



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

09 al 15 de septiembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.37/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,804.01 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,321.95 \$/MWh** y **421.54 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08AKD-115** y **04AGD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,883.72 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **10,314.26 \$/MWh** y **441.76 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Cancún** y **Juárez**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **38,633.55 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **28,410.35 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **72.22%** proviene de Centrales Térmicas, **12.16%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.06%** proviene de Centrales No Despachables, **6.86%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **0.70%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **62.78%**, oferta Hidroeléctrica **20.88%**, Oferta CIL **9.50%**, Oferta No Despachable **6.30%** y Oferta Renovable **0.54%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **46,294 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **3,217.17 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **4,442.85 \$/MWh** y **1,598.51 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **6-01 ENL NES PNE-EAP USA**, **4-2 ENL PLD-STA-NRI** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **639.02 \$/MWh**, **591.66 \$/MWh**, **938.46 \$/MWh** y **451.19 \$/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-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
2,180.87 – 64.15	376.00 – 231.80	Regulación
1,335.74 – 11.90	1,020.00 – 583.80	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
09 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 330 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aire en línea de sangrado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
10 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 625 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para ajuste en transmisores de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de un parque eólico por salida de transformador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por disturbio en alimentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en precalentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en cabezal de aceite, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
11 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,250 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de premezcla de combustible, y una unidad por falla en motor de la bomba de agua de circulación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades debido a presencia de agua en aceite de lubricación, una unidad por alta temperatura en combustor, una unidad por alta temperatura en escape de alta presión, y otra unidad por alta presión en el hogar, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por baja presión de aceite hidráulico de válvulas de gobierno, y otra unidad por ensuciamiento del generador de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
12 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,161 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 otra unidad por falla en sistema fuego-combustible de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga crítica en el recuperador de calor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para cambio de gobernador de motor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades por punto caliente en interruptor, una unidad por activación en falso del sistema contra incendio, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad para revisión por disparo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en chumaceras, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

13 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 2,193 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por reducción de suministro de agua. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por daño en cableado de sistema de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por variaciones en nivel de condensado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por falla en sistema de control de caldera, una unidad por falla en tarjeta de control, una unidad por falla en válvula de combustible, una unidad por falla en ventilador de tiro forzado, y otra unidad por baja presión de aire primario, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
14 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 878 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en la válvula de mariposa, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de aceite de control de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el sistema de control de caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de control de combustible, y otra unidad por falsa señal de altas vibraciones en chumacera de compresor axial, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
15 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 598 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fugas de vapor en diversos sistemas de la unidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica debido a vibraciones en chumacera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

