



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

09 al 15 de diciembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.50/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,331.37 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **17,490.00 \$/MWh** y **267.86 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08TIU-115** y **04PLD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,376.36 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **15,040.07 \$/MWh** y **331.95 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Ticul** y **Caborca**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **35,871.38 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **24,816.00 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **63.90%** proviene de Centrales Térmicas, **18.49%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **11.77%** proviene de Centrales No Despachables, **3.39%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.45%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **59.24%**, oferta Hidroeléctrica **19.41%**, Oferta CIL **12.07%**, Oferta No Despachable **7.68%** y Oferta Renovable **1.60%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **50,153 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,926.00 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,158.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-23 ENL MZD-TED-FSO**, **0-8 ENL PMY-RAP**, **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN.** y **0-7 ENL MZD-TED**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,188.91 \$/MWh**, **657.46 \$/MWh**, **240.13 \$/MWh** y **705.21 \$/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
1,080.56 – 23.75	393.00 – 253.00	Regulación
737.81 – 9.89	856.00 – 477.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
09 de diciembre	Sin Novedad.
10 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 398 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta diferencial en casa de filtros, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por pérdida de presión de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
11 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 932 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades para revisión por falla, y dos unidades por alta temperatura en cableado de control de válvulas de sangrado de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por cierre de válvula principal de suministro de combustible debido a falso contacto en tablilla de control, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por falla en controlador de la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
12 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 430 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en el regulador de velocidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por pérdida de vacío, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por bajo nivel de aceite en sistema de lubricación, y una unidad para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
13 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 1,124 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de eyector de aire, y otra unidad por restricción de combustible. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por altas vibraciones. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por restricción de combustibles, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por problemas en controlador de la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en relevador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
14 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 1,026 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por operación en falso de la protección del permisivo del transformador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.

	<ol style="list-style-type: none"> 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en el generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por atoramiento en precalentadores, una unidad por fuga de aceite en el reductor principal, y otra unidad por falla en bomba del sistema de aceite de control electrohidráulico de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
15 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 969 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en sensor de temperatura de turbina, y otra unidad por falla en nivel de aceite del generador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por operación de alarma de sobrecitación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por operación en falso de la protección del permisivo del transformador, y otra unidad para revisión del generador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica para reparación de tubos de pared de agua, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

