



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

17 al 23 de febrero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.08/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,506.86 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,059.71 \$/MWh** y **-49.80 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08DZI-115** y **04LCF-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,608.79 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **15,030.51 \$/MWh** y **14.43 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Mérida** y **Caborca**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día lunes con un valor de **35,947.90 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **25,782.34 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **70.00%** proviene de Centrales Térmicas, **14.96%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.22%** proviene de Centrales No Despachables, **5.69%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.13%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **62.50%**, oferta Hidroeléctrica **19.80%**, Oferta CIL **10.89%**, Oferta No Despachable **5.26%** y Oferta Renovable **1.55%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **46,516 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,799.04 \$/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: **4-8 LMD-GSV**, **0-21 ENL TTH - TEX**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA** y **0-5 ENL QPM-TUL**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **781.76 \$/MWh**, **1,945.06 \$/MWh**, **300.06 \$/MWh** y **1,471.56 \$/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
1,684.55 – 211.82	454.00 – 294.00	Regulación
117.63 – 7.30	819.00 – 454.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
17 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,501 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por daño en tarjeta del sistema fuego-combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de combustible de premezcla, y otra unidad por fuga en el economizador de alta presión. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en línea de transmisión. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en posición de compuerta entre turbina y generador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de cinco unidades térmicas, una unidad de emergencia por alta presión en cilindro, y cuatro unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de combustible en cabezal principal, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
18 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 447 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por falla en compresor, y una unidad por fuga en pared del generador de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de purga de combustible, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
19 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,572 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, cuatro unidades por falla en el sistema de aire de atomización, y dos unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por baja presión de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
20 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,191 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para calibrar módulo de detección fuego-combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por restricción de combustible, y otra unidad por alta temperatura en el condensador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por alta temperatura en un cilindro, una unidad por alta presión diferencial en filtros de combustible, una unidad por disparo del generador eléctrico, y otra unidad por falsa señal en los precalentadores de aire regenerativo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

21 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,393 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para revisión de chumacera por altas vibraciones, y otra unidad para cambio de interruptor del arrancador hidráulico, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de aceite de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por restricción de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el generador de vapor, y otra unidad por problemas en medición de flujo y presión de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta vibración, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
22 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,149 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 una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por restricción de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por falla en el sistema de aceite de sellos, una unidad por falla en sello de servo-válvulas de control de combustible, dos unidades por cierre de válvula principal de combustible, y otra unidad por fuga de vapor recalentado, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por falso contacto de micro "switch" de disparo mecánico, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
23 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 684 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falsa señal de sensor de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia para revisión por disparo, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

