



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

23 al 29 de diciembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.52/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **955.53 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **4,868.77 \$/MWh** y **36.76 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08ESA-115** y **04HTS-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **990.22 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,466.31 \$/MWh** y **125.15 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **31,513.86 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día martes con un valor de **20,094.15 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **59.90%** proviene de Centrales Térmicas, **21.32%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **12.04%** proviene de Centrales No Despachables, **3.75%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.99%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.29%**, oferta Hidroeléctrica **20.05%**, Oferta CIL **11.53%**, Oferta No Despachable **6.51%** y Oferta Renovable **1.62%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **51,457 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,884.17 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,158.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **_0-23 ENL MZD-TED-FSO**, **_0-8 ENL PMY-RAP**, **_0-21 ENL TTH - TEX** y **5-7 ENL LED+TRS**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **986.91 \$/MWh**, **640.43 \$/MWh**, **734.04 \$/MWh** y **233.48 \$/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
1,055.02 – 12.95	370.00 – 161.00	Regulación
282.69 – 6.84	817.22 – 404.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
23 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 197 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica para limpieza a contactos del relevador de campo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falta de combustible en pistón, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.
24 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,204 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto consumo de agua de repuesto en el ciclo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de corte de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por falla en válvula, una unidad por falla en sensor de vibraciones de cojinete de turbina, dos unidades por ruidos extraños en transformador de corriente de línea de transmisión, y otra unidad por falla en bomba de agua de alimentación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
25 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 149 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.
26 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,056 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de vacío, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por tubos rotos en sobrecalentador de baja presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión en el hogar, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de agua de alimentación de caldera, y otra unidad por falla en sistema de excitación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5.
27 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,107 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión de toberas de cámara de combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de un parque fotovoltaico por falla en transformador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por vibración en pedestal de turbina, una unidad para revisión de válvulas de gases de escape, una unidad para revisión por disparo, y otra unidad por mal funcionamiento en by-pass de media presión. Salida de emergencia de un parque eólico por falla a tierra en circuito de distribución. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

28 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 488 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para revisión de toberas de cámara de combustión por alta diferencial de empaquetado, y otra unidad por fuga de gases en chumacera guía del precalentador regenerativo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubo roto del recuperador de calor, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
29 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 297 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta vibración en el escape de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en el ciclo de agua de alimentación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