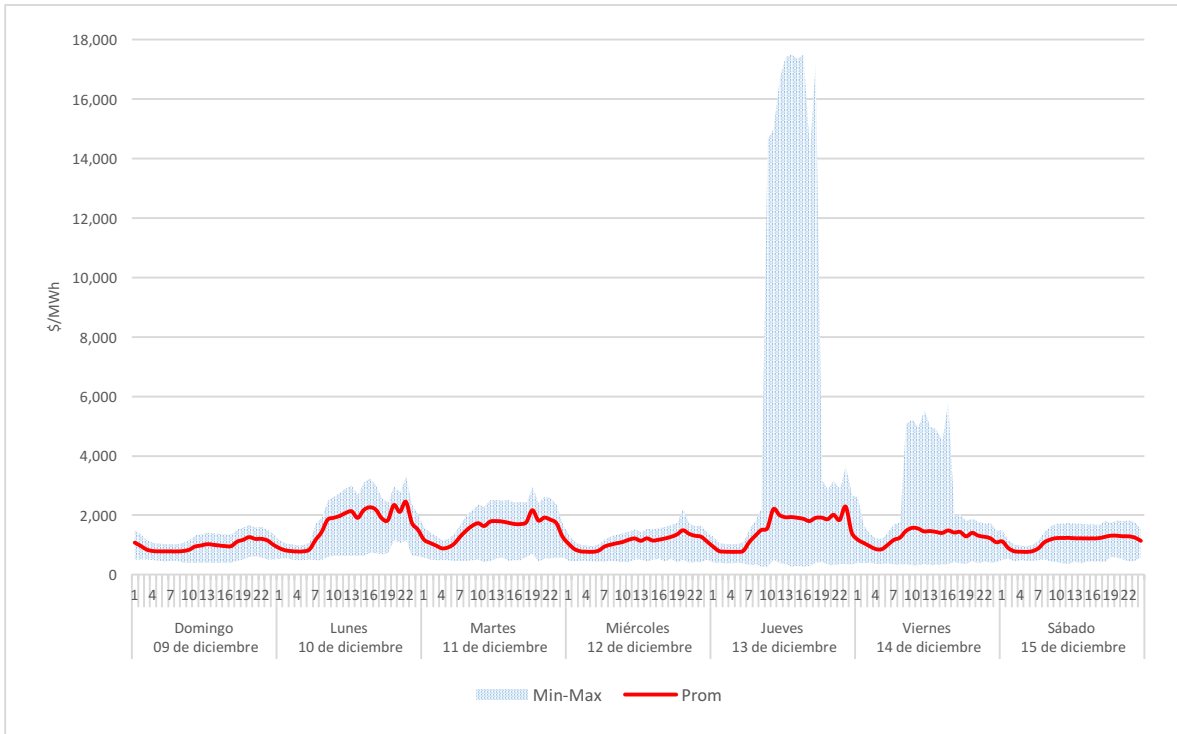


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

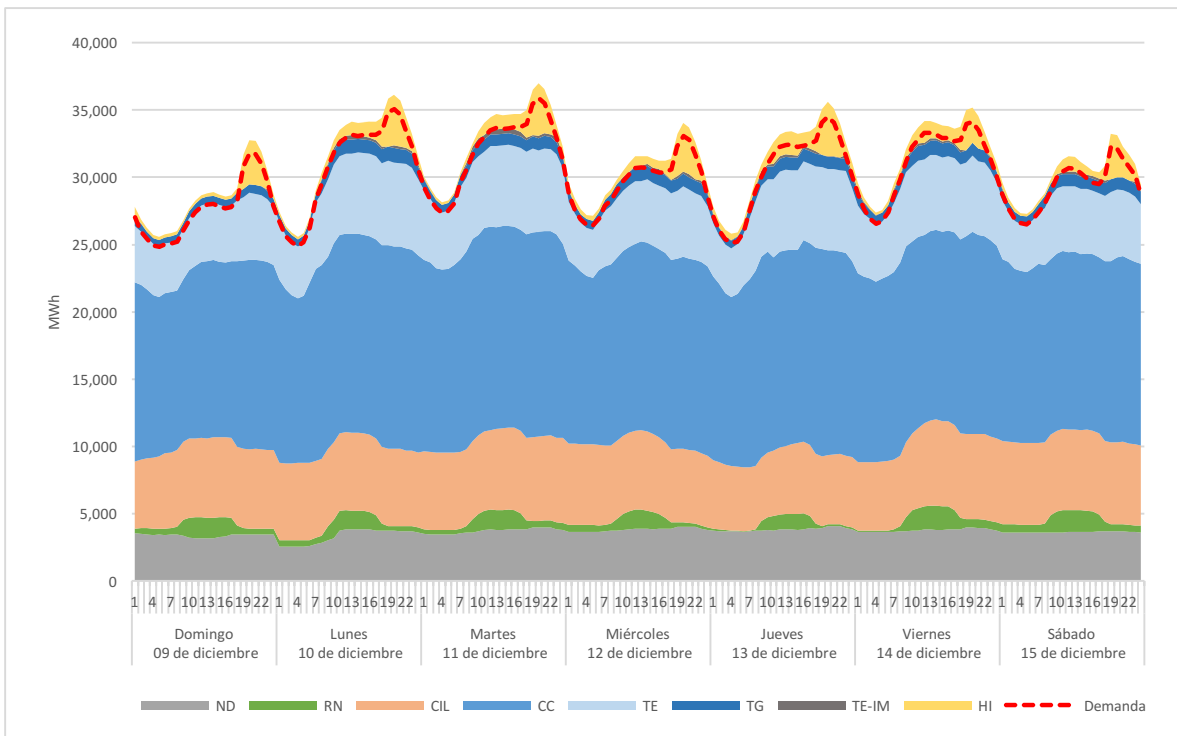