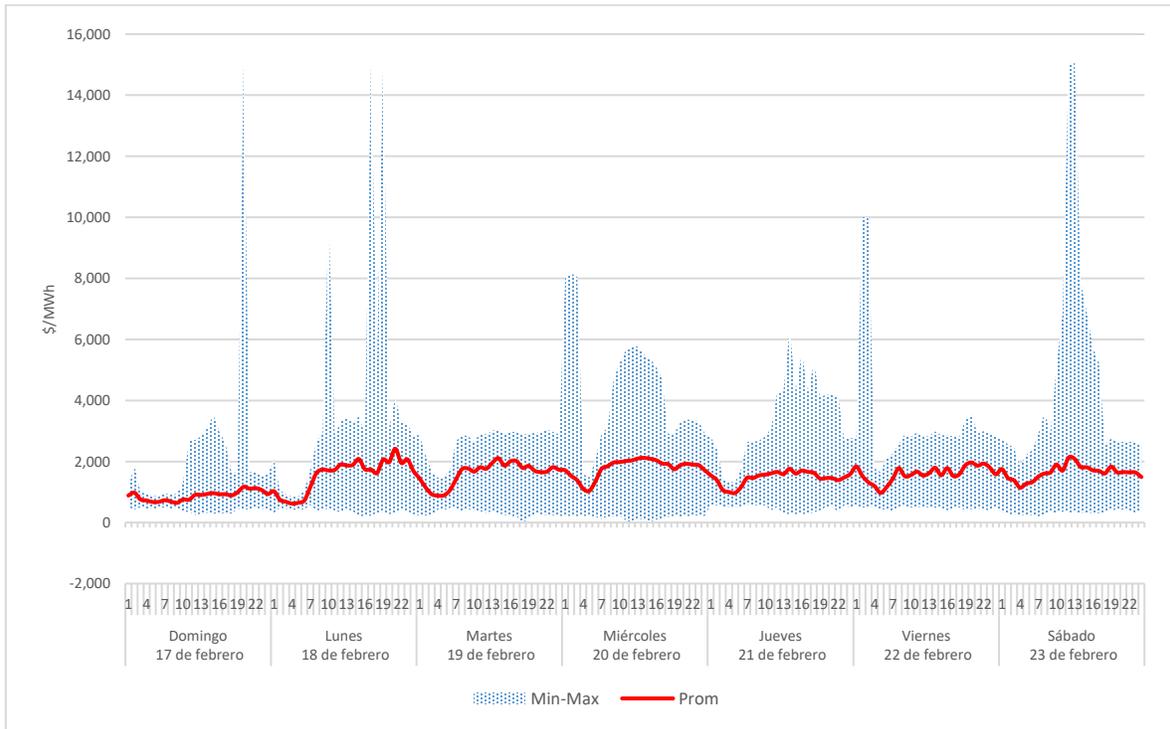


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

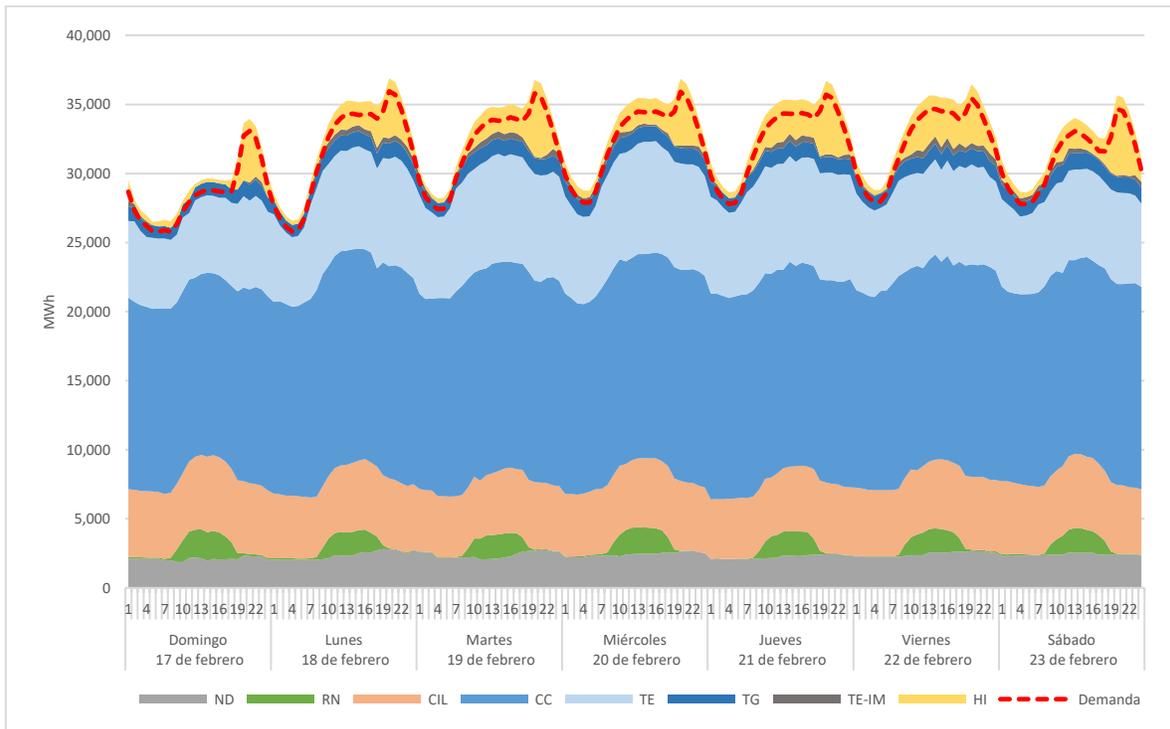