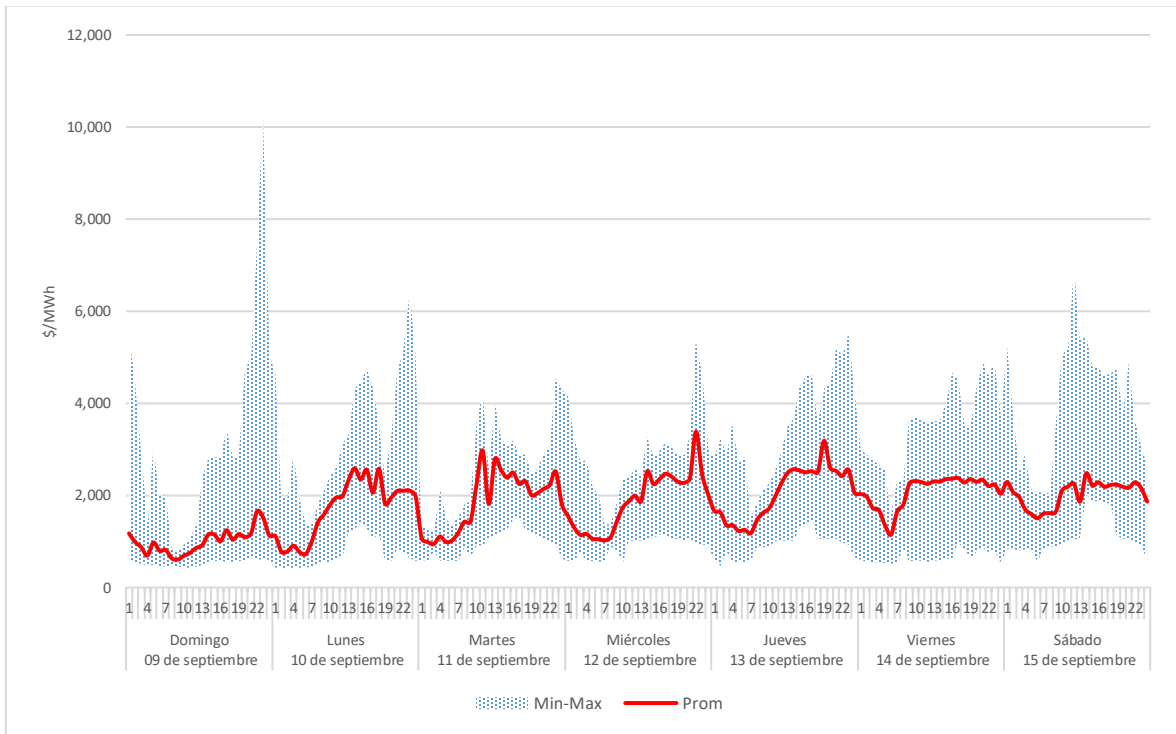


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

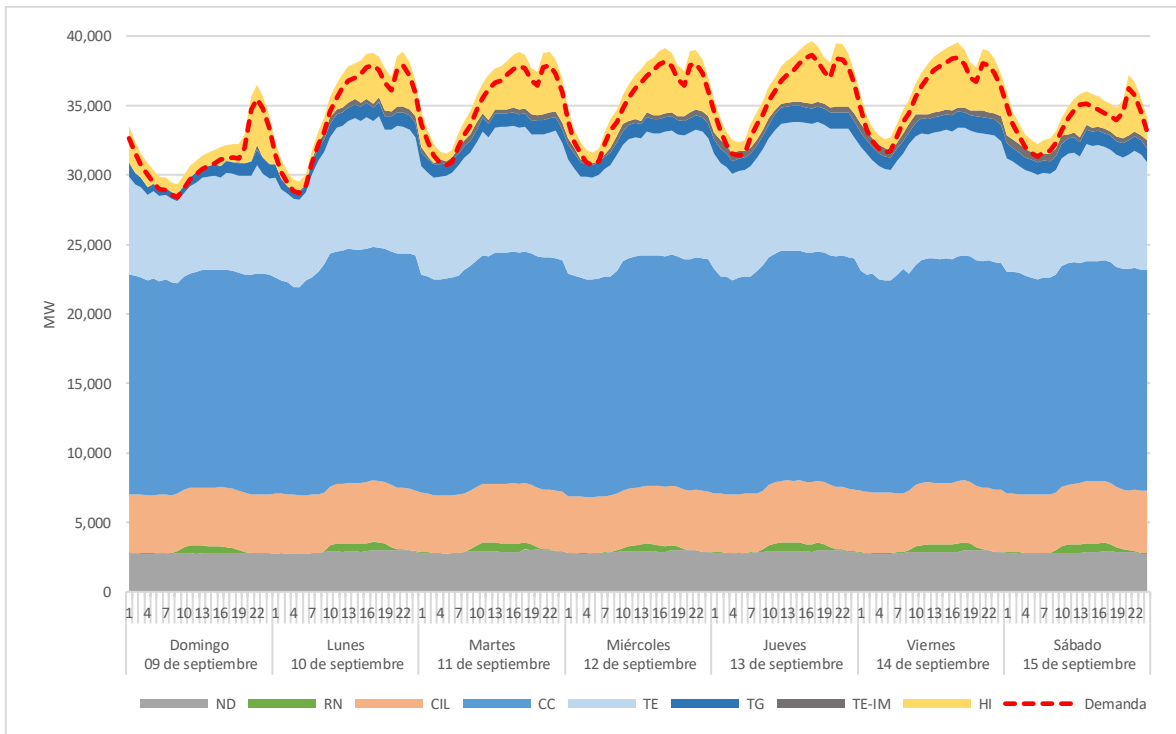