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

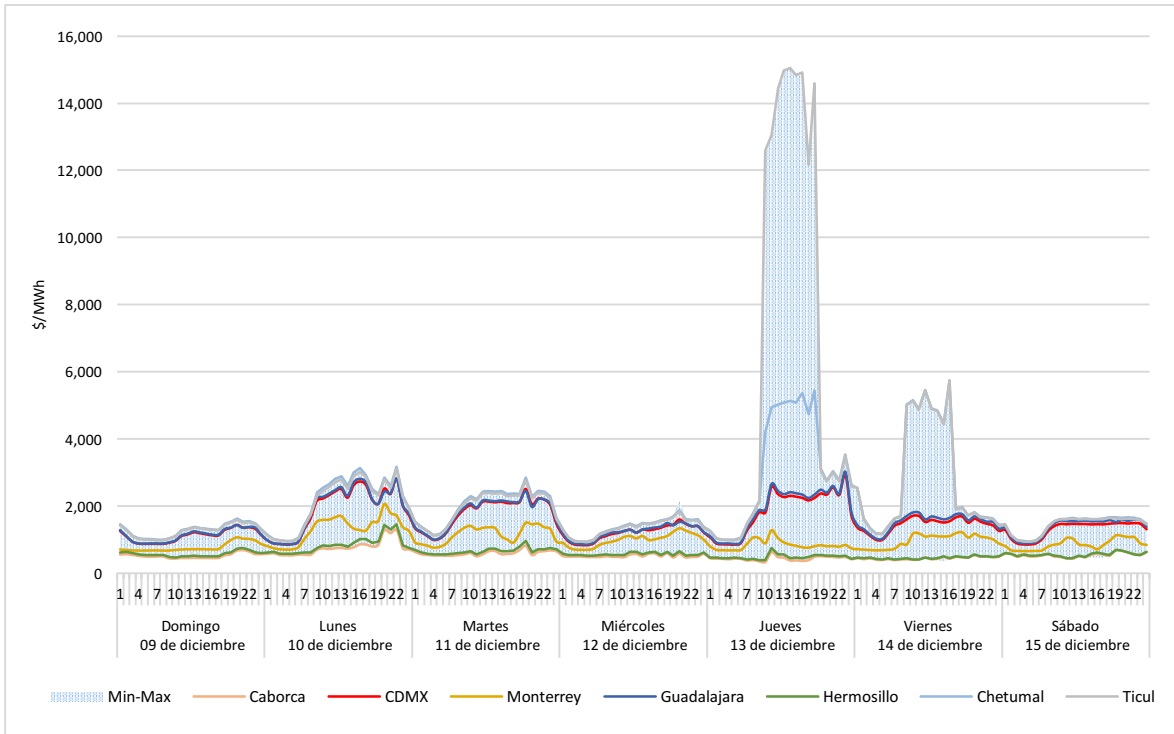