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

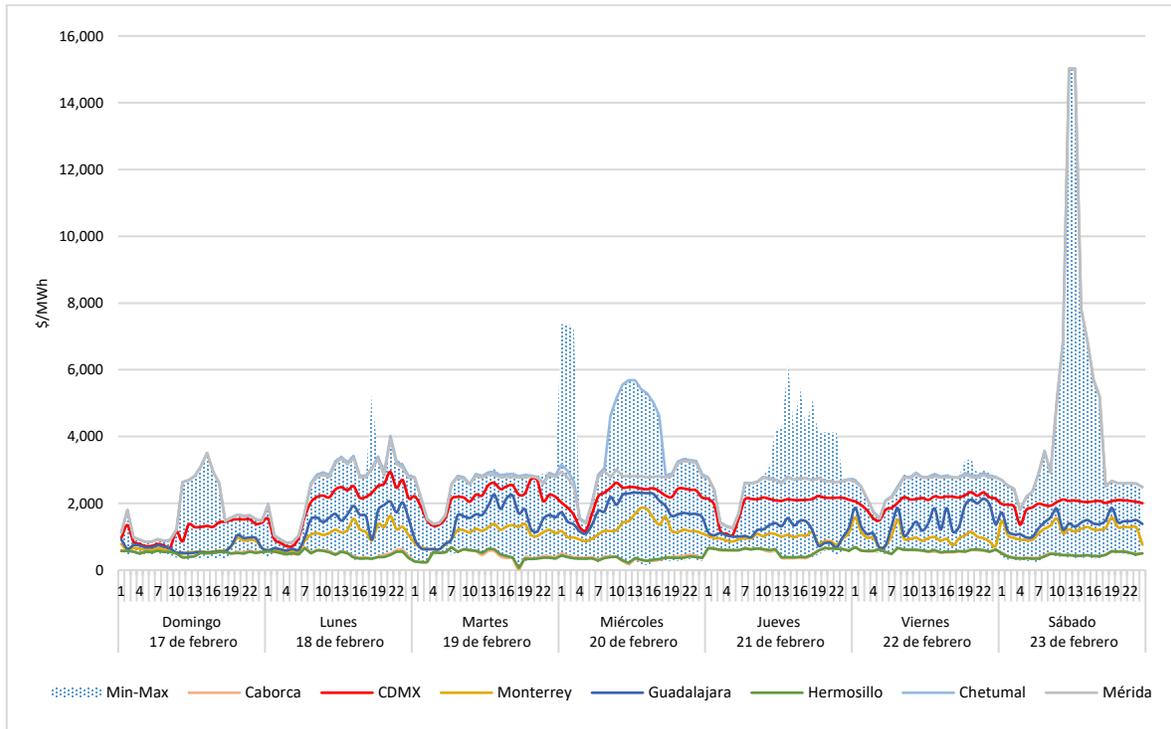


