



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

24 de febrero al 02 de marzo del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.09/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,937.28 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,314.02 \$/MWh** y **178.90 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08PMO-115** y **04NVL-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,998.01 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,999.16 \$/MWh** y **289.03 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Juárez**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **36,628.75 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **25,556.87 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **69.70%** proviene de Centrales Térmicas, **16.02%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.04%** proviene de Centrales No Despachables, **5.08%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.16%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.72%**, oferta Hidroeléctrica **20.55%**, Oferta CIL **11.90%**, Oferta No Despachable **4.49%** y Oferta Renovable **2.34%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **45,900 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,869.38 \$/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: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**, **0-8 ENL PMY-RAP** y **4-8 LMD-GSV**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **857.60 \$/MWh**, **831.14 \$/MWh**, **1,814.18 \$/MWh** y **927.95 \$/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
8,663.24 – 347.64	452.00 – 284.00	Regulación
546.01 – 7.11	861.45 – 463.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
24 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,244 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de presión de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en sensor de medición de combustible, y dos unidades por fuga de vapor en el tubo del recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor, y dos unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en válvula de combustible, y una unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
25 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,338 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas de bajo vacío en condensador principal, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por fuga de vapor, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por altas vibraciones en chumacera de baja presión, una unidad por falla en válvula de compresor de aire de la turbina, una unidad para revisión por disparo, y otra unidad por fuga de vapor recalentado, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
26 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,852 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por baja presión en compresor de aire, y otra unidad por falso contacto en cableado de protecciones, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de siete unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor recalentado, una unidad por saturación en filtros de combustible, una unidad por falla en cuchilla, tres unidades por falla hidráulica en turbina, y una unidad por operación de alarma en servo-válvula, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo vacío en condensador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
27 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 827 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en el generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por disparo de línea de transmisión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
28 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 736 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en tarjeta de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por falla en bus, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en solenoide del sistema de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
01 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,618 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por déficit de combustible, una unidad por sensor de vibración dañado, y otra unidad por falla en compuerta de regulación de ventilador tiro forzado. Salida de cuatro unidades térmicas para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por problemas de ferro-resonancia en relevador de interruptor, y otra unidad por vibraciones en chumacera de escape de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
02 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 2,443 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en generador de vapor, y otra unidad por variación de presión de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades por falla en solenoide de venteo de combustible, una unidad por falla en las cuchillas, y dos unidades para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, tres unidades por fuga en recuperador de calor, una unidad para limpieza de filtros de válvulas de combustible, una unidad por desbalance de flujos durante acoplamiento, y otra unidad por problemas en comunicación de señales en turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