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

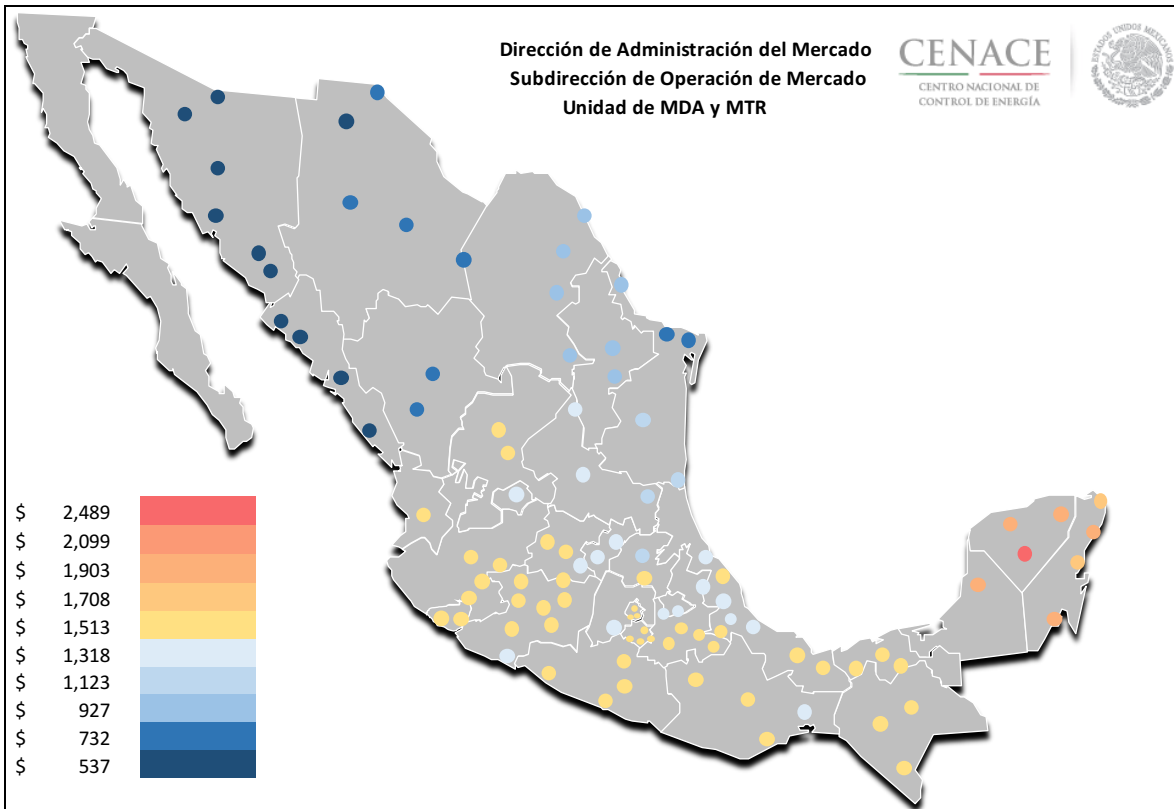


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