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

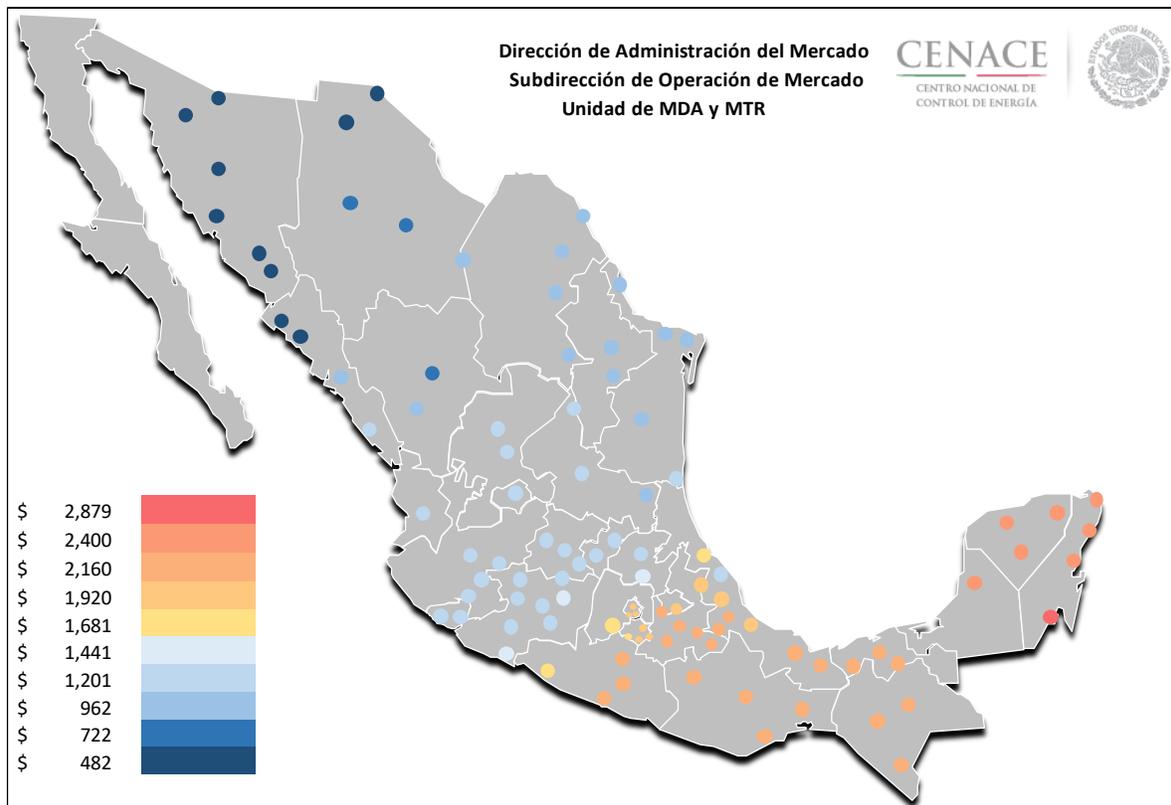


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

