



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

10 al 16 de marzo del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.11/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,785.88 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **12.94 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04NVL-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,865.30 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,864.20 \$/MWh** y **132.69 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Matamoros**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **37,530.02 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **26,227.74 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.84%** proviene de Centrales Térmicas, **15.41%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.54%** proviene de Centrales No Despachables, **5.20%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.01%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.42%**, oferta Hidroeléctrica **19.32%**, Oferta CIL **11.39%**, Oferta No Despachable **5.58%** y Oferta Renovable **2.29%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **47,663 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,880.59 \$/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: **_0-8 ENL PMY-RAP**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **0-21 ENL TTH - TEX** y **0-9 ENL MES-QPM**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,279.74 \$/MWh**, **507.59 \$/MWh**, **2,237.38 \$/MWh** y **2,065.99 \$/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
2,533.14 – 250.64	435.00 – 278.00	Regulación
145.04 – 6.05	817.00 – 501.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
10 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,044 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en cavidad de disco, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por bajo enfriamiento de bomba de alta presión de agua, y otra unidad por fuga en el sistema hidráulico de válvula de gobierno, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por restricción de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
11 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,051 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en circuito de distribución, y otra unidad por falla en cableado de señalización de interruptores de 230 kV. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de control de presión de vapor, y otra unidad por desabasto de combustible. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en sistema de excitación. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por problemas en el sistema de combustión, y una unidad por fuga de aceite en brida de válvula de no retorno, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por desabasto de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
12 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 2,390 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por cierre de válvula de control de combustible de quemadores, y otra unidad por pérdida de servicios propios, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cinco unidades, cuatro unidades térmicas por falta de suministro de combustible, y una unidad hidráulica para cambio de empaque a émbolo de servomotor de aguja, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por pérdida de señal de comunicación del supervisorio de control, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
13 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,364 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión diferencial en bomba de circulación forzada, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en sistema de lubricación de turbina, y dos unidades para revisión por falla. Salida de un parque eólico por licencia de emergencia en línea de transmisión. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades por fuga de aceite en cilindro hidráulico hacia la válvula de control de la turbina, dos unidades por falla en bomba de agua de alimentación, y otra unidad por fallas en comunicación de controladores, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
14 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,343 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 Central. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, tres unidades por falla en sistema de producción de agua desmineralizada, una unidad por falla en transmisores de válvula de control de turbina, una unidad por fuga de vapor en válvula del sistema de baja presión, y otra unidad por alta vibración en cojinetes, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
15 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,316 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 Oriental. 2. Salida de cinco unidades térmicas, cuatro unidades para mantenimiento y una unidad de emergencia para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla de señal de presión, y otra unidad por falla en sensor de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falsa señal de la protección de bloqueo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
16 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,516 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de cuatro unidades térmicas, tres unidades de emergencia por corrida de diablo, y otra unidad para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor, dos unidades por falla en sistema de aire de instrumentación, y dos unidades por pérdida de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para limpieza de preclas y caldera, correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de un parque fotovoltaico debido a oscilaciones de potencia reactiva, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de dos unidades térmicas, una unidad para mantenimiento, y otra unidad de emergencia por diversas fallas, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