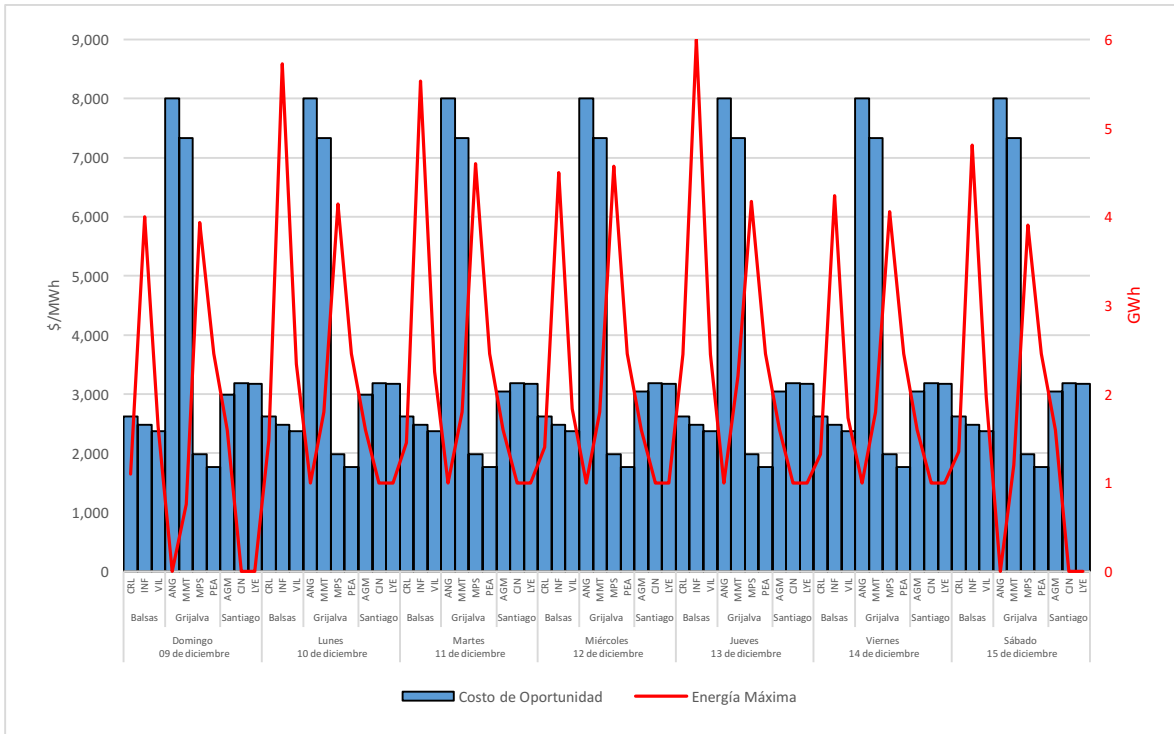


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

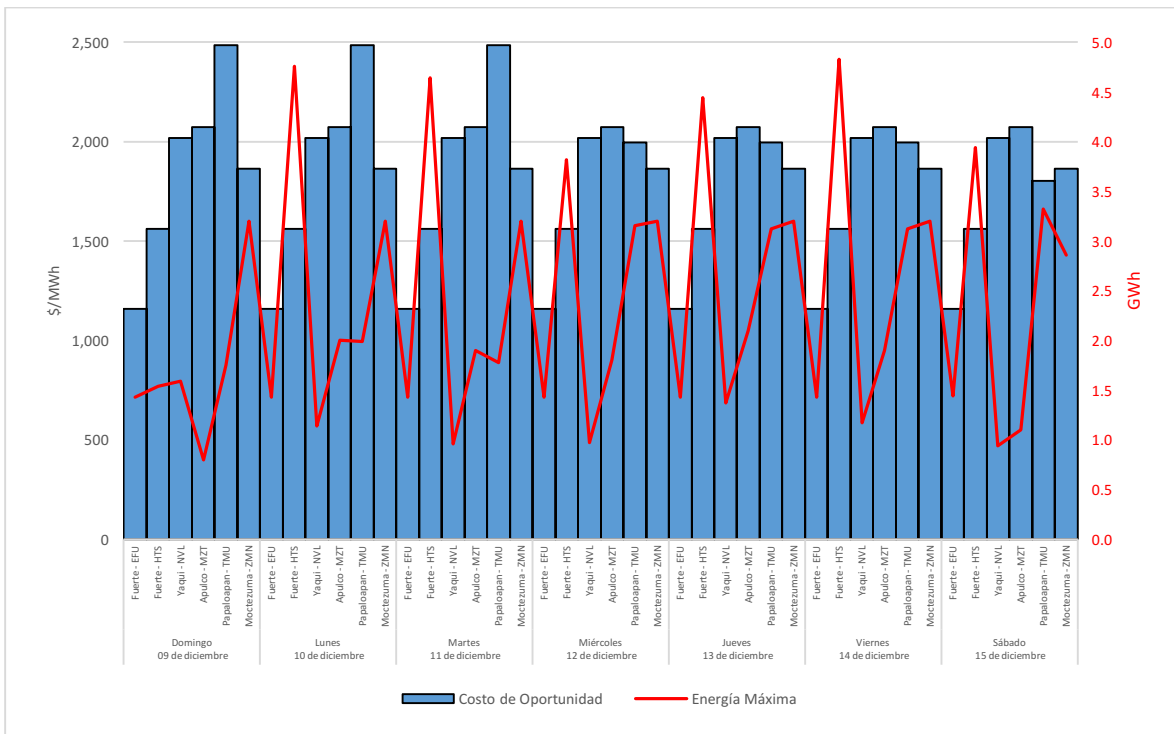