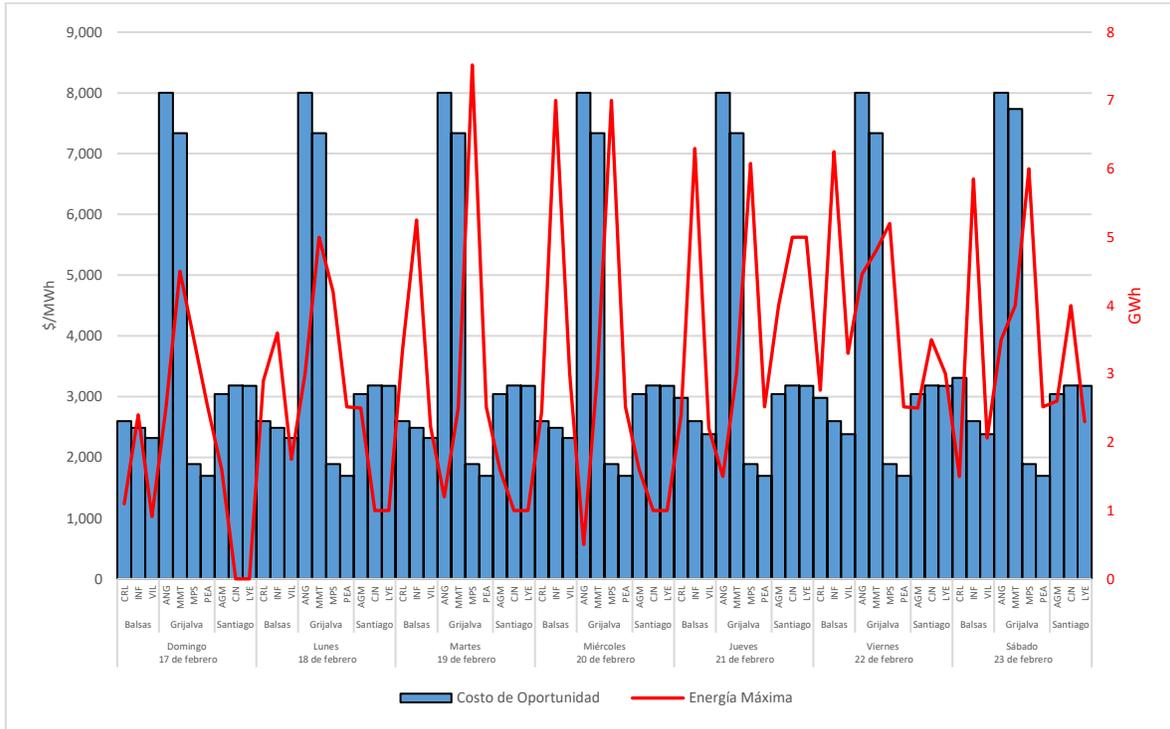


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

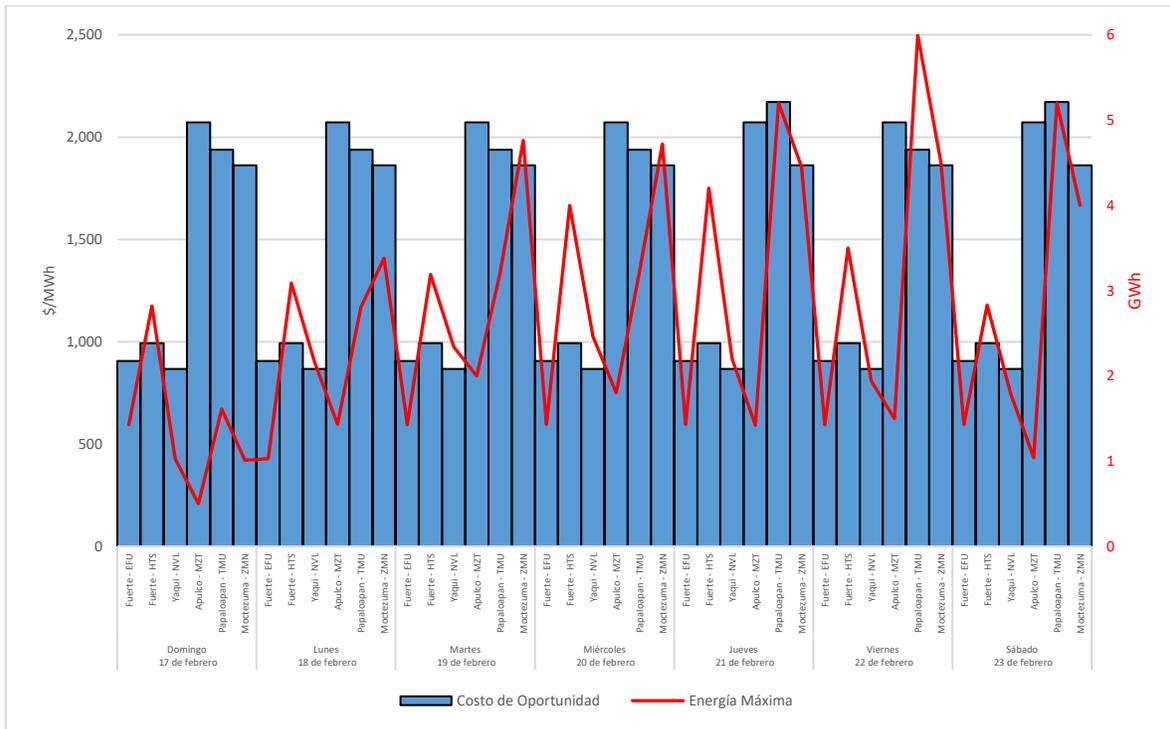