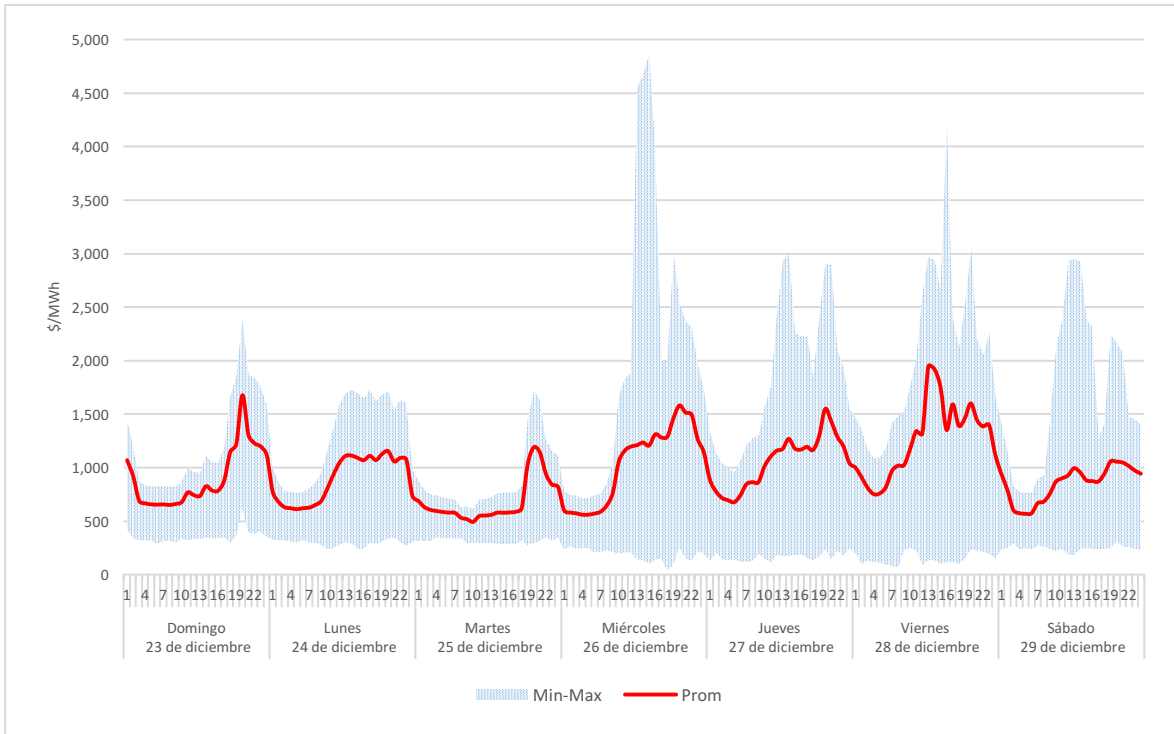


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

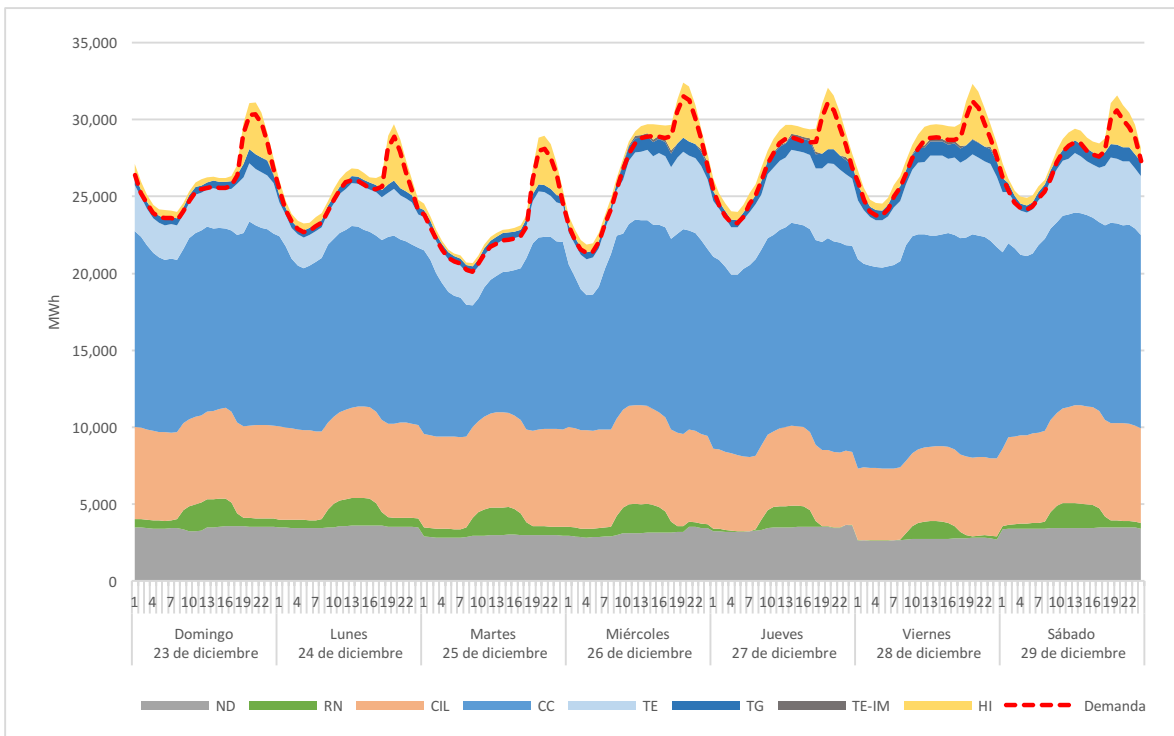


