



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

03 al 09 de febrero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.06/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,085.98 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,147.76 \$/MWh** y **-49.38 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08TIU-115** y **06VKM-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,133.18 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,534.05 \$/MWh** y **13.30 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Ticul** y **Matamoros**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **35,143.38 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **22,849.66 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **70.54%** proviene de Centrales Térmicas, **16.71%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.60%** proviene de Centrales No Despachables, **3.80%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.35%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **63.36%**, oferta Hidroeléctrica **19.82%**, Oferta CIL **10.92%**, Oferta No Despachable **4.32%** y Oferta Renovable **1.58%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **48,275 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,773.49 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **866.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Novillo**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **0-8 ENL PMY-RAP**, **4-8 LMD-GSV** y **6-02 ENL NES CID-LAA USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **337.74 \$/MWh**, **716.36 \$/MWh**, **682.21 \$/MWh** y **239.05 \$/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
1,372.03 – 129.48	432.00 – 299.00	Regulación
31.93 – 5.21	797.00 – 432.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
03 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 2,154 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en rodamientos de compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por sensor de temperatura dañado, y otra unidad por pérdida de vacío en condensador principal, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por problemas de flujo de combustible desde la terminal, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión de vapor en recuperador de calor, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
04 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 799 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por mala regulación de válvulas de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falso contacto en tablilla de conexiones de temperatura del transformador principal, una unidad por fuga de agua en bomba de alta temperatura, y otra unidad por problemas en bomba de agua de alimentación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
05 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 914 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en transmisor de presión, y dos unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el economizador, y otra unidad por falso contacto en tablillas de conexiones de verificación de señales de temperatura de aceite del transformador principal, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
06 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 2,177 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 chumacera, y otra unidad por falla en transmisores de presión de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falta de vapor, y otra unidad por alta vibración de ventilador de tiro inducido. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, cuatro unidades por punto caliente en una cuchilla, una unidad por alta presión en túnel de escape en

	<p>turbina, y otra unidad por falla en bomba de agua de alimentación de alta presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el sensor de vibraciones, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 7. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
07 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 987 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por bajo vacío en turbina de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 3. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
08 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 971 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible y otra unidad por tubos rotos en caldera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad para reparación de válvula de presión de combustible, una unidad por requerimientos de vapor internos, y otra unidad por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en sistema de condensado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones en chumaceras, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
09 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,388 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por variación de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por bajo nivel de bomba de condensado, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga de aceite en sistema de compuerta en compresor a turbina, una unidad por falla en transferencia de servicios auxiliares, y otra unidad por vibraciones en chumacera, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