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

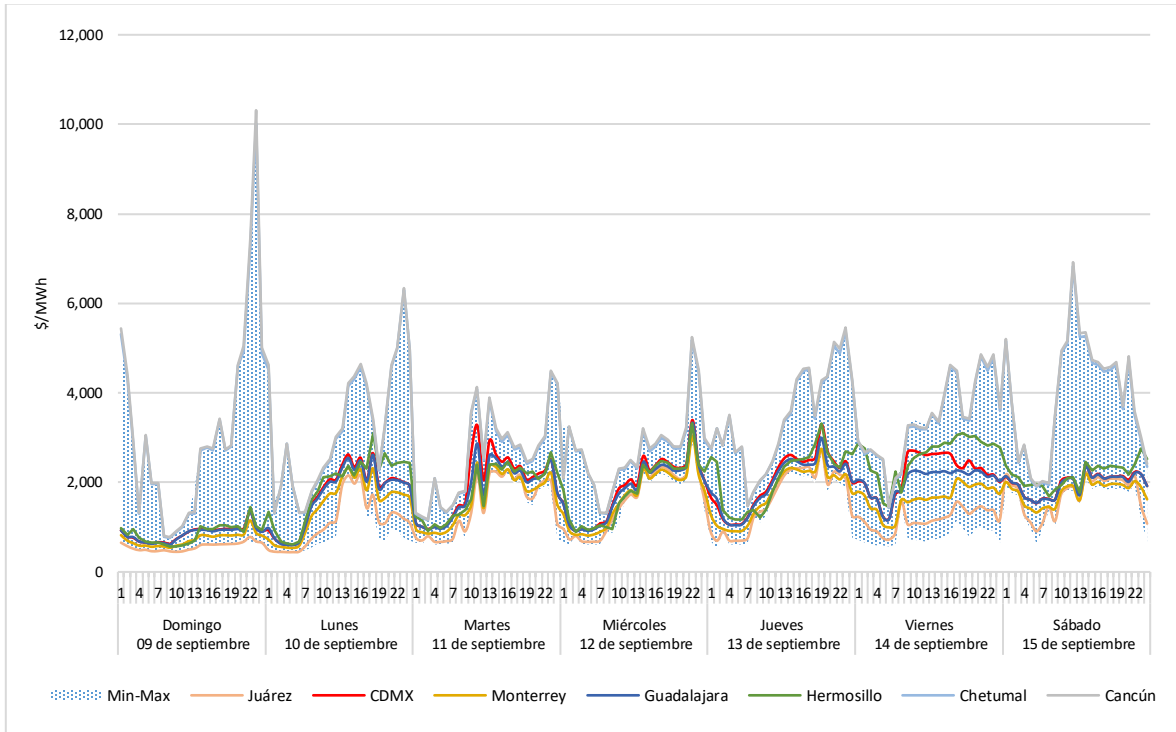


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