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

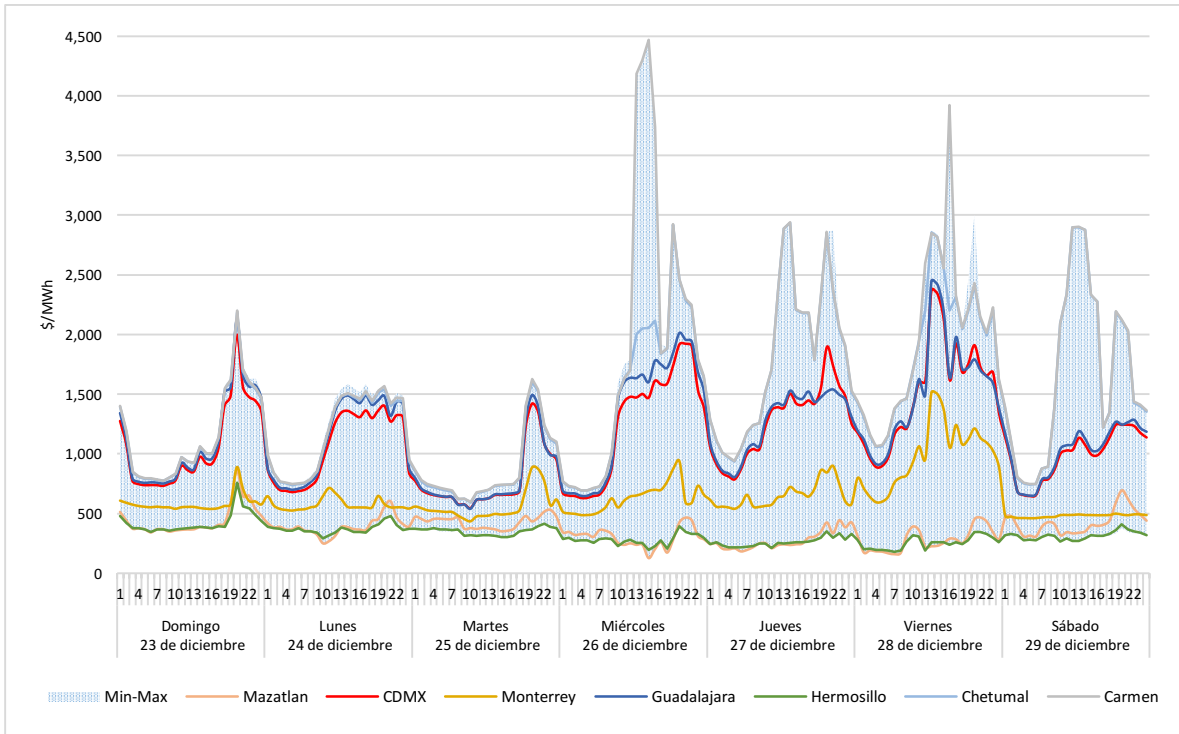