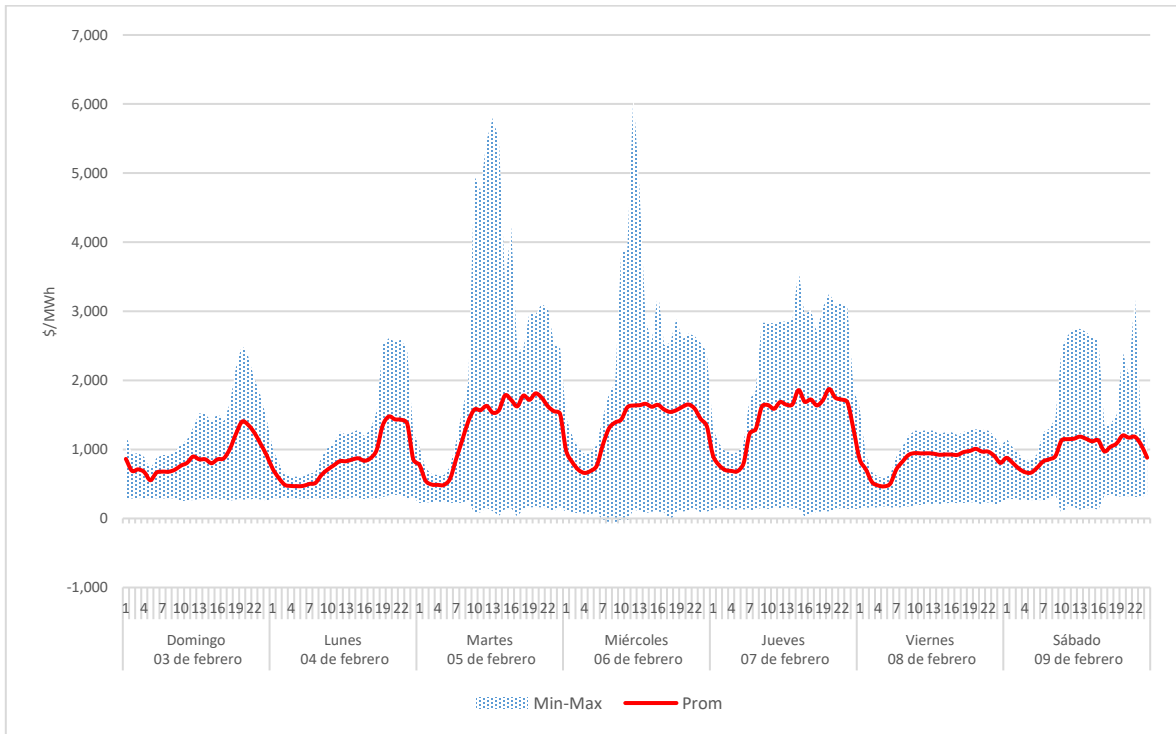


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

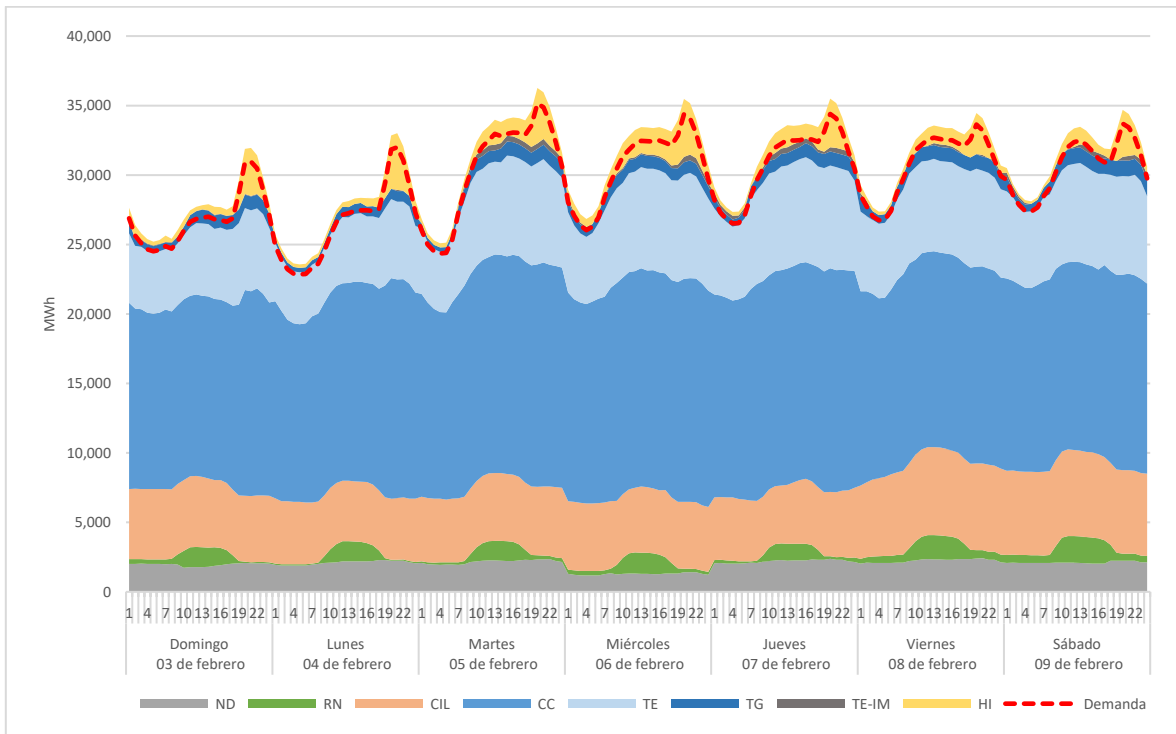