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

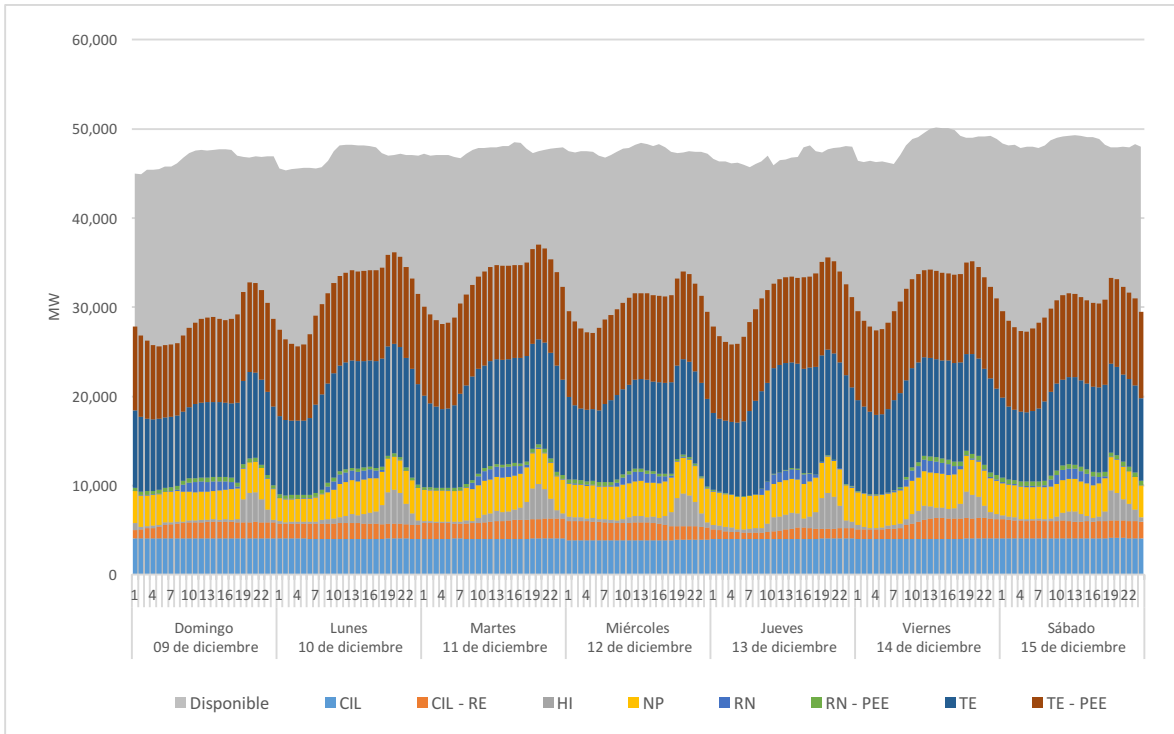


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