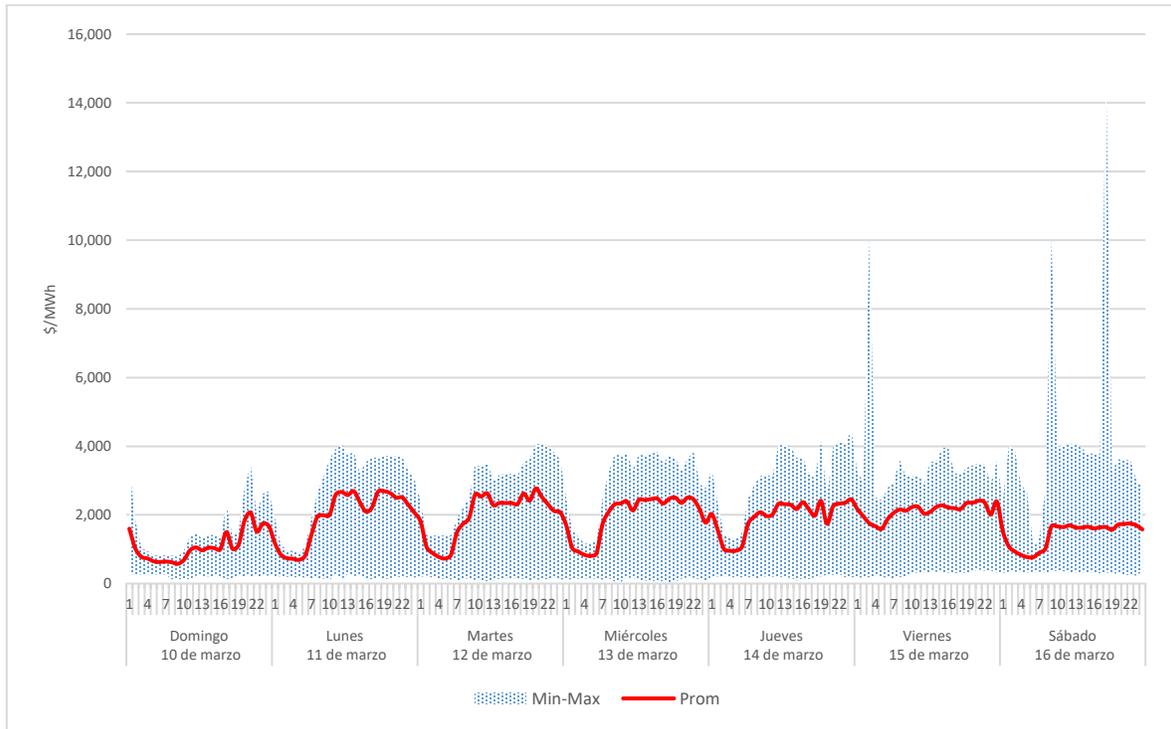


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

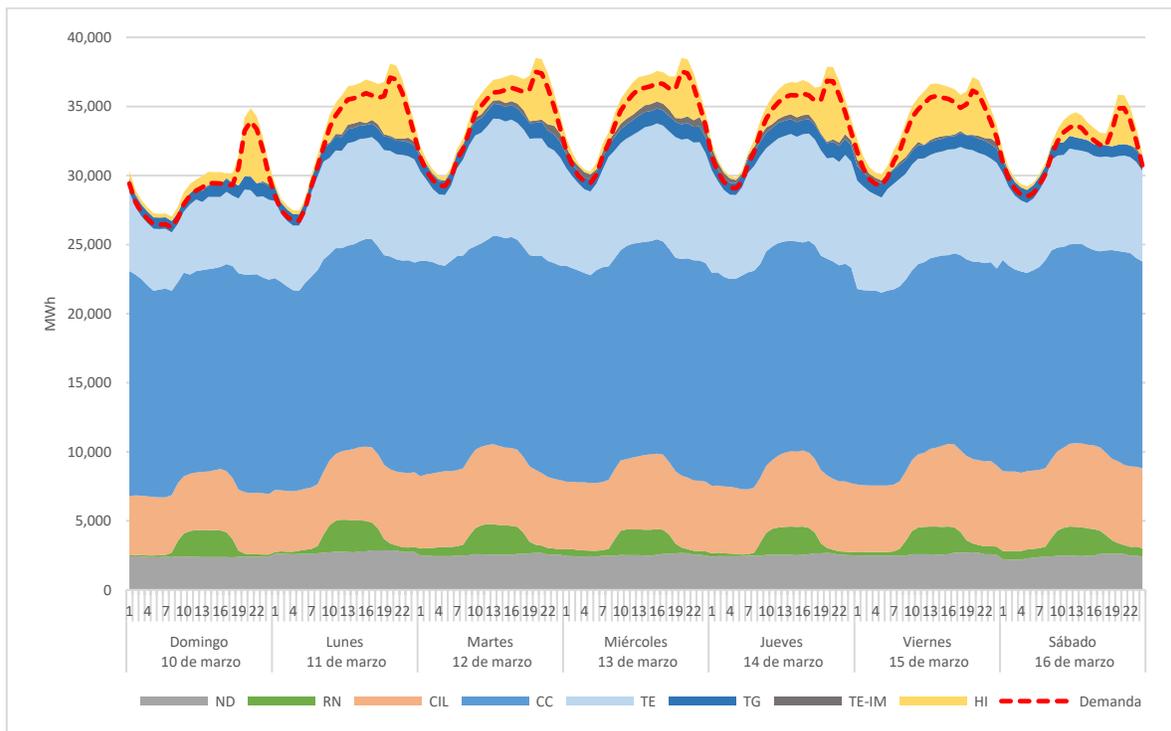