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

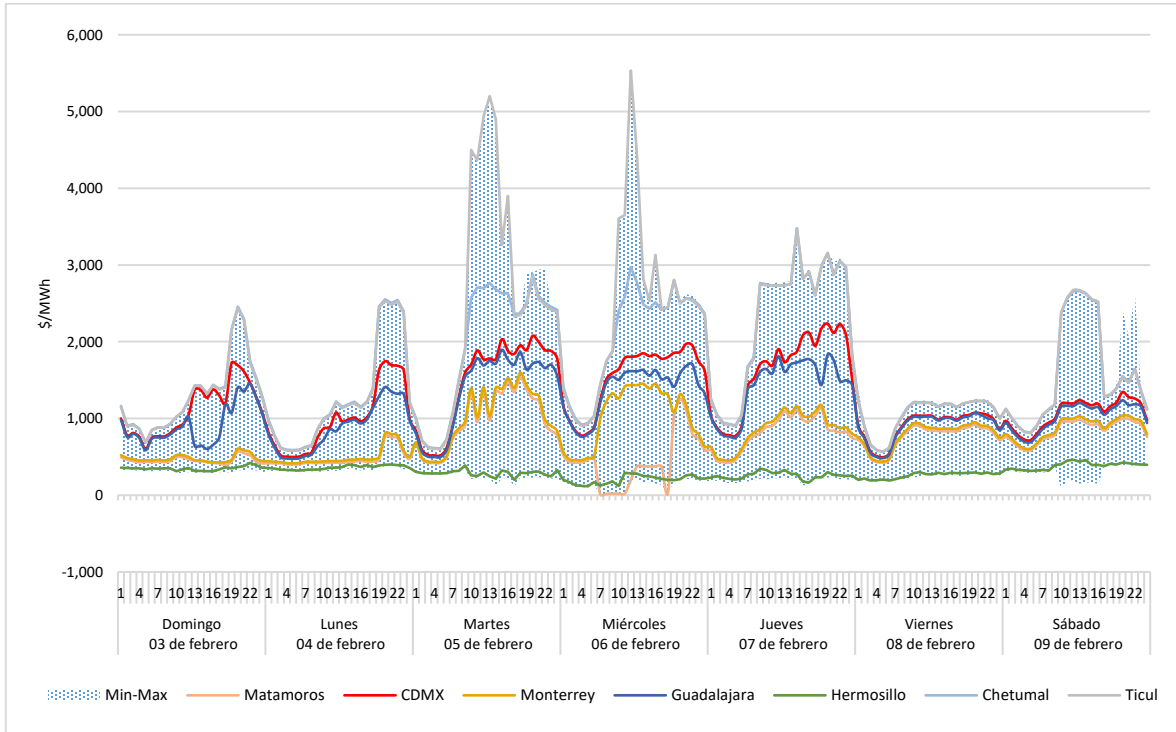