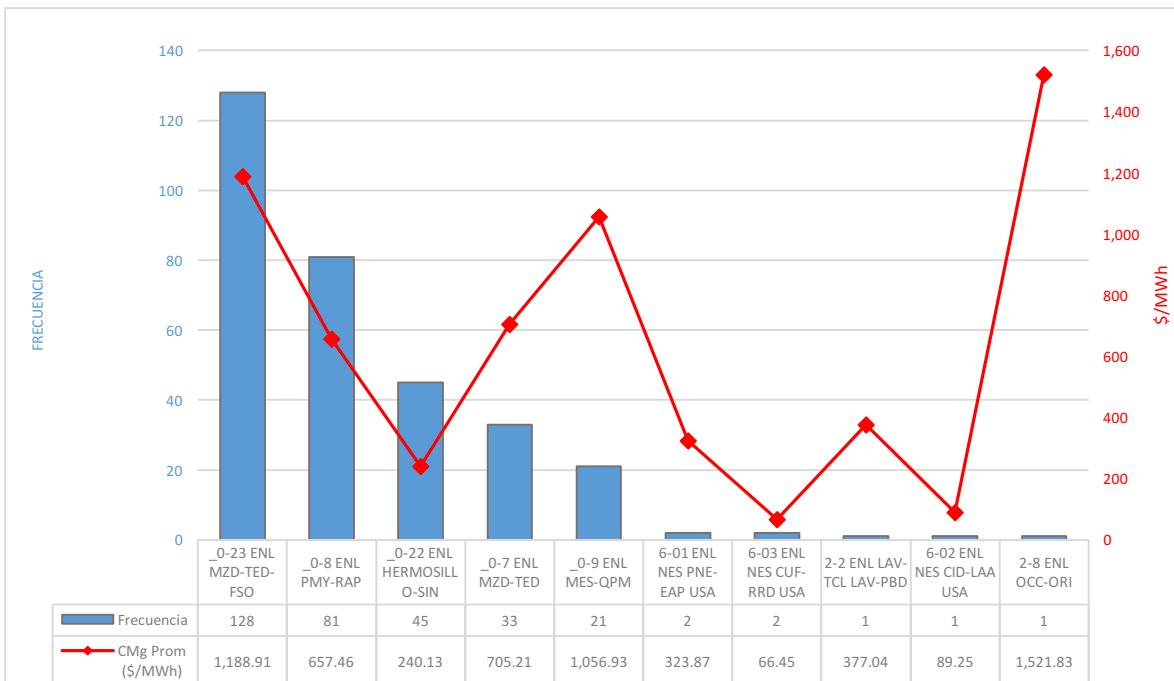


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