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

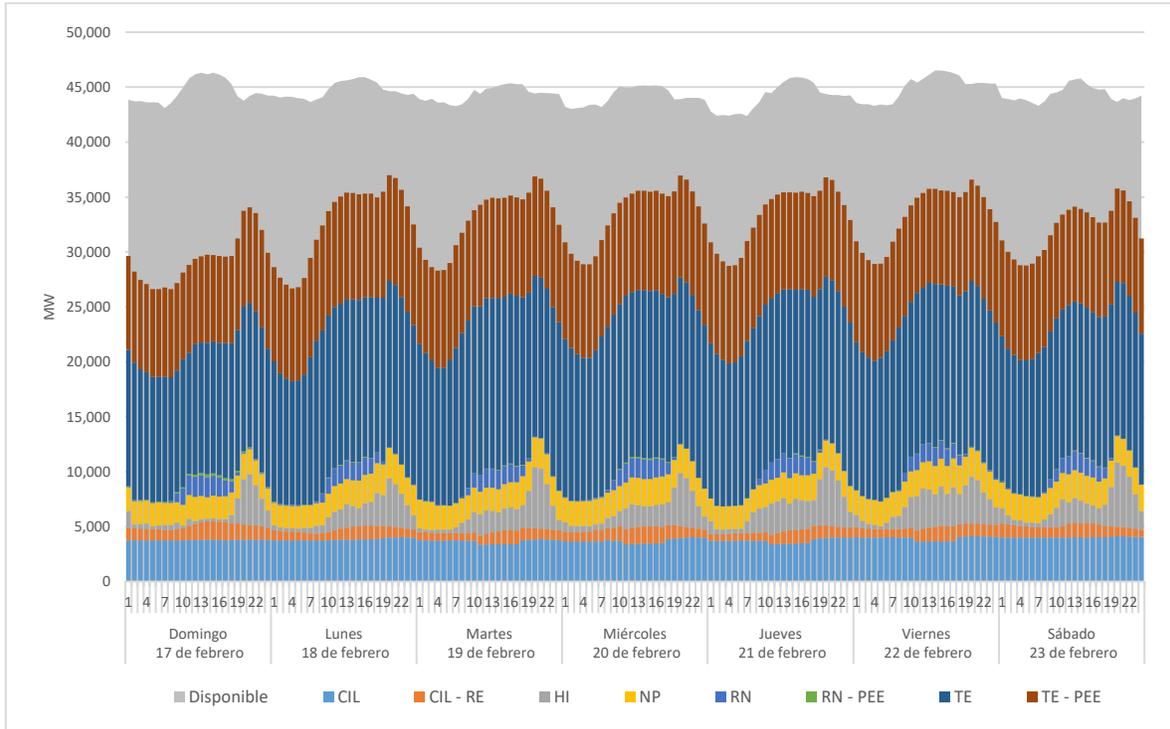


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