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

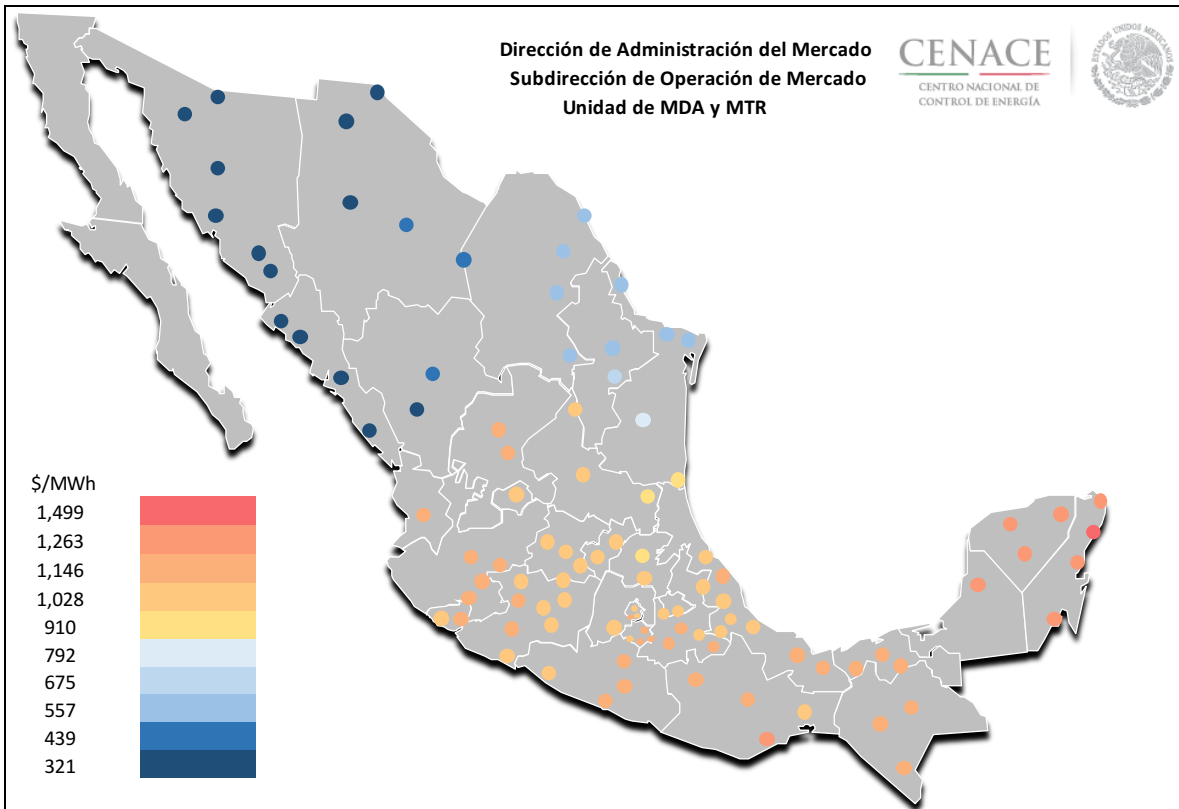


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