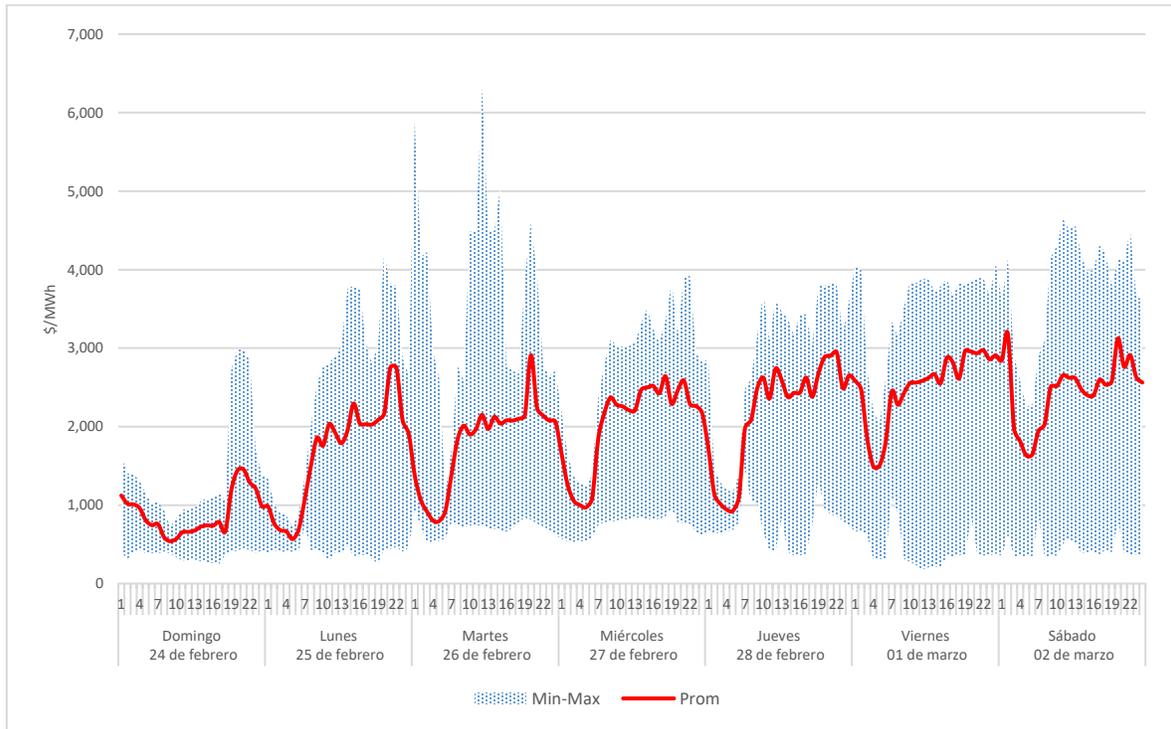


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

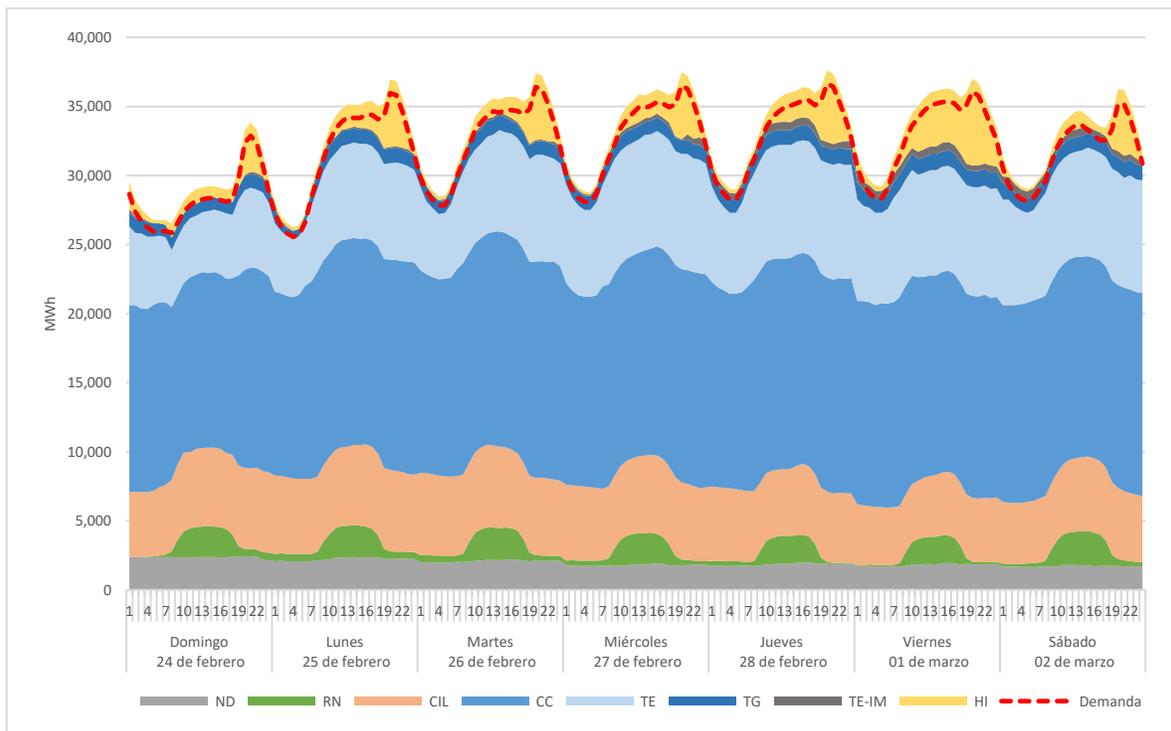