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

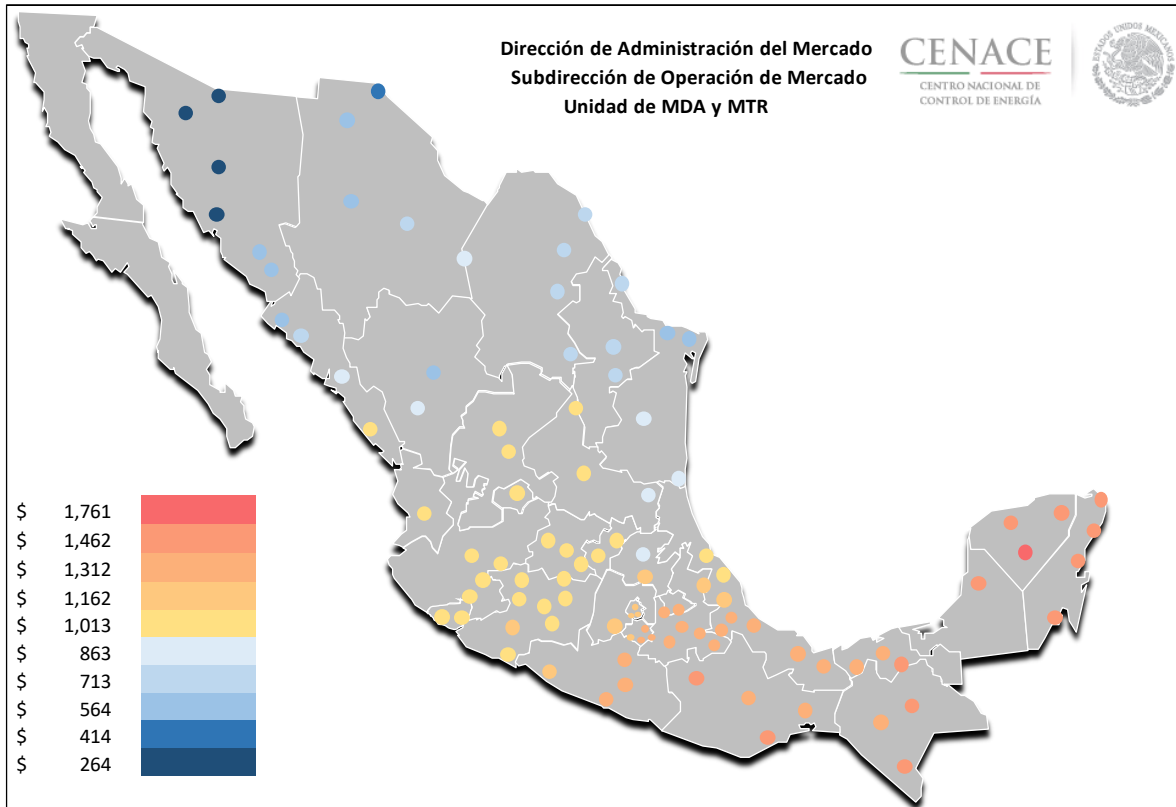


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

