire, y una unidad hidráulica por ruptura de perno de seguridad de anillo del distribuidor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por alto nivel de pozo caliente, y dos unidades por no abrir "bypass" de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
21 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 144 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en gases de escape del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en el recuperador de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por ruptura de línea de vapor auxiliar al generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
22 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 2,032 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de aceite en control de turbina, 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 una unidad térmica por falla en compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.

	<ol style="list-style-type: none"> 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en tarjeta de señales de presión y temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades por falsa señal de temperatura en la turbina, una unidad por baja presión en sistema electrohidráulico, y otra unidad por alto consumo de agua desmineralizada en el ciclo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 6. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de la bomba de inyección de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
23 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 431 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en precalentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
24 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 815 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en cabezal inferior del generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

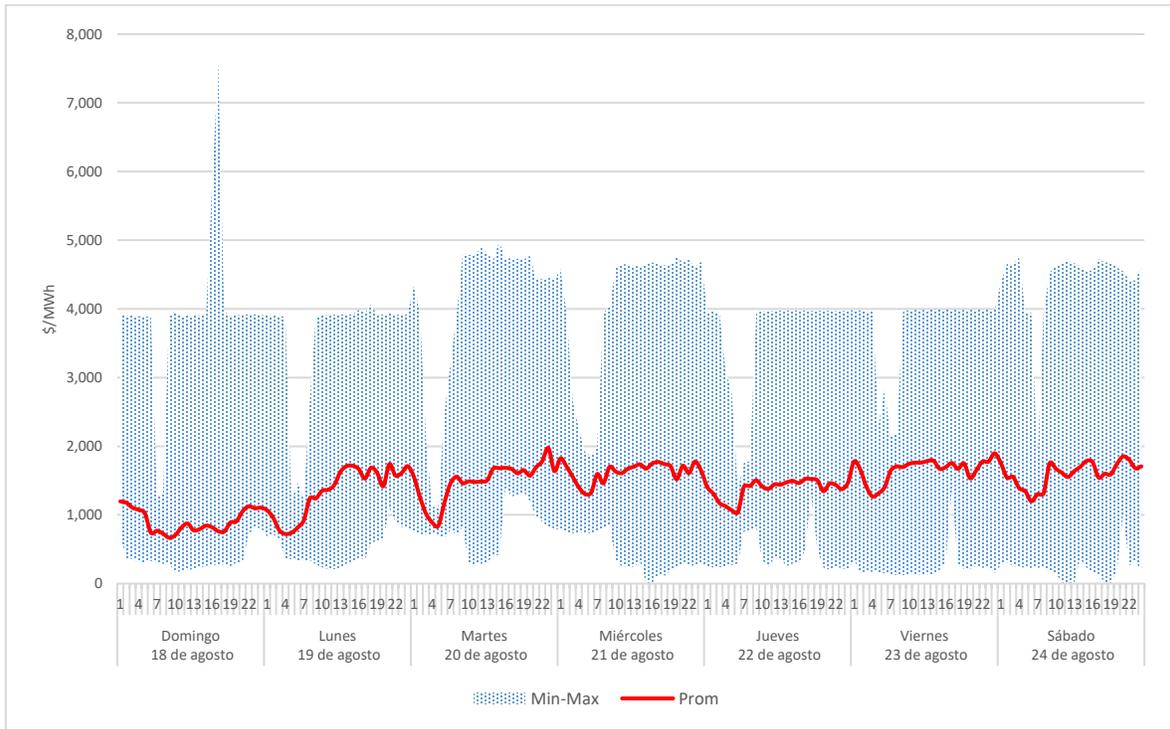


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

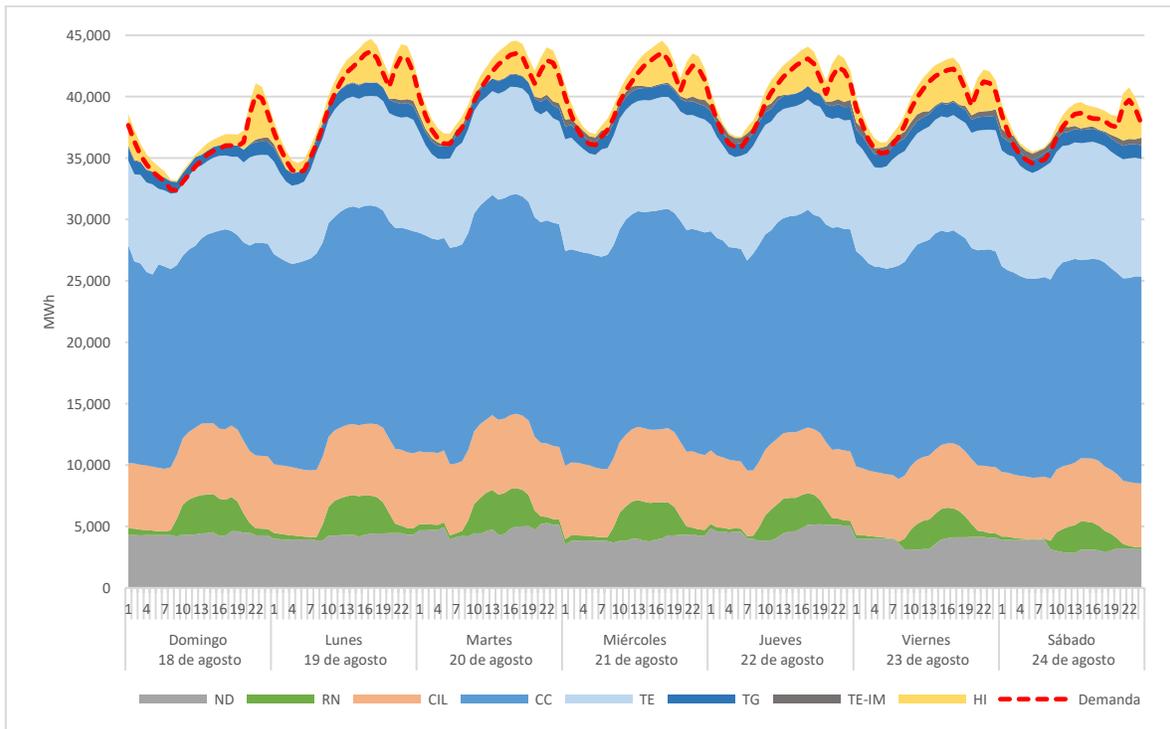