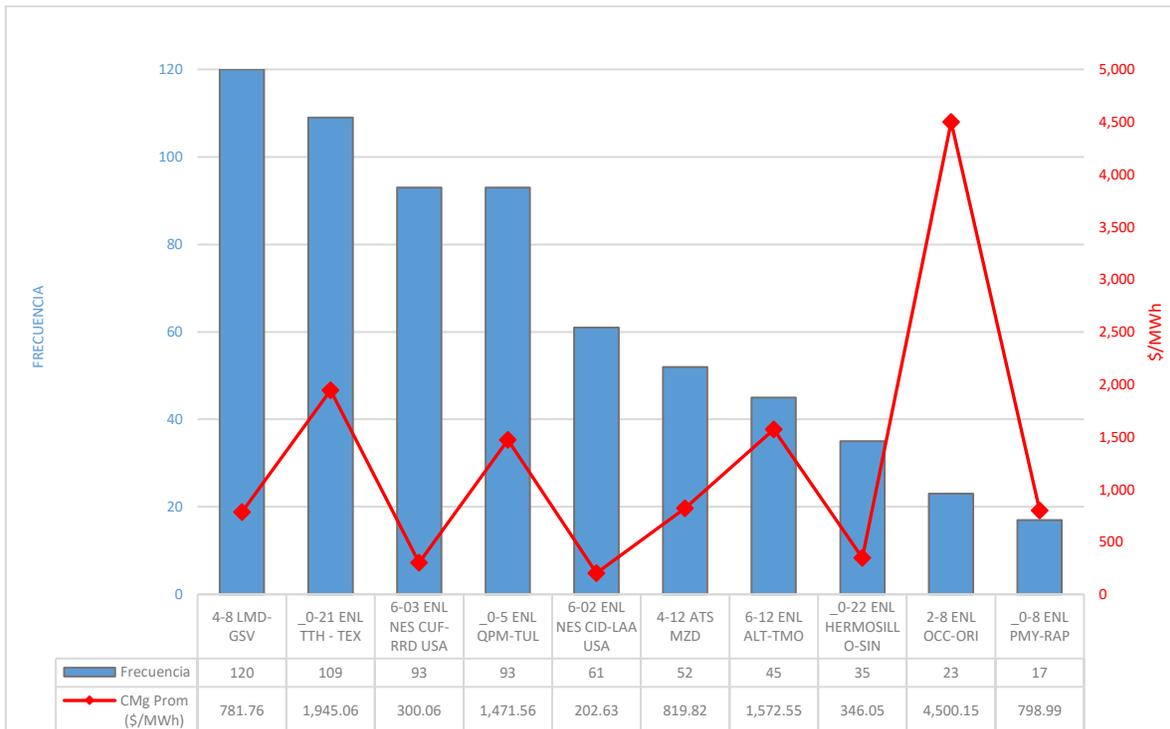


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