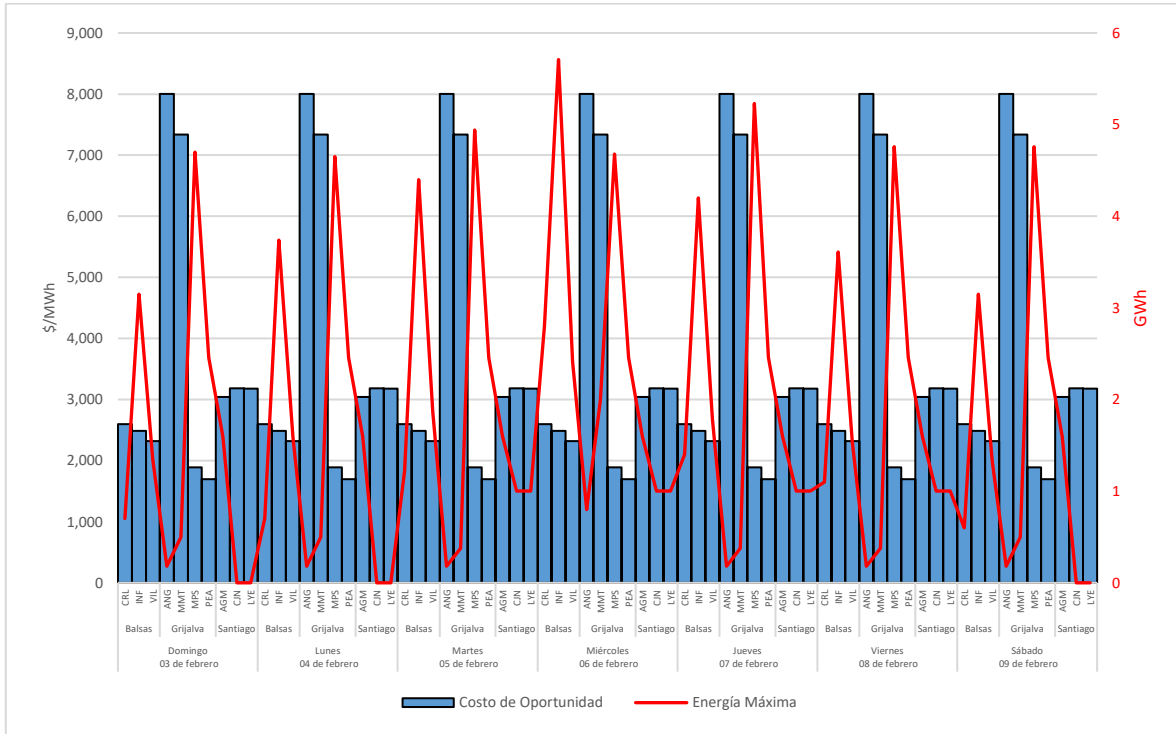


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

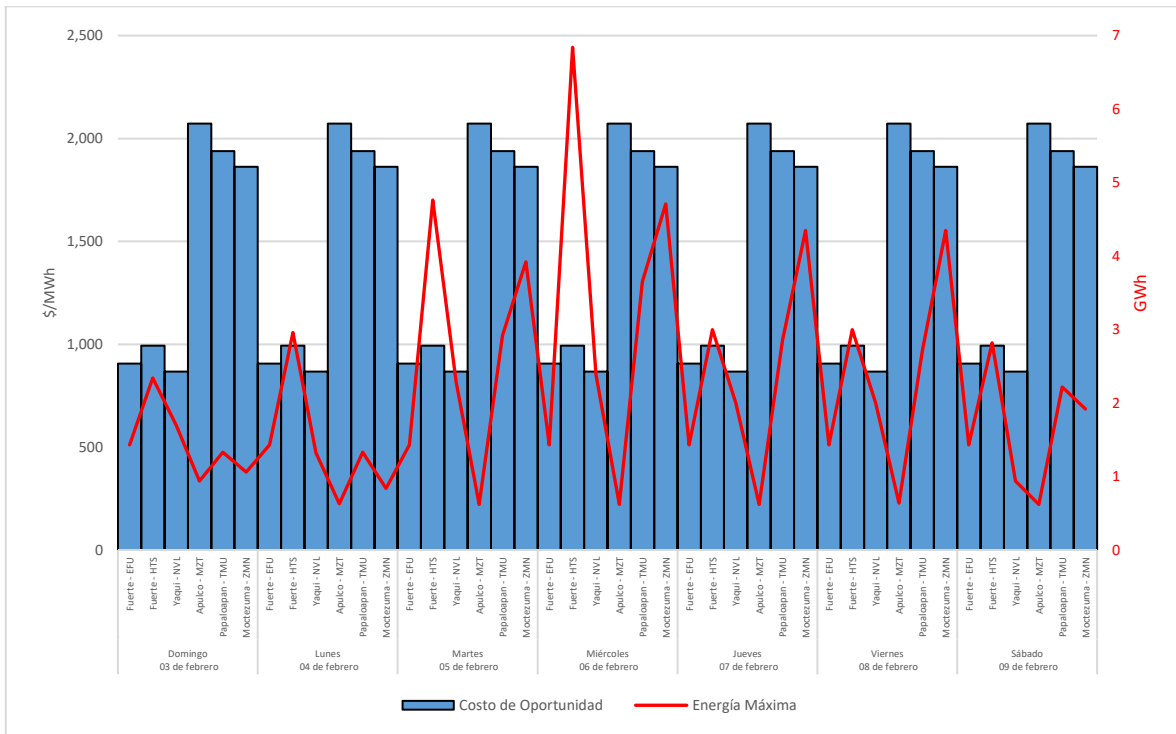