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

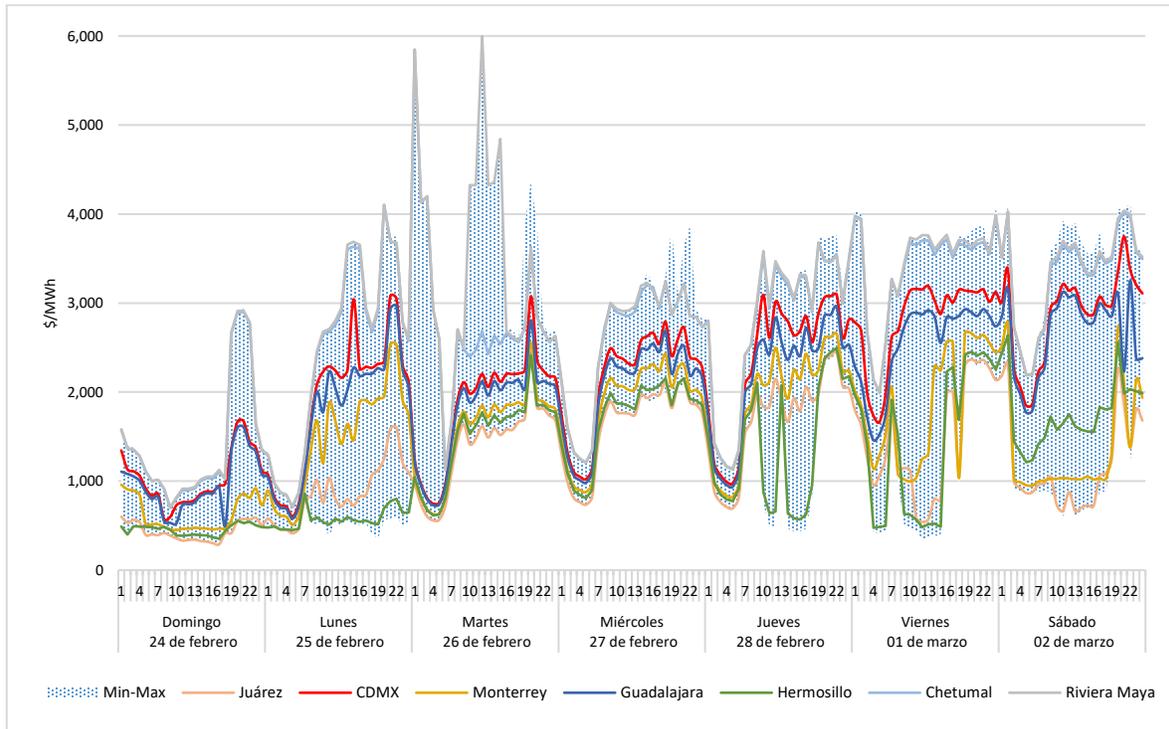