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

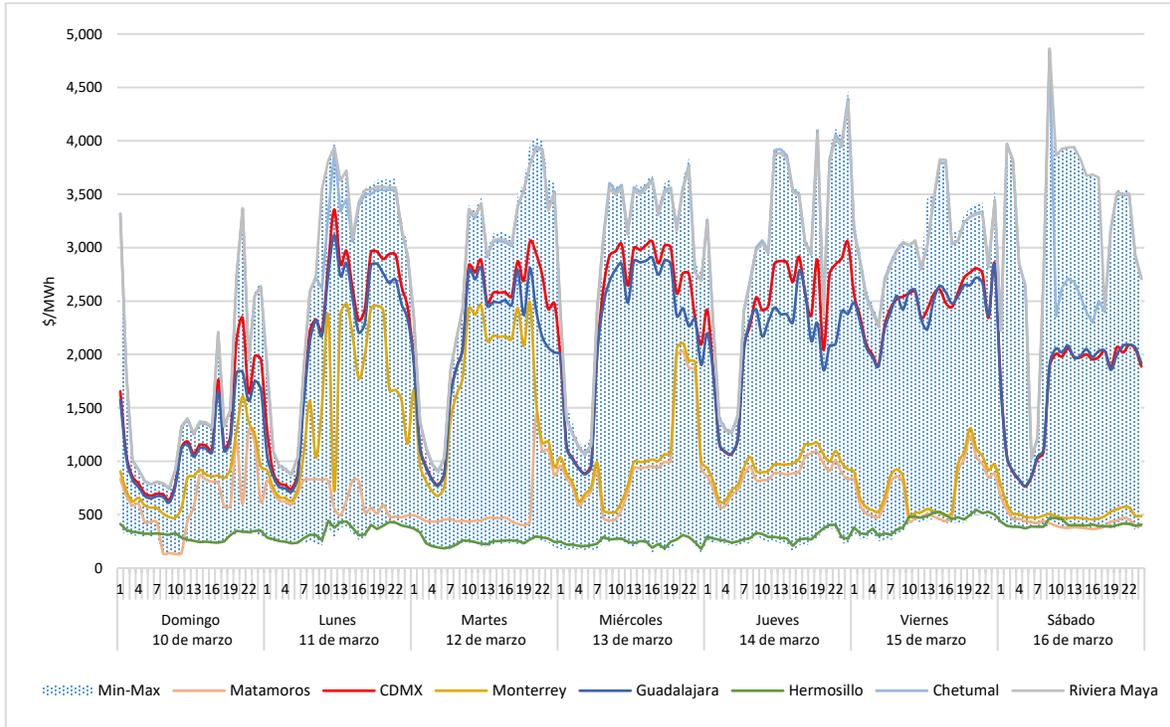


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