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

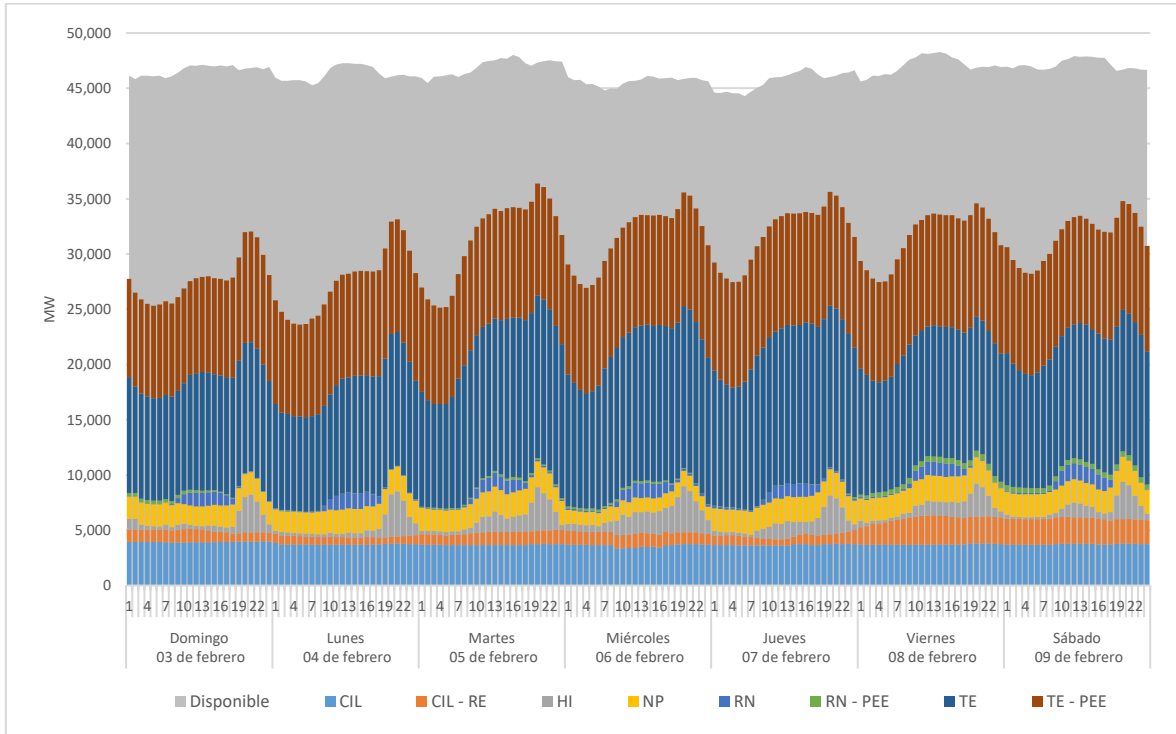


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