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

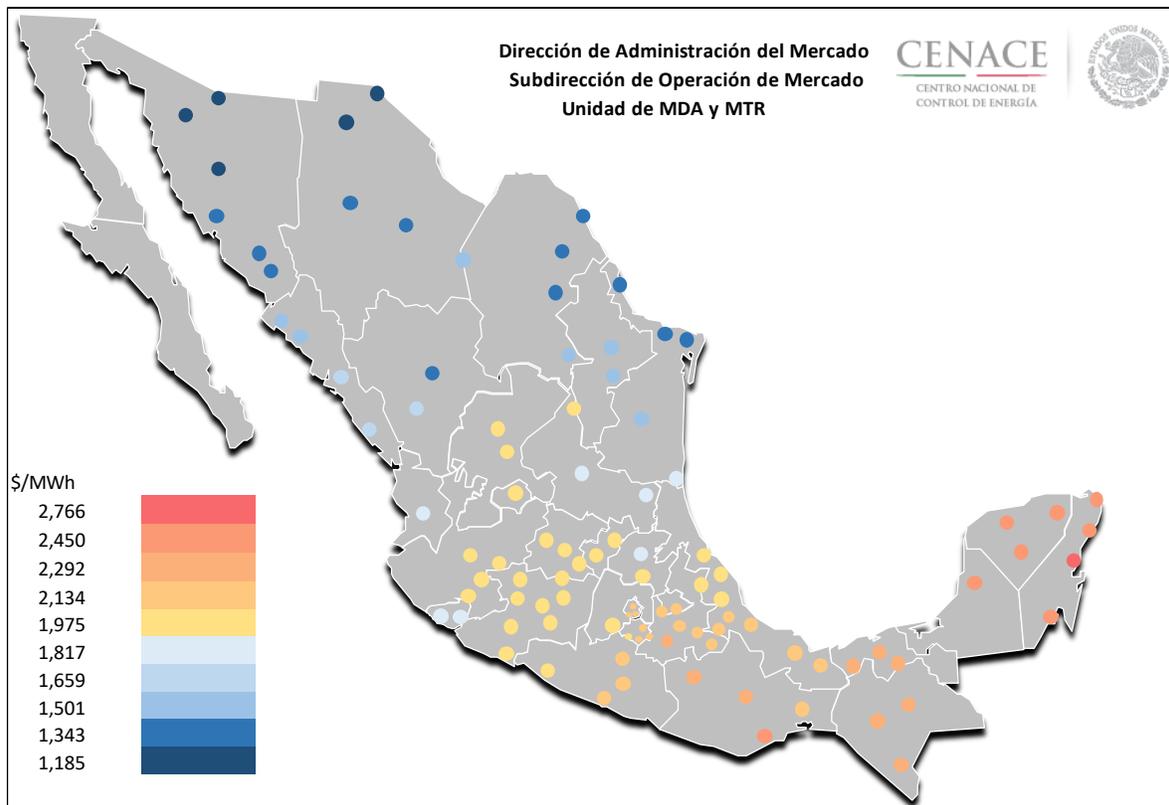


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