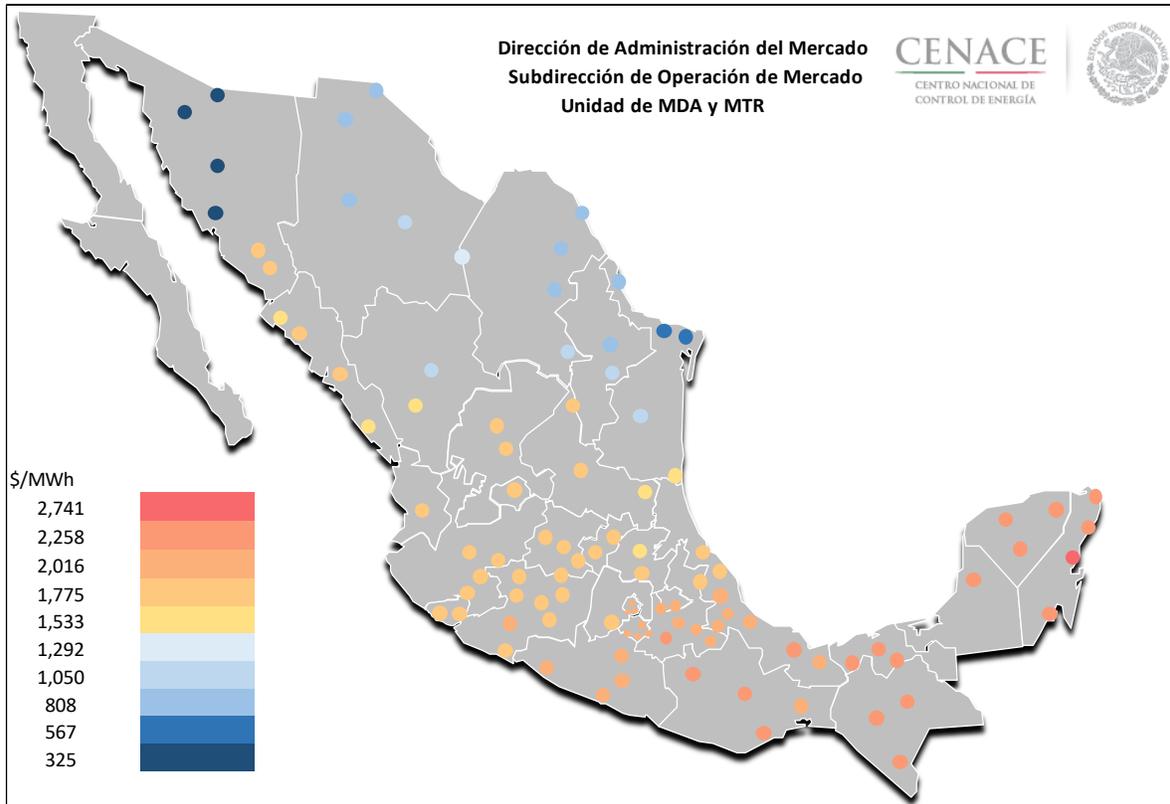


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