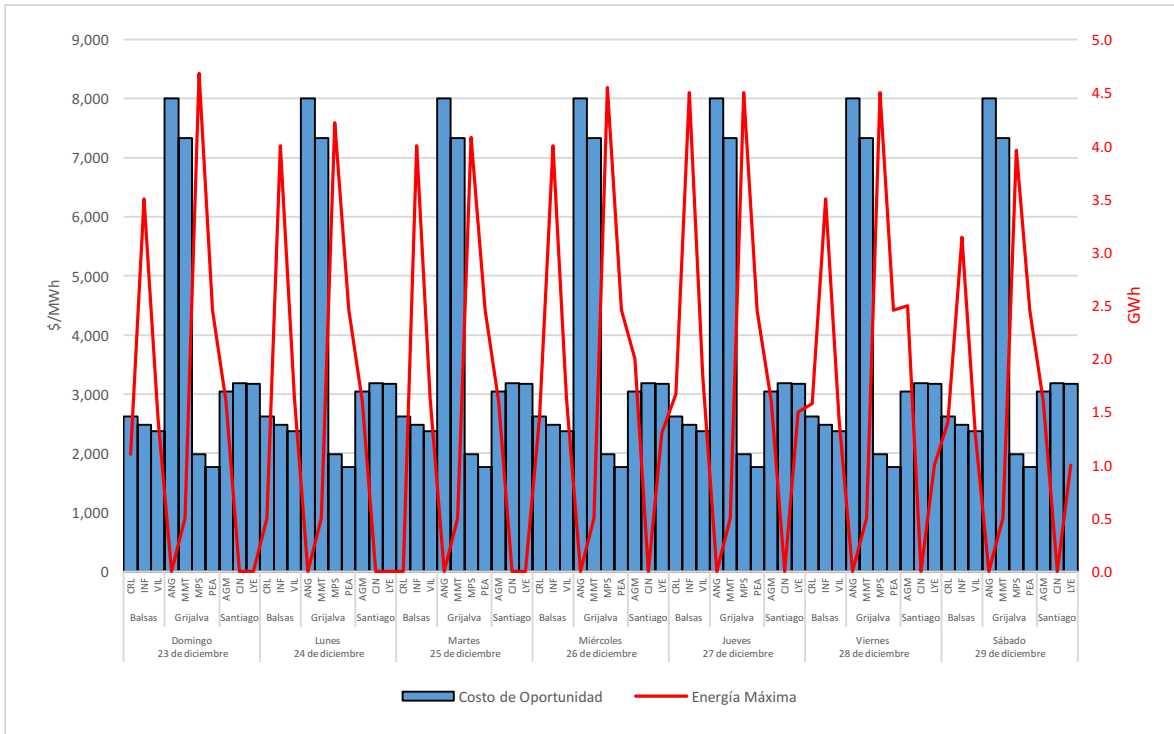


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

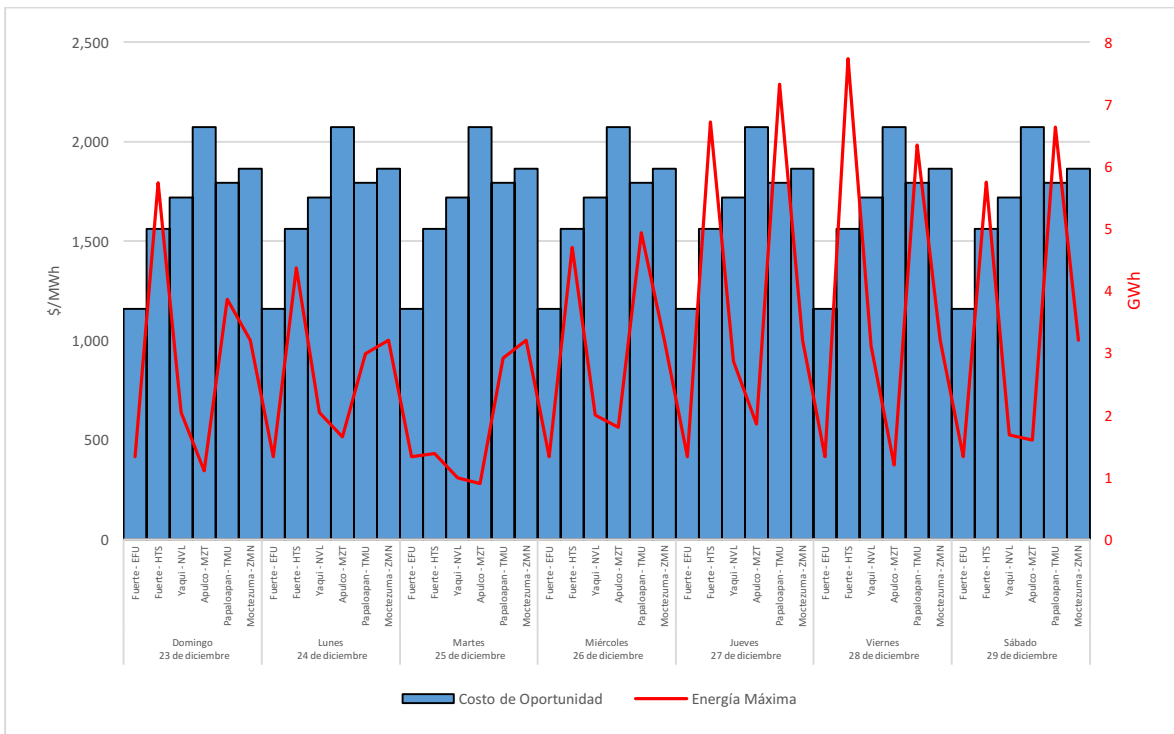