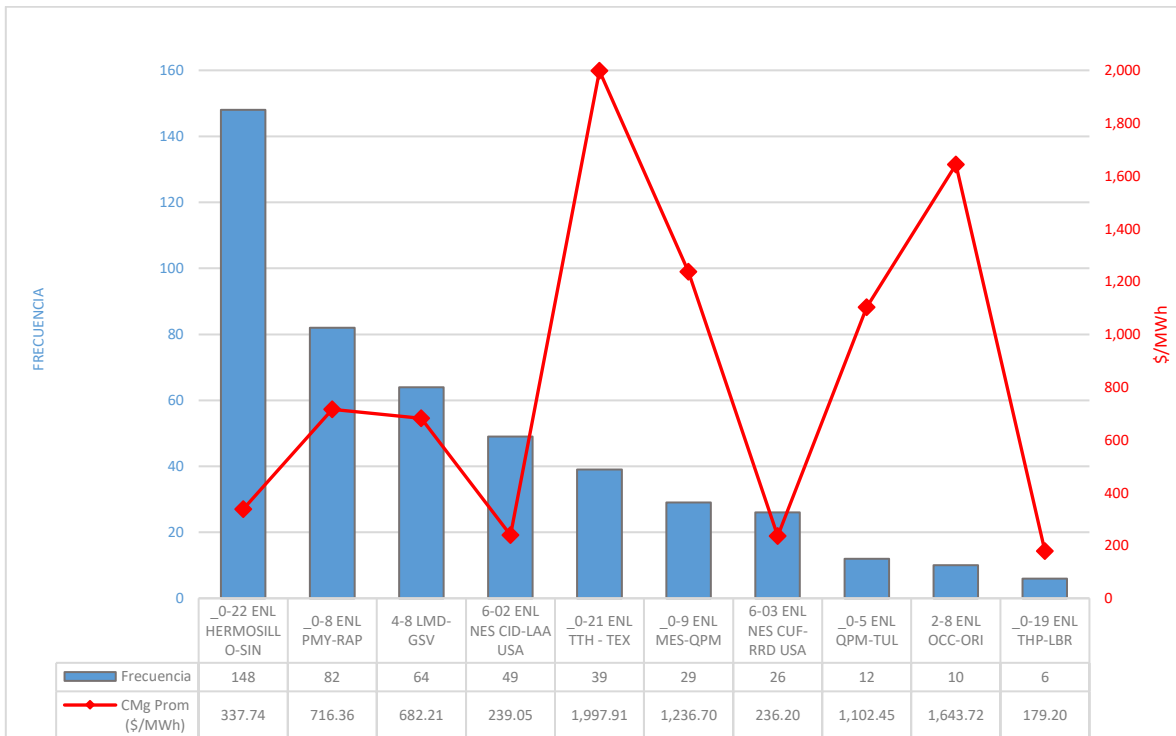


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