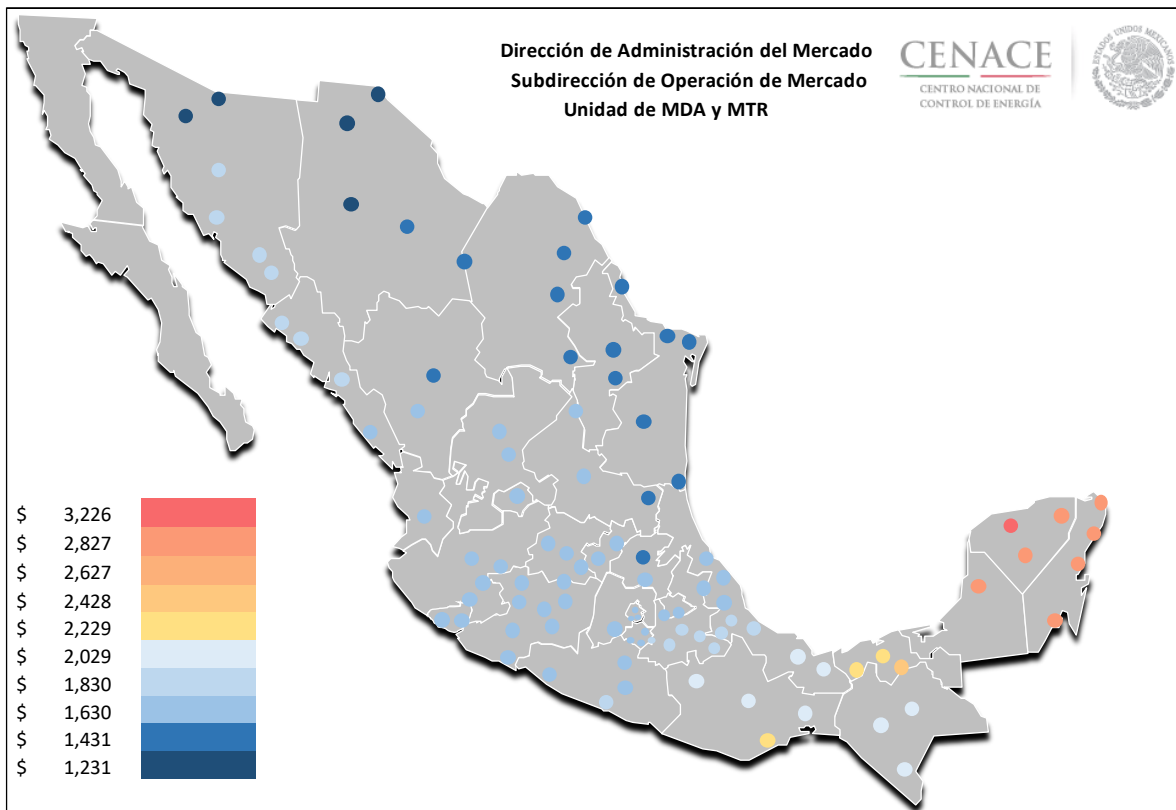


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