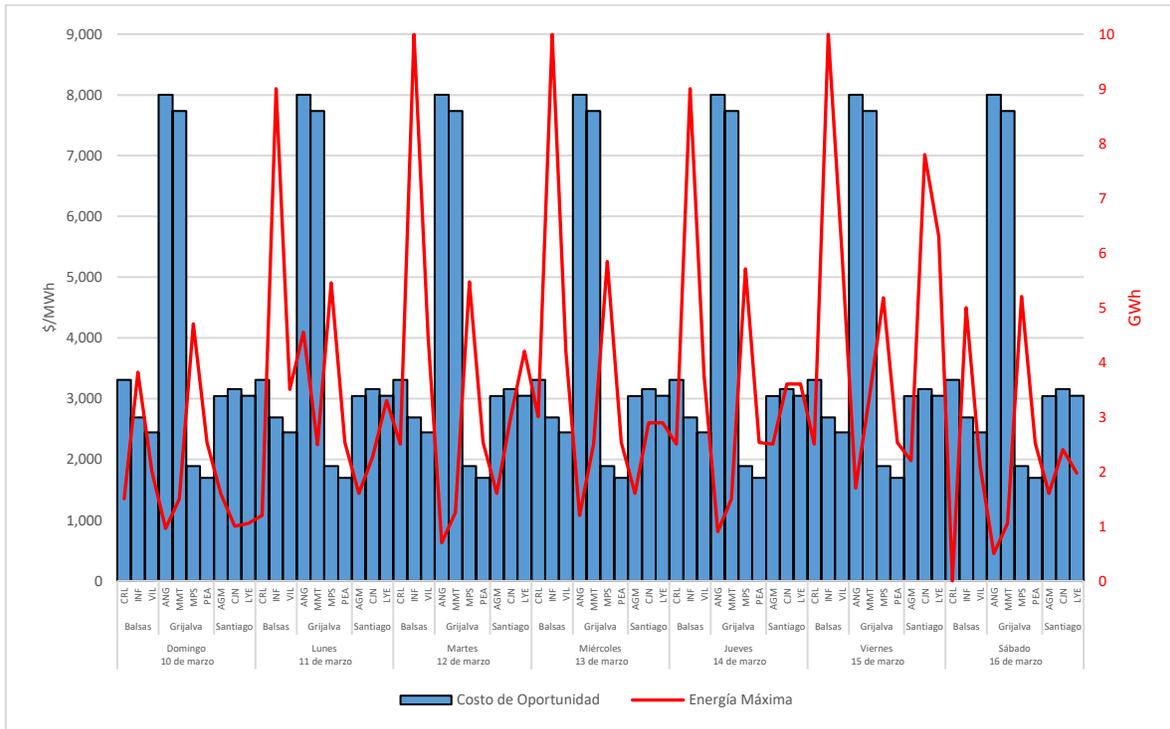


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

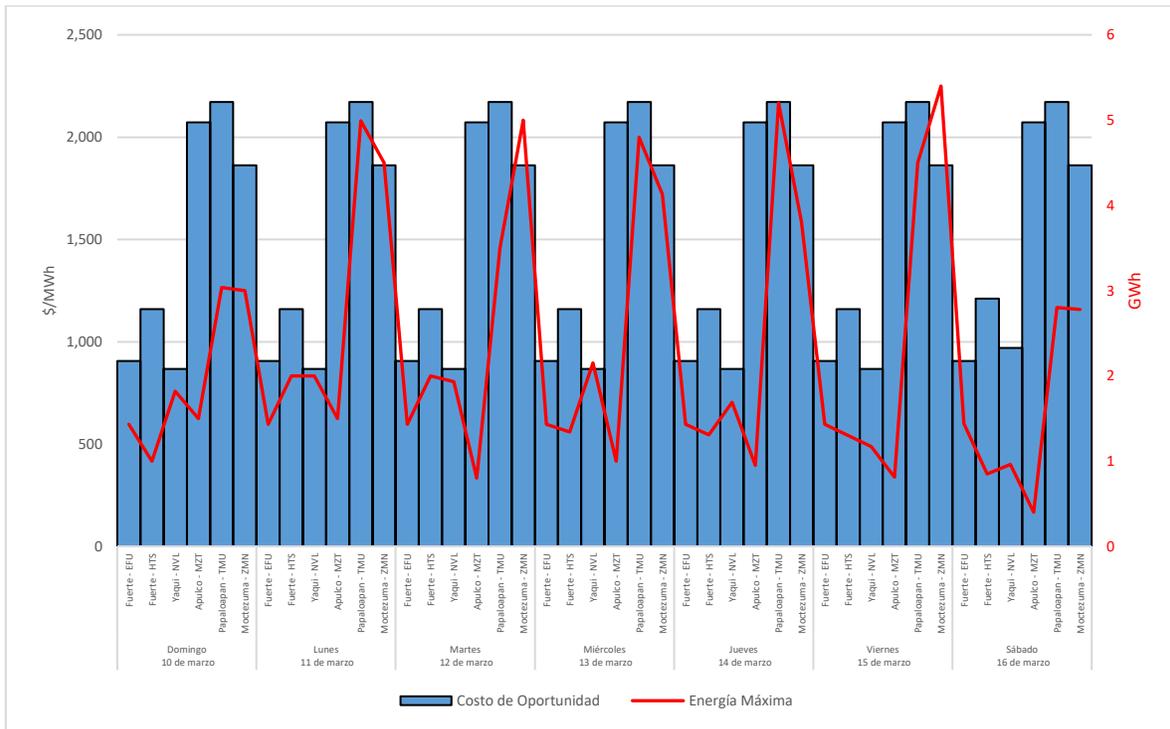