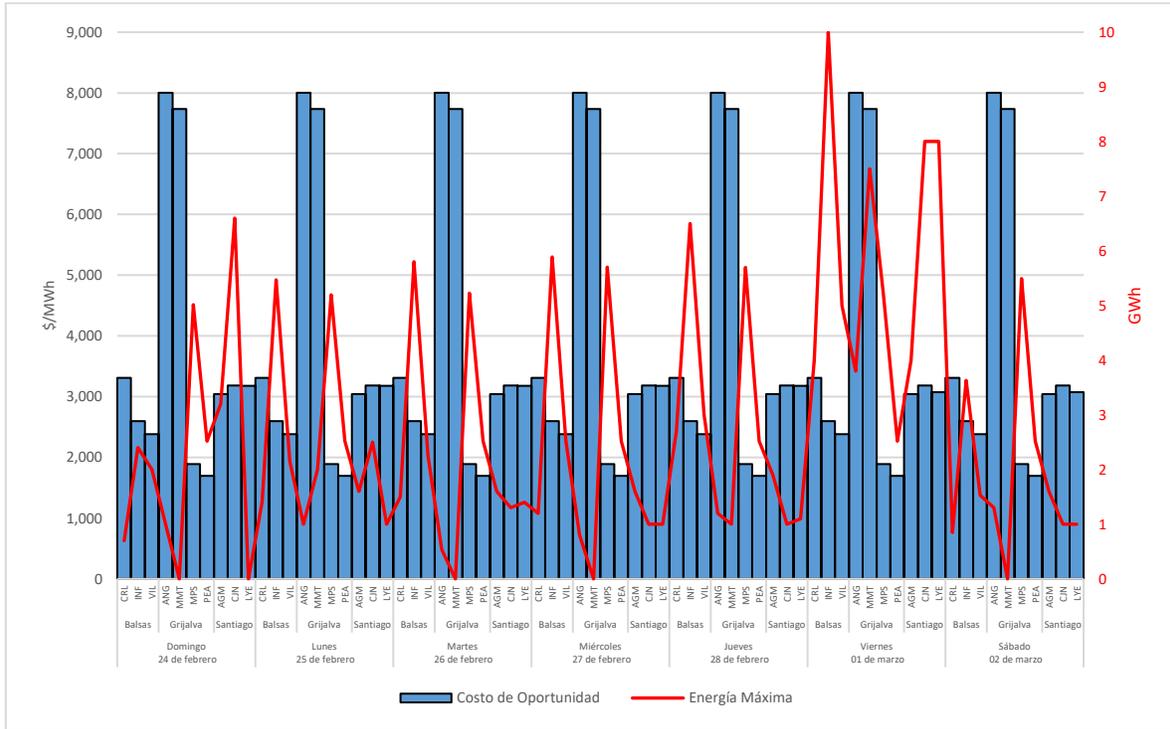


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

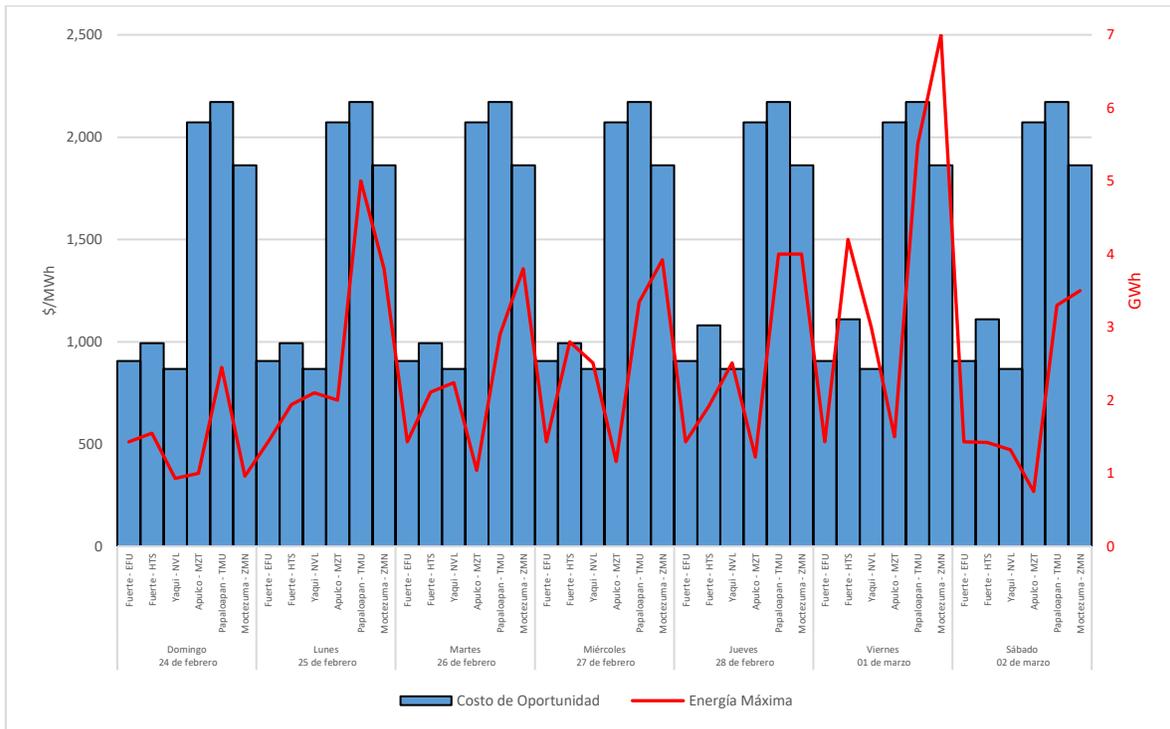