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

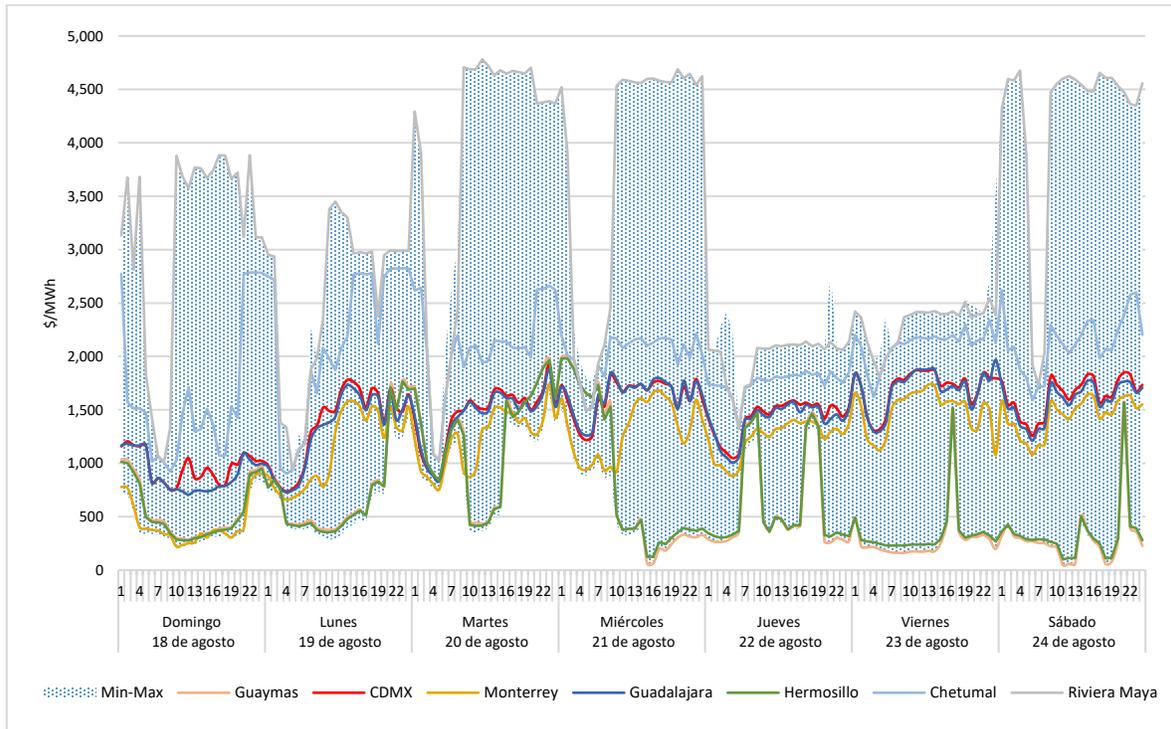


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

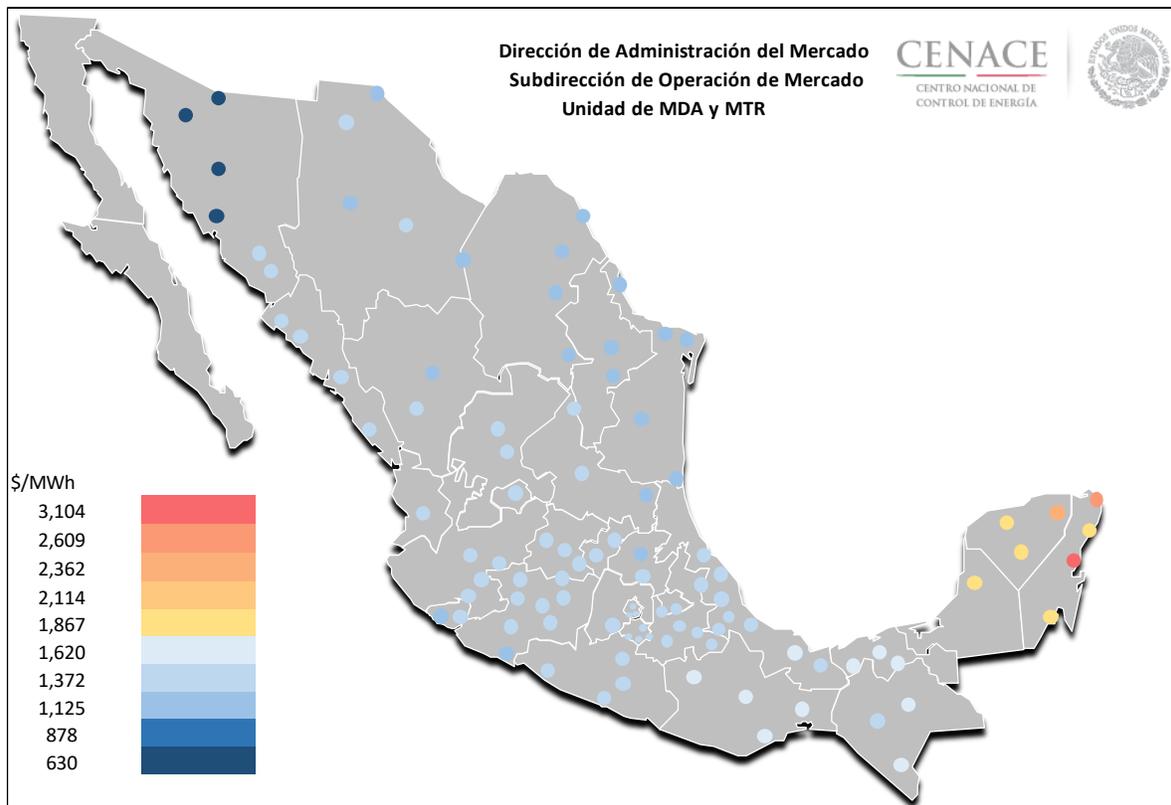


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

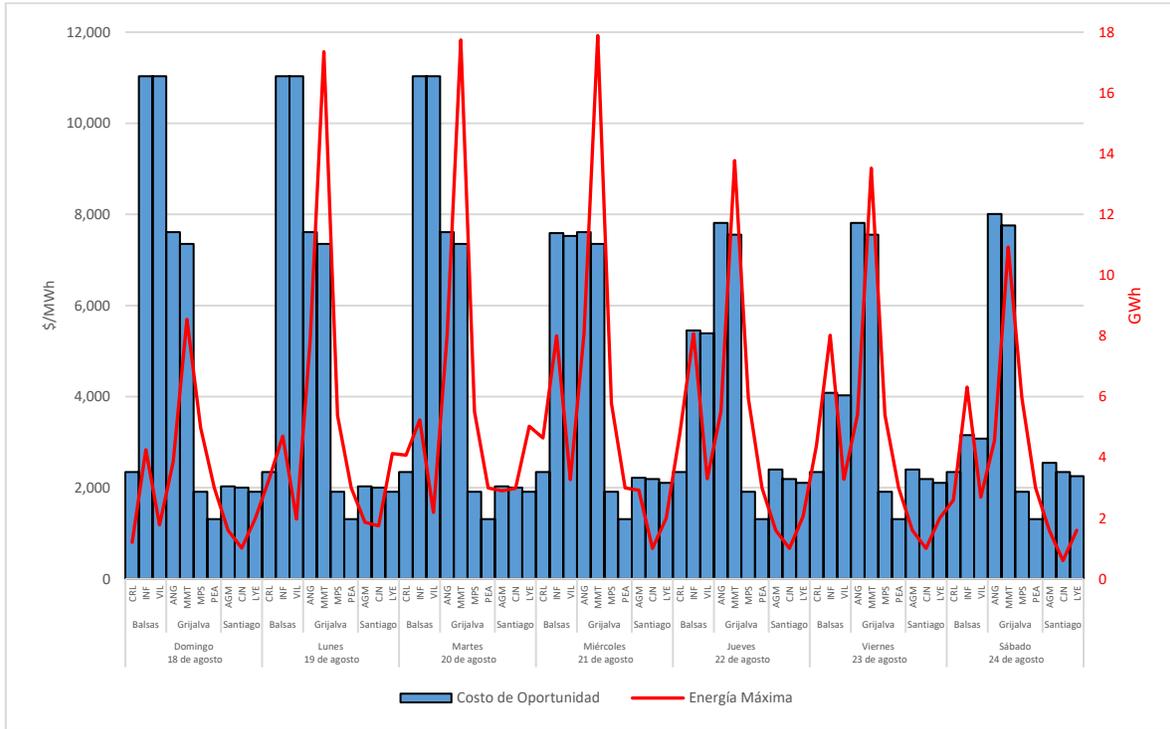


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

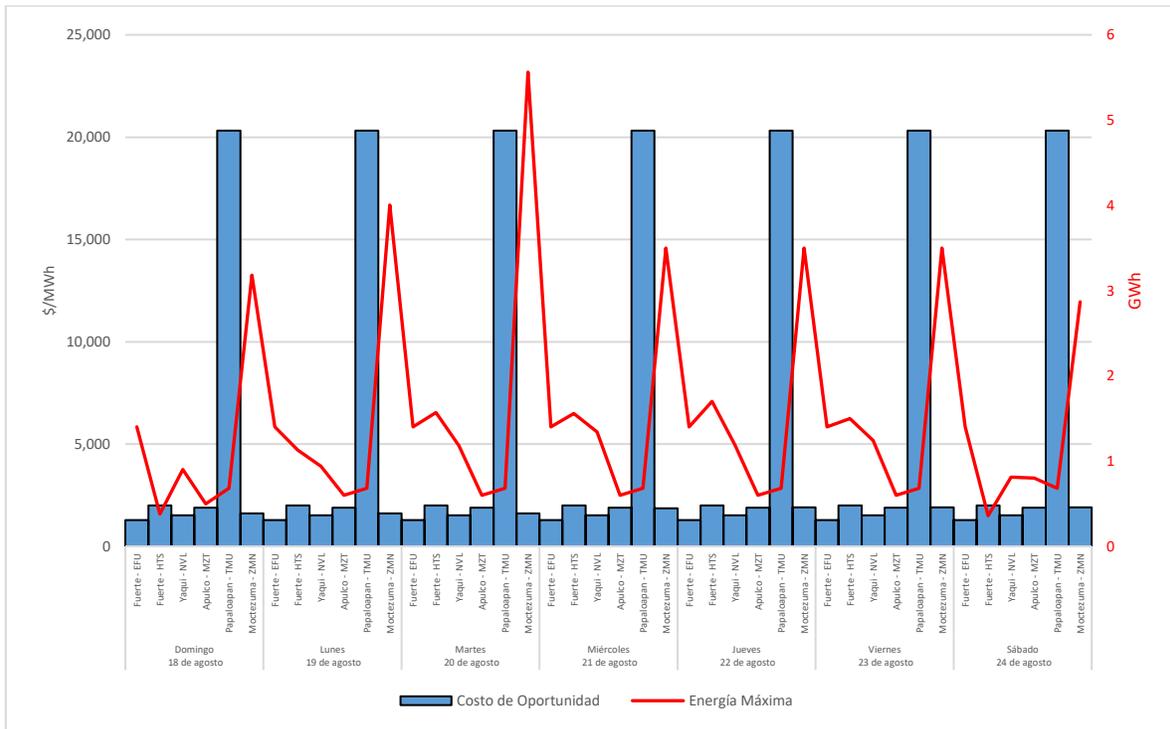