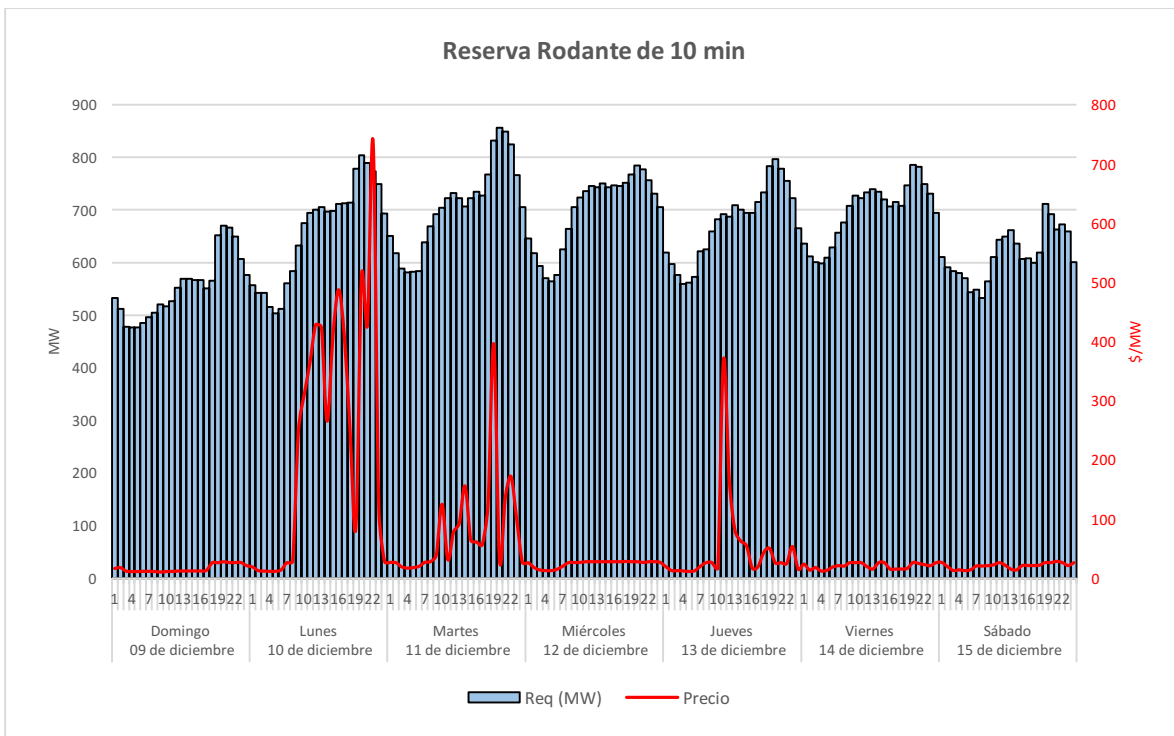
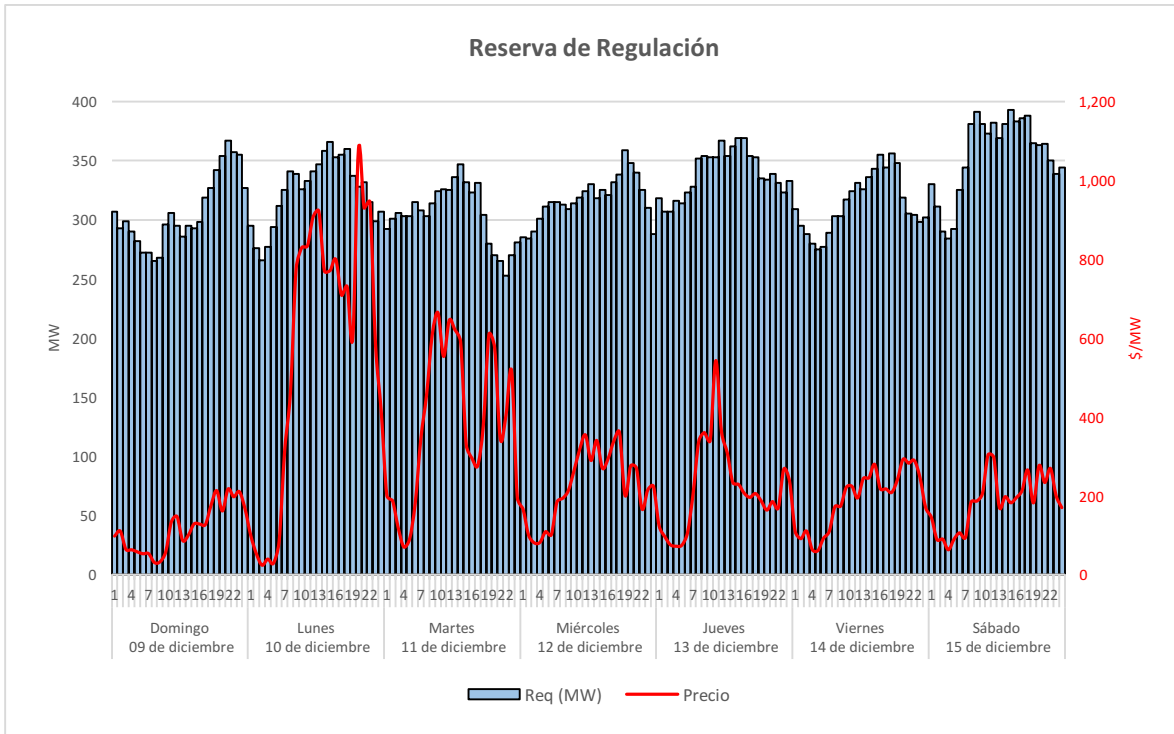


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