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

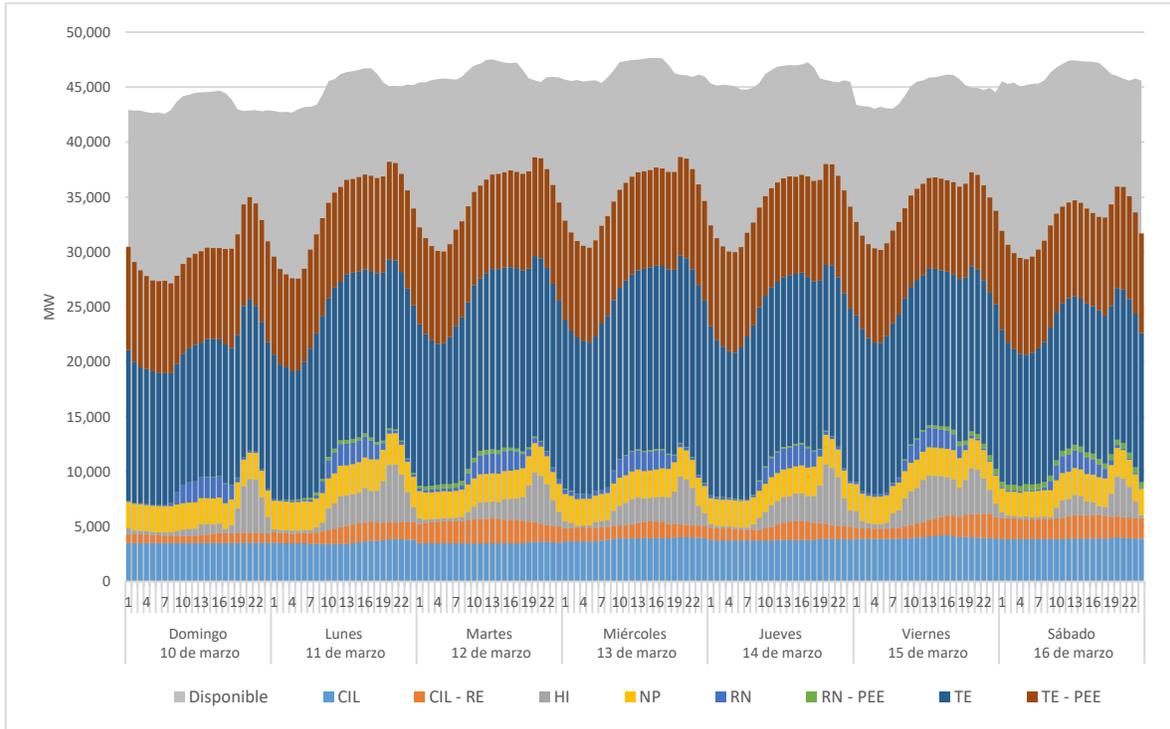


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