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

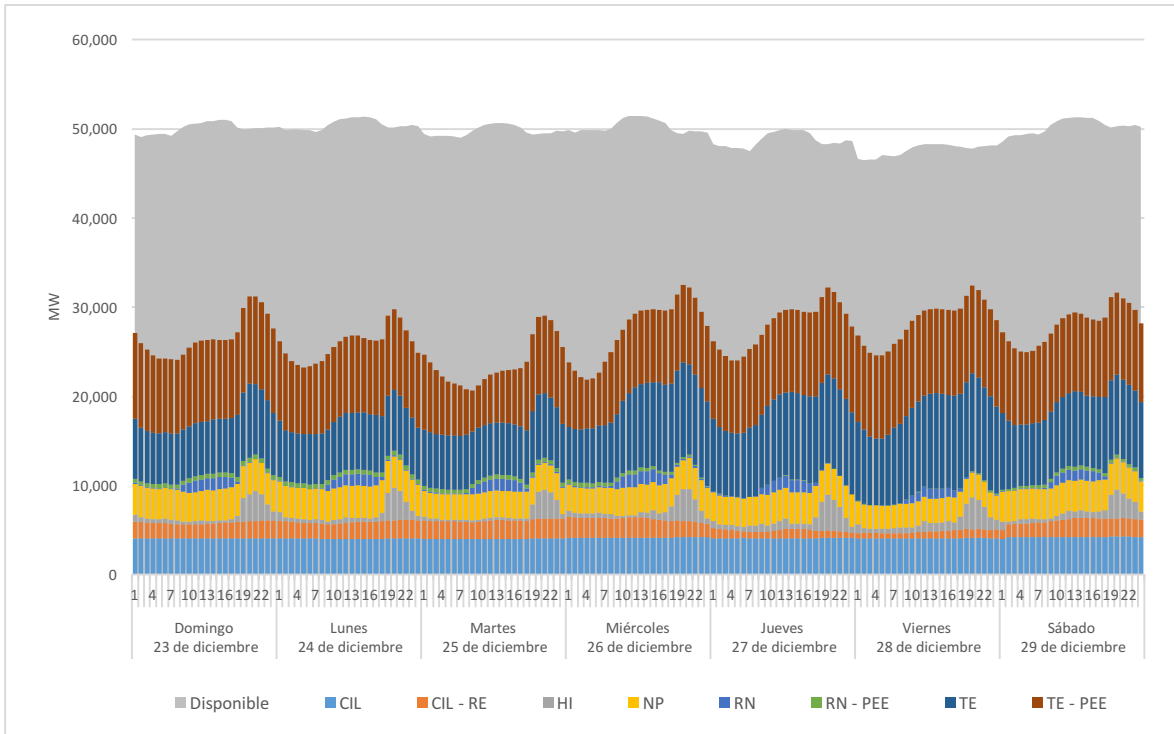


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