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

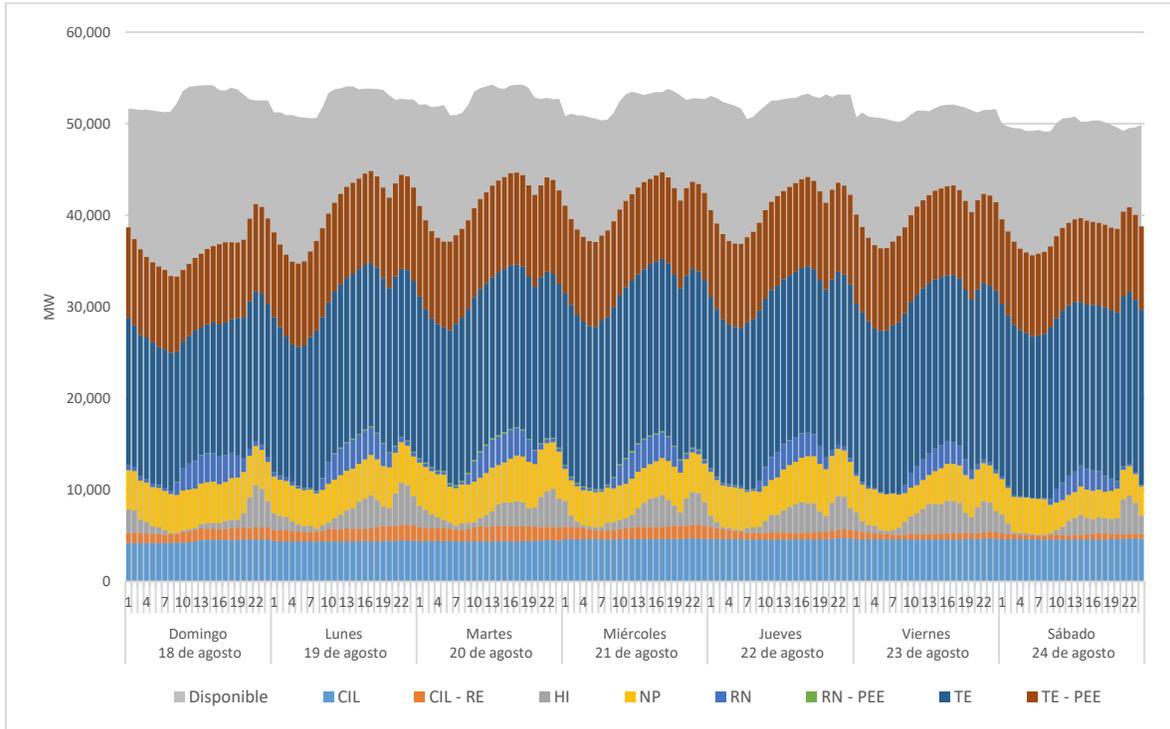


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

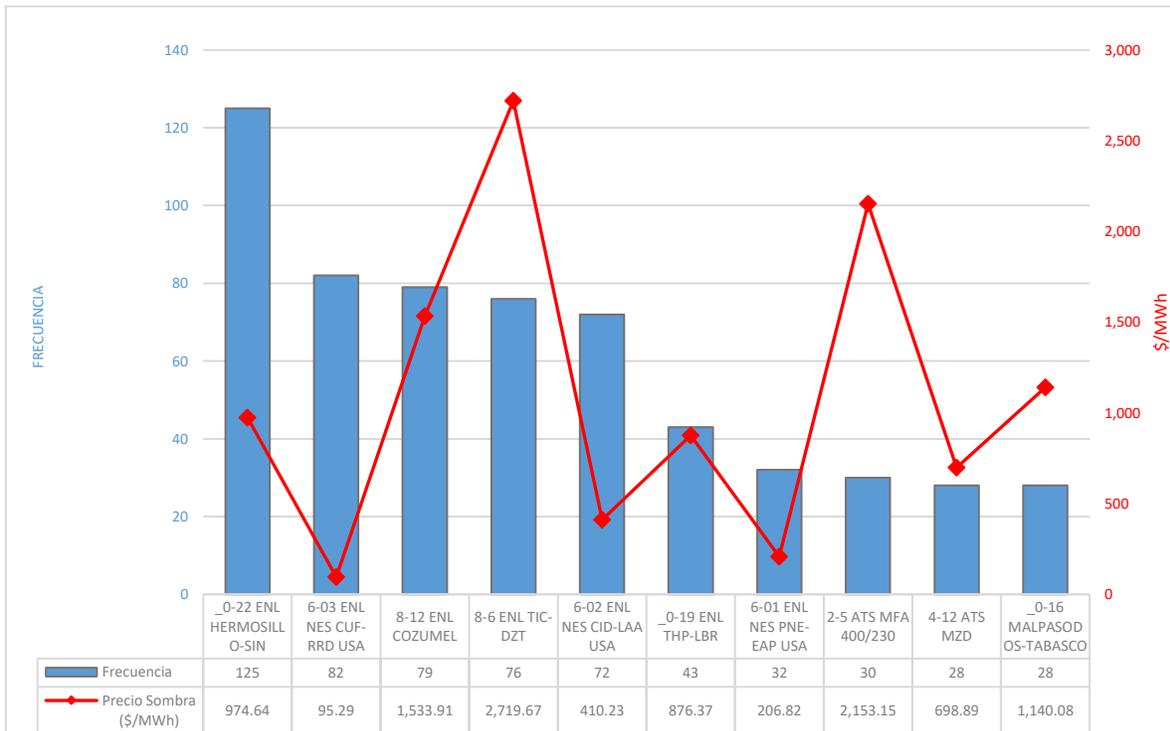


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

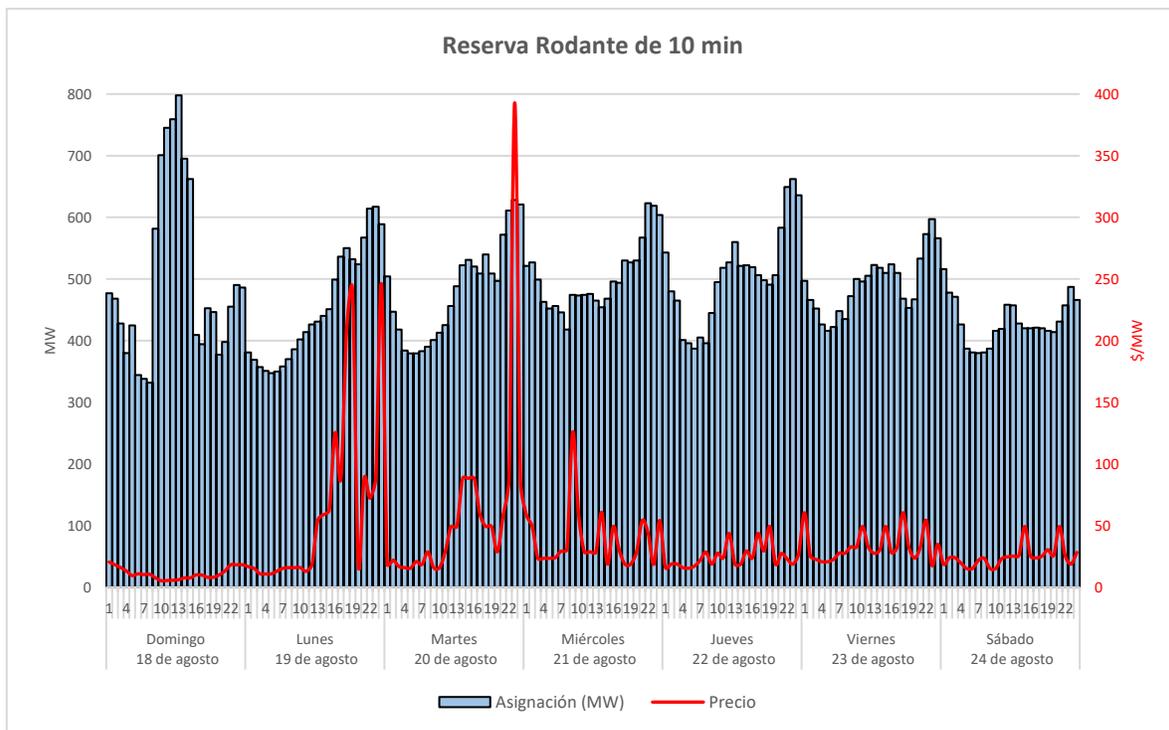
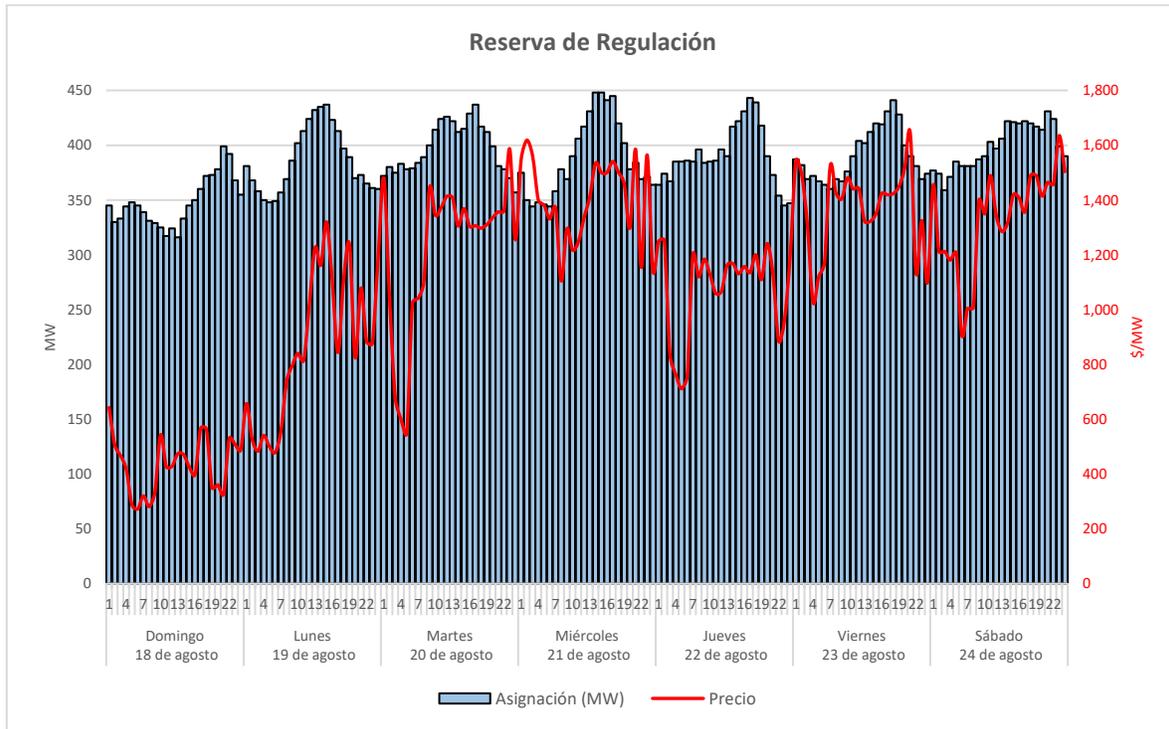


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