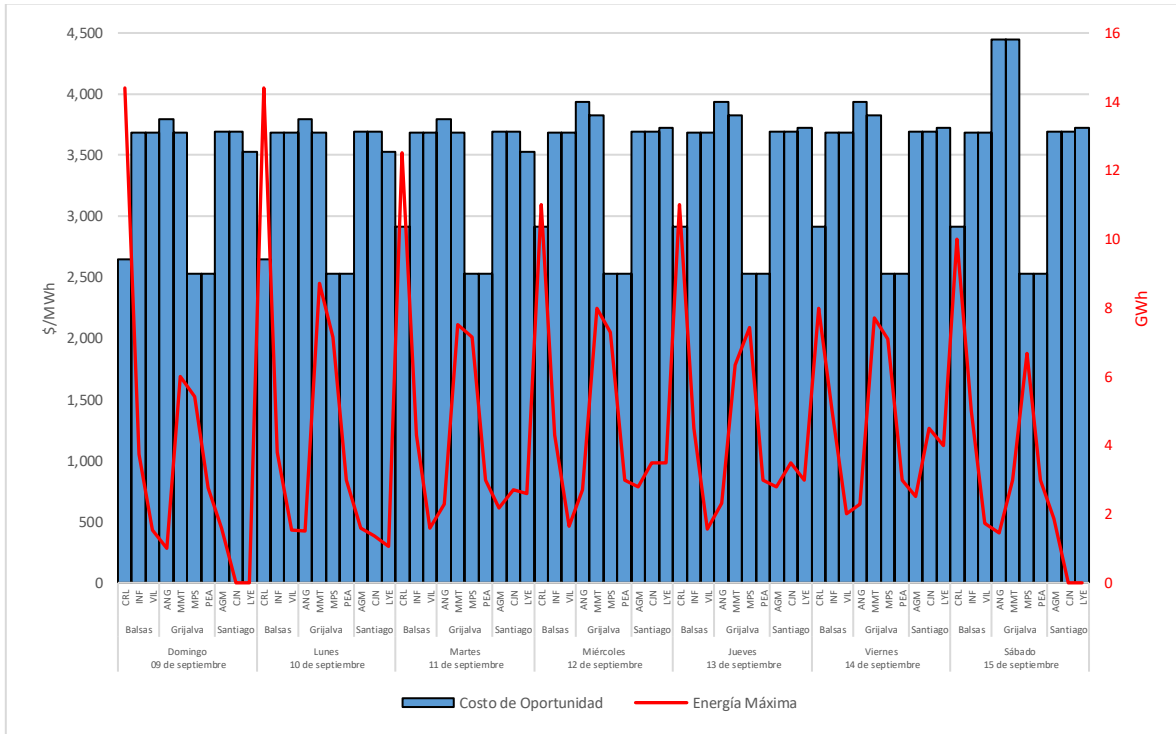


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

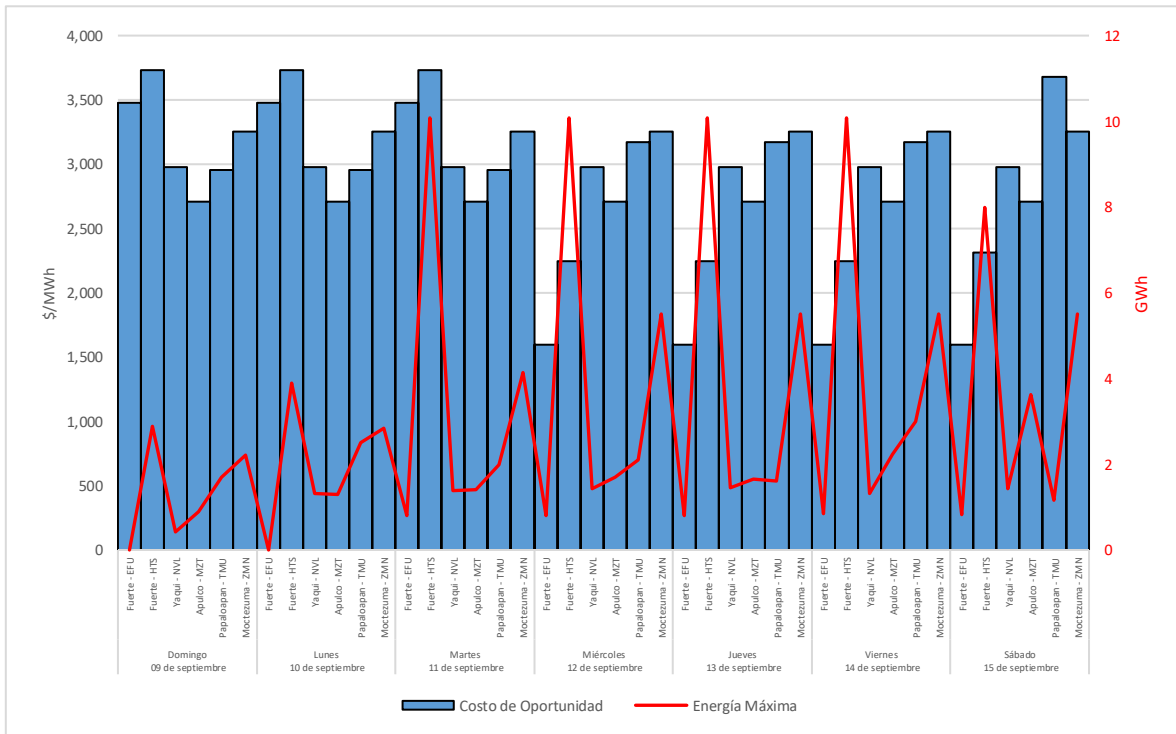