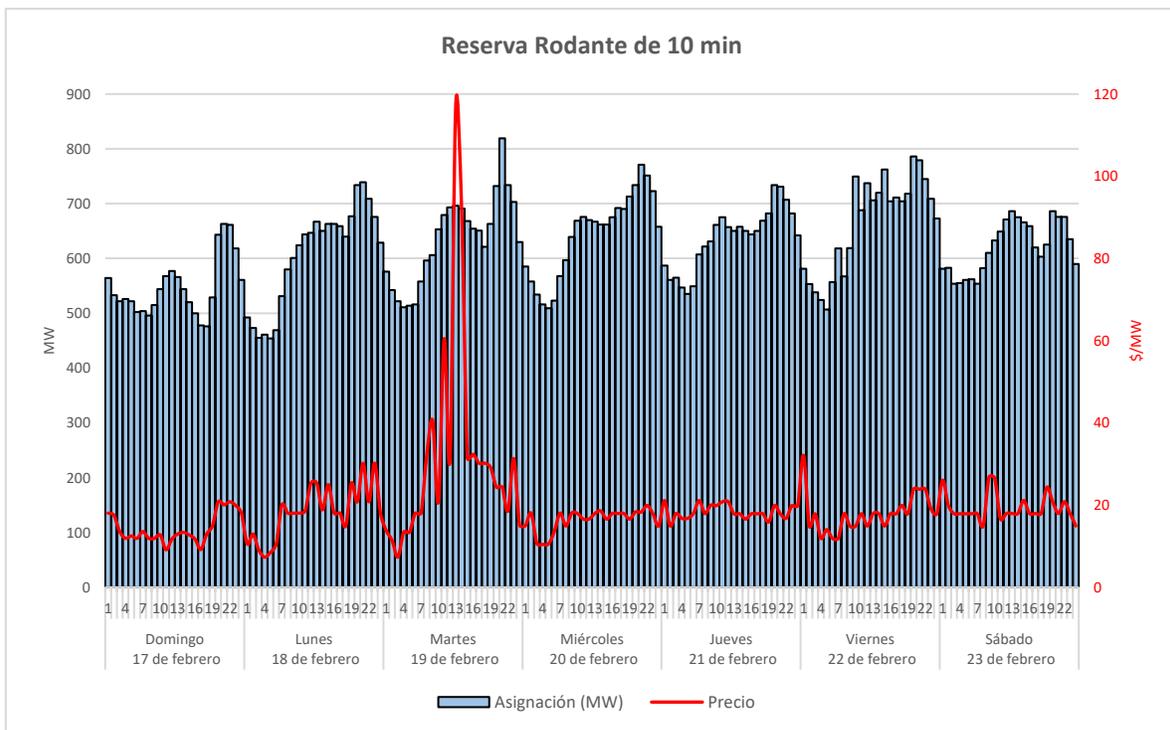
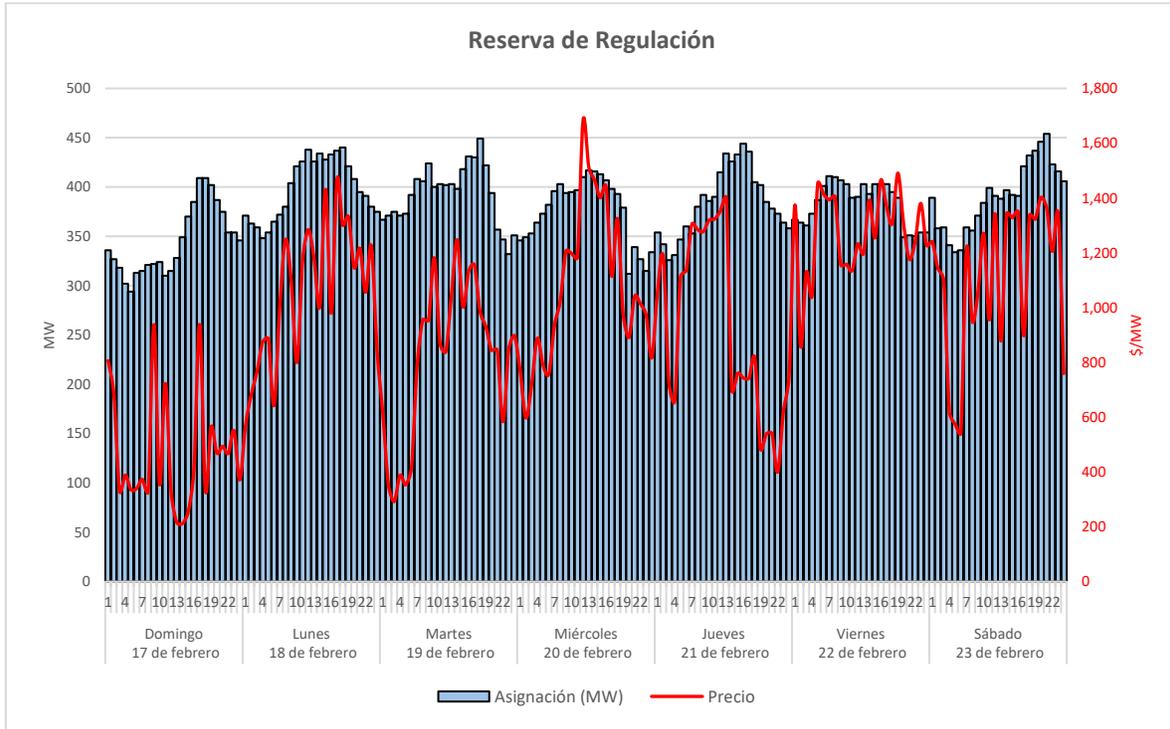


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