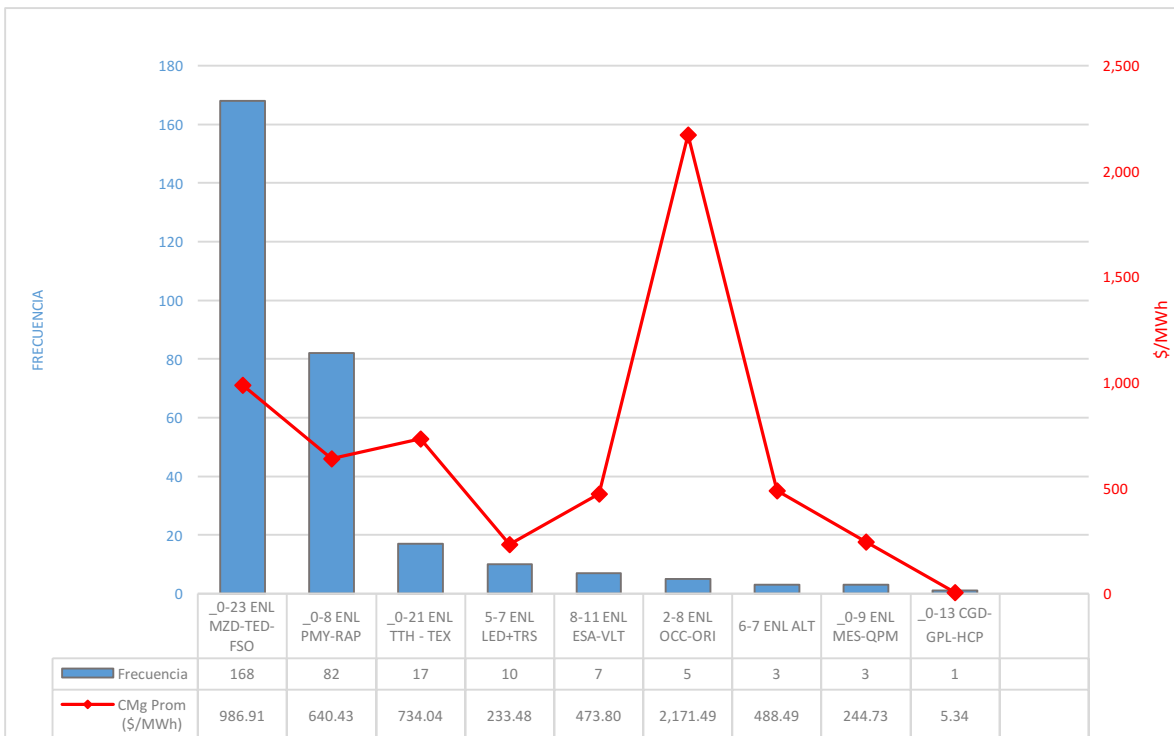


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