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

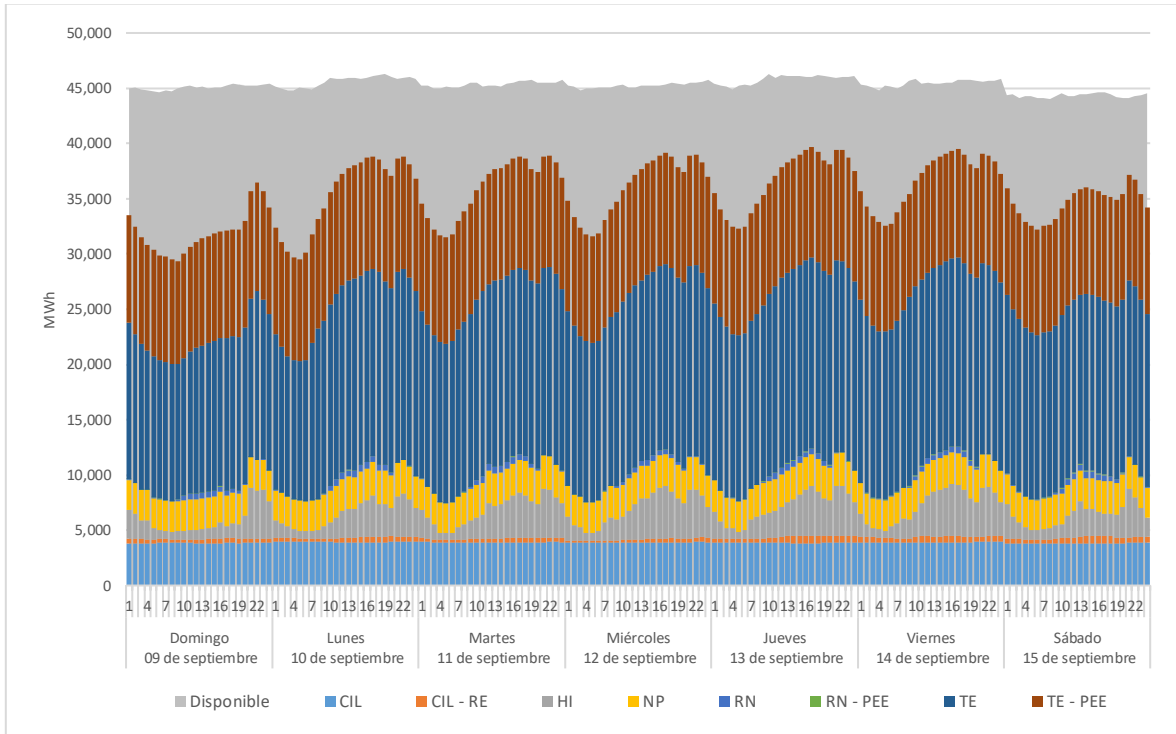


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