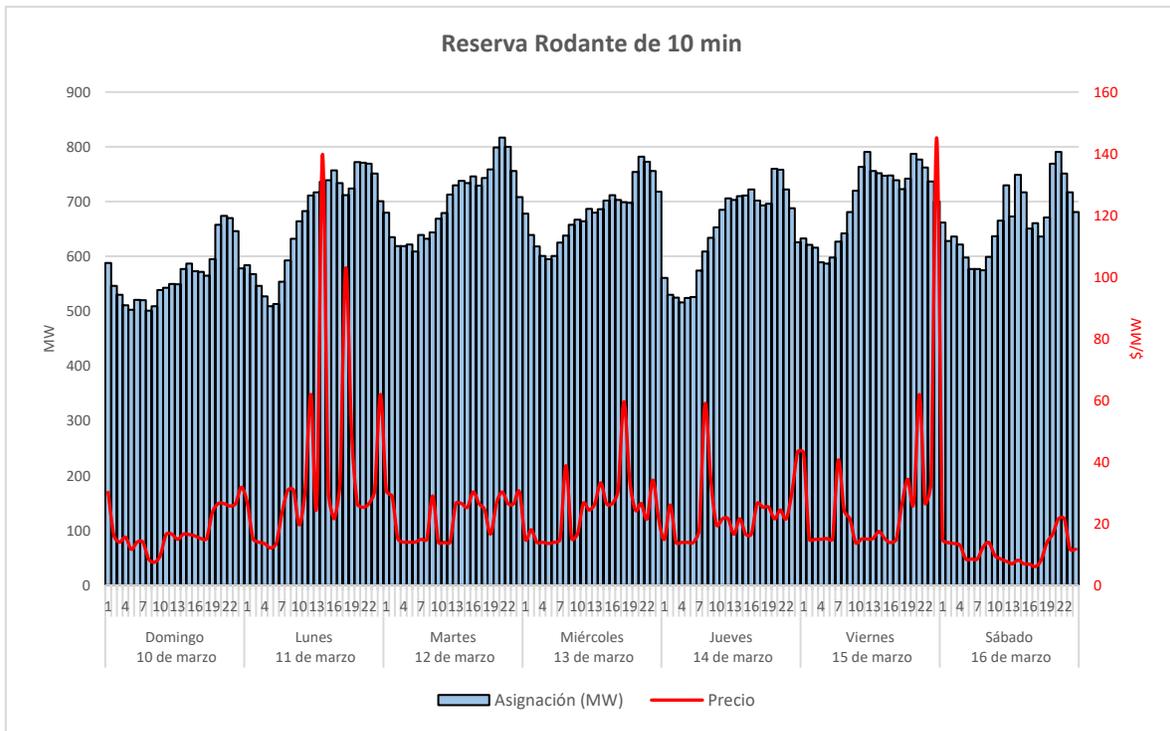
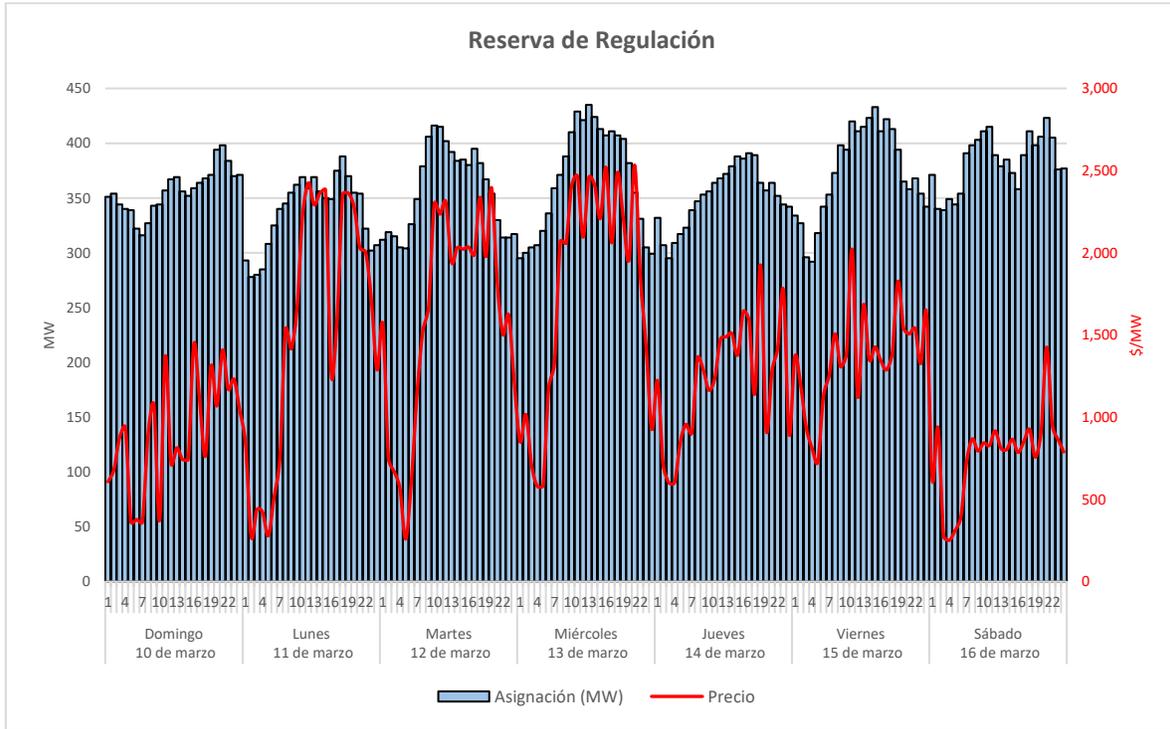


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