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

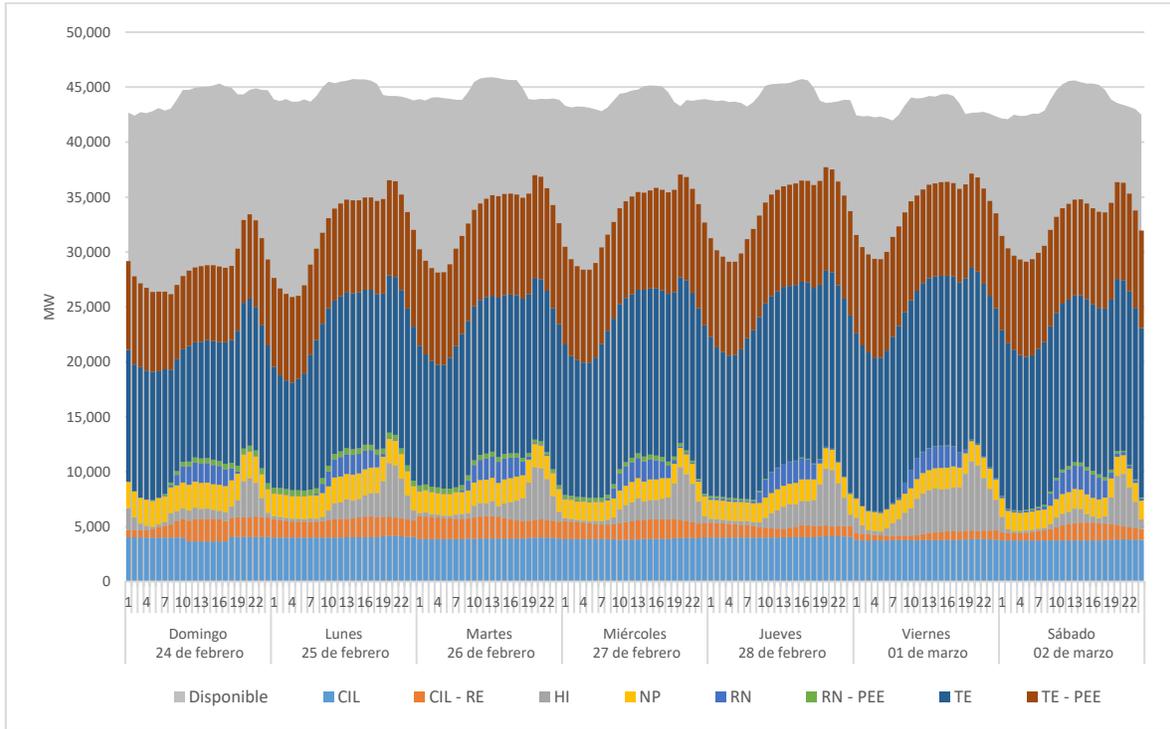


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