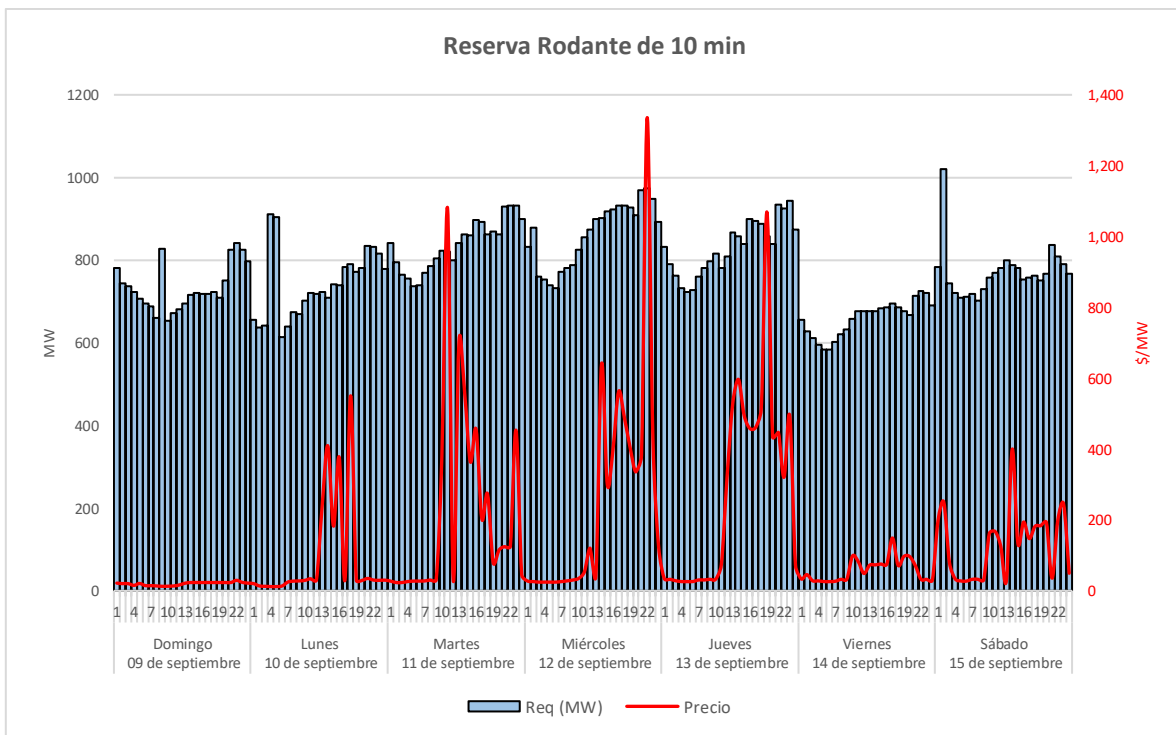
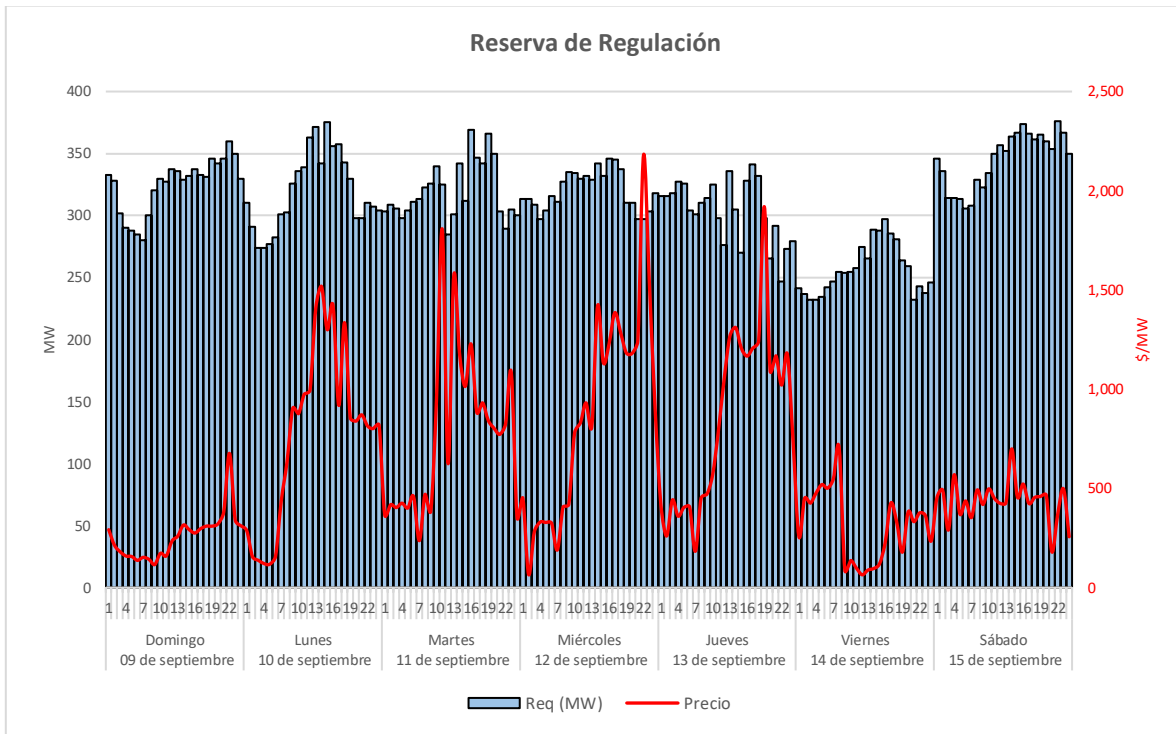


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