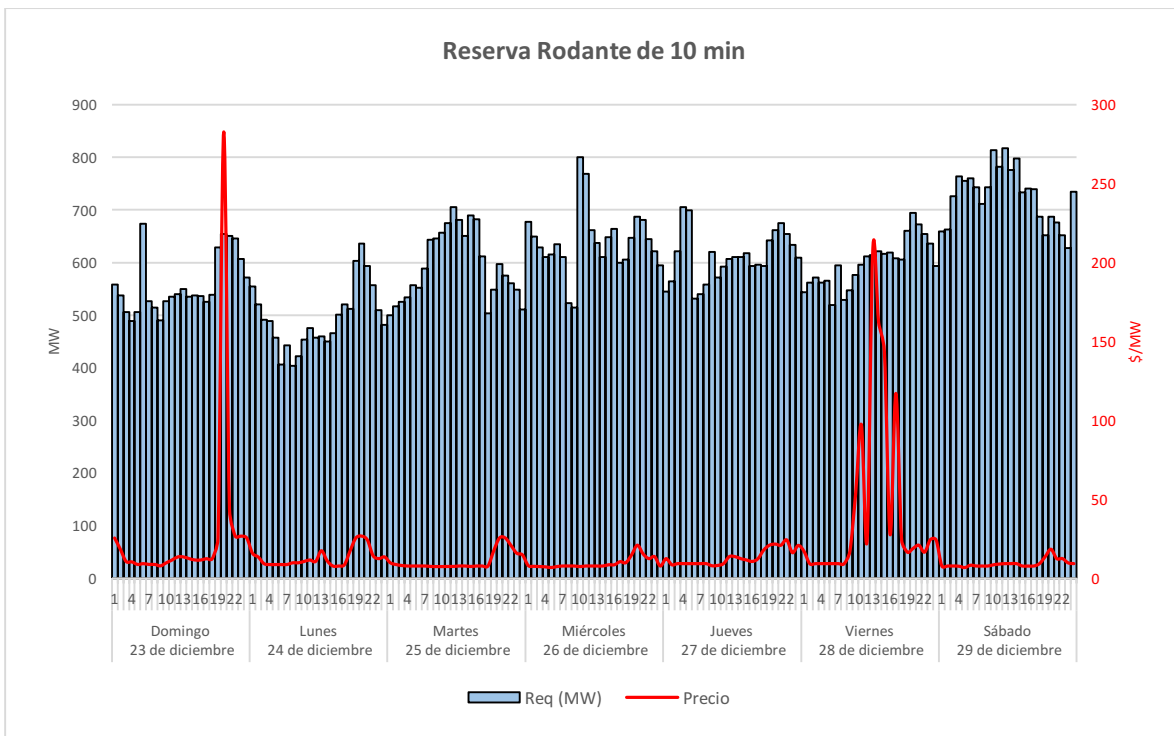
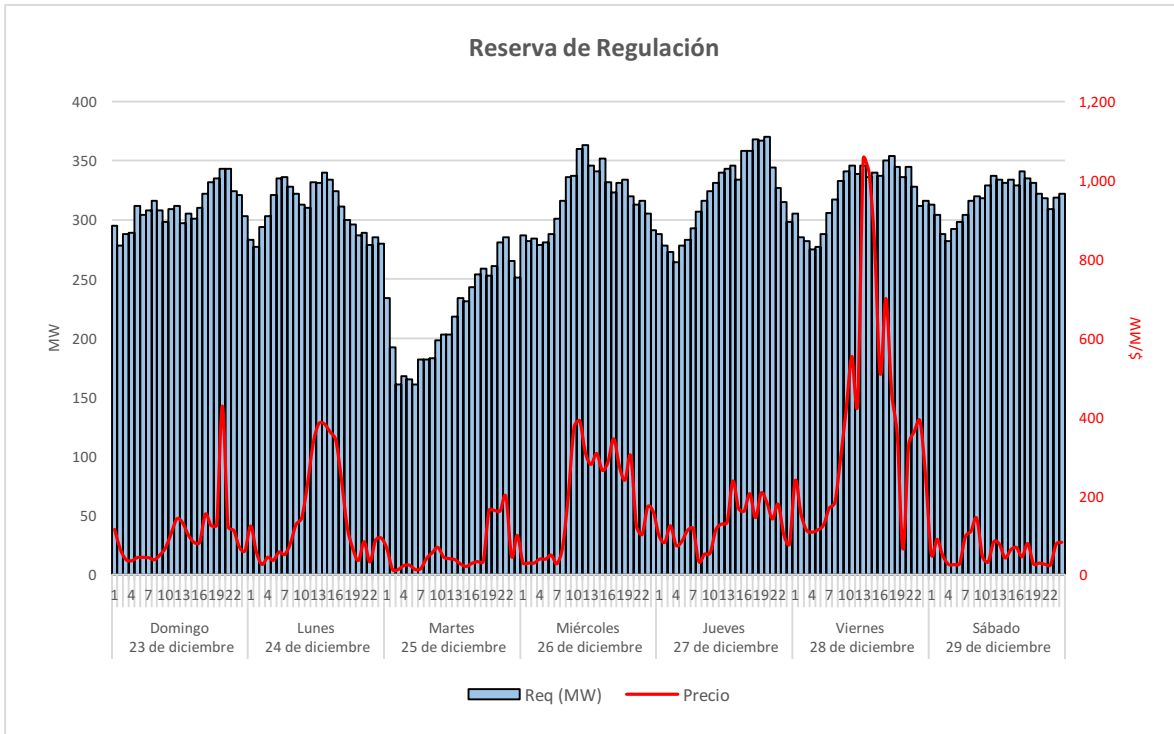


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