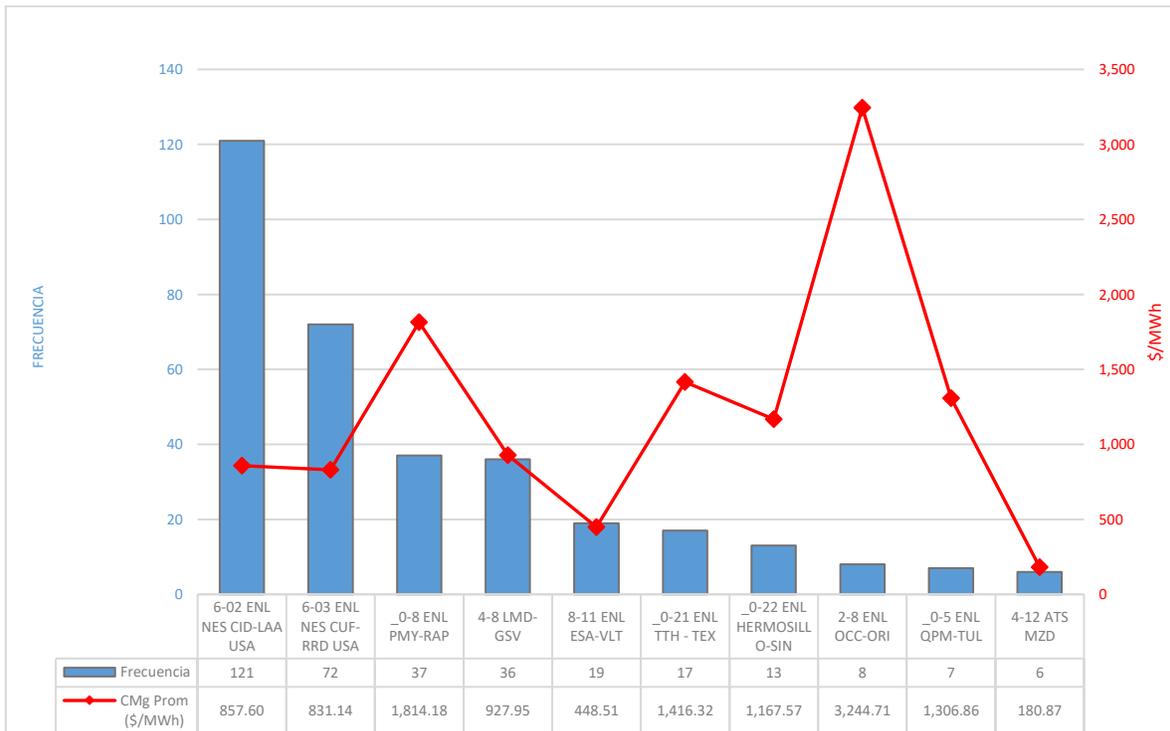


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