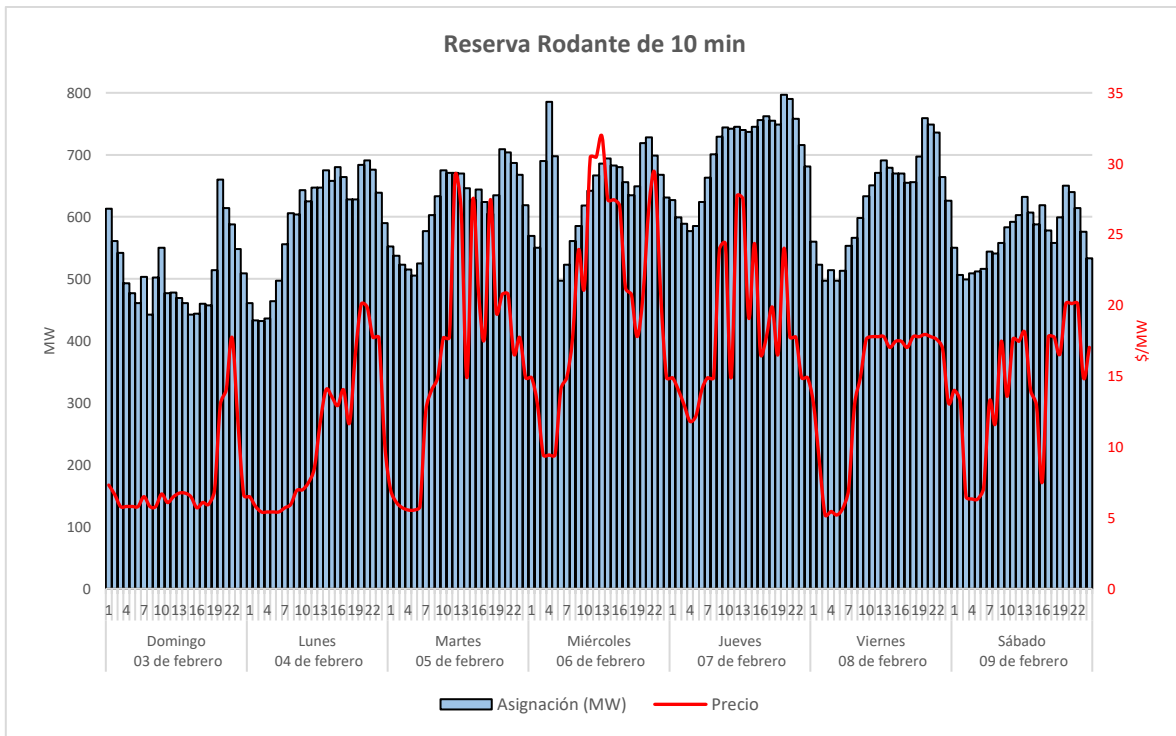
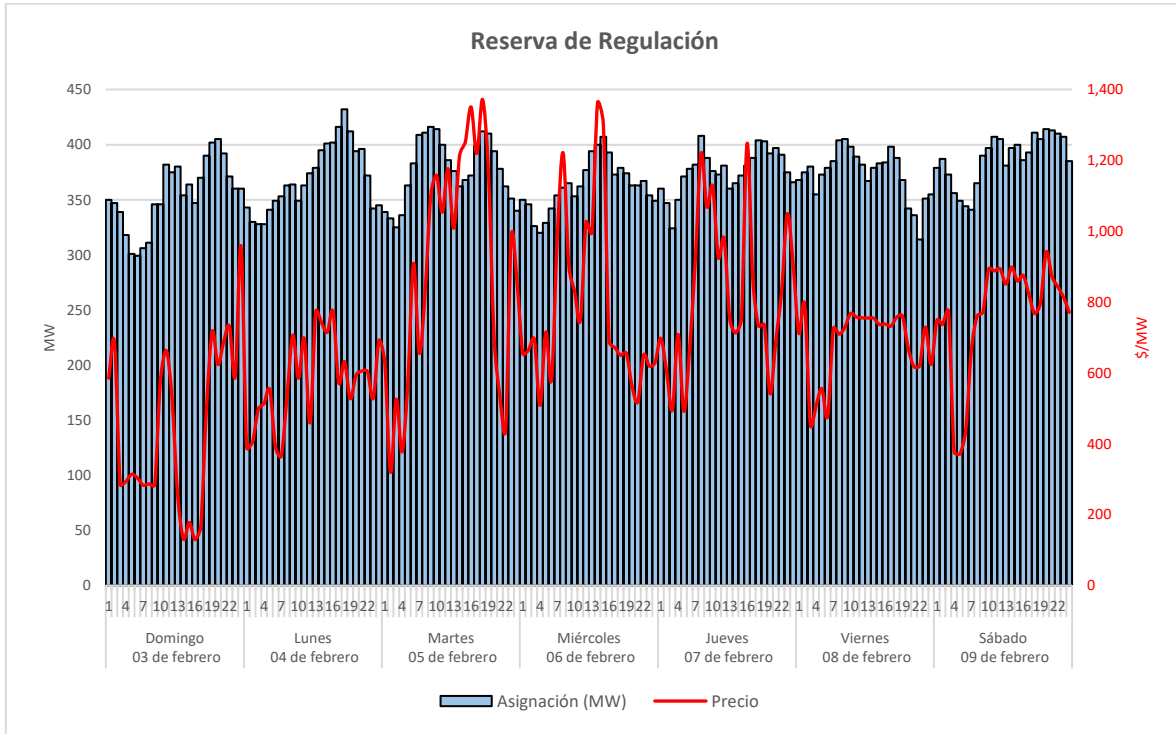


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