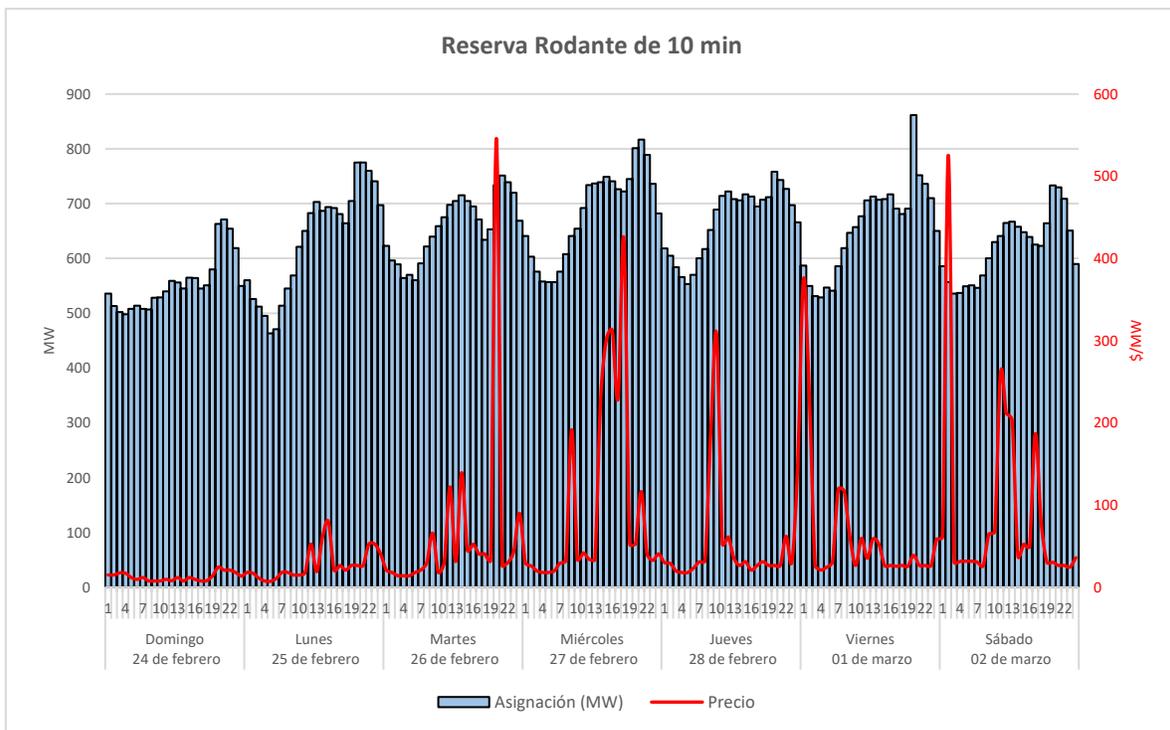
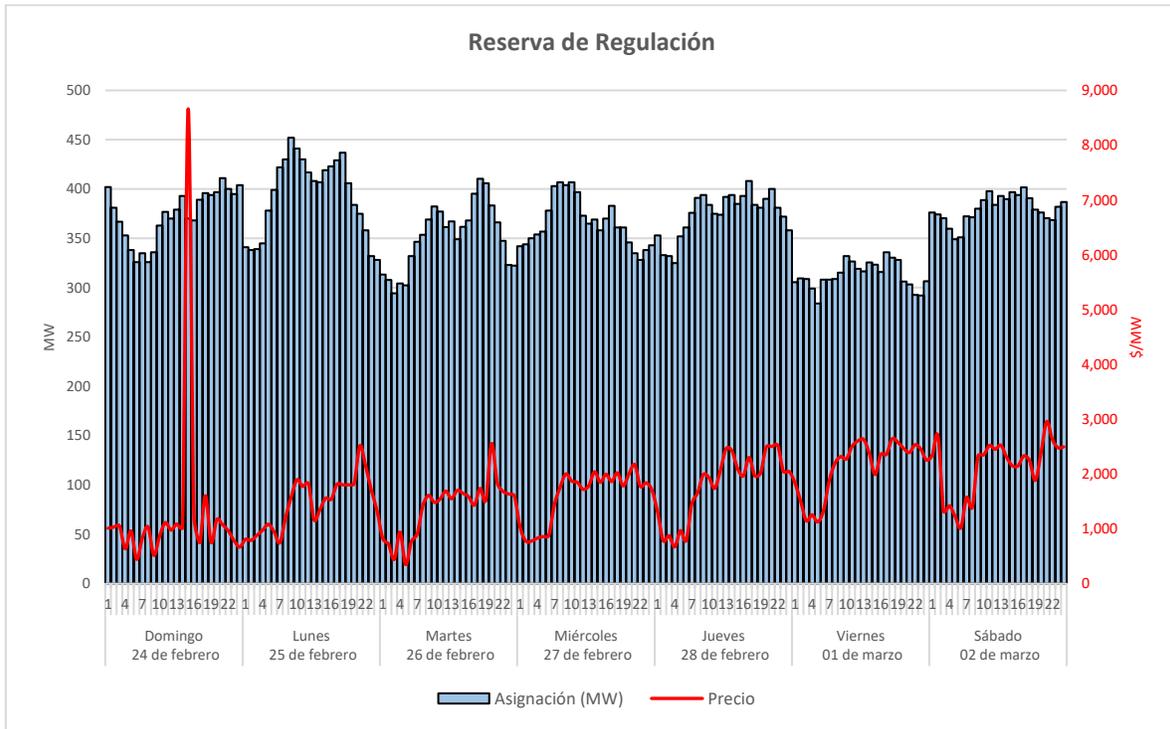


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

