



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

15 al 21 de septiembre del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.38	BCF/FSD

Puntos Relevantes del Mercado del Día en Adelanto (MDA).

- El valor máximo de las Ofertas de Compra se presentó el jueves con un valor de **40,973.21 MWh**, y el valor mínimo se presentó el lunes con un valor de **27,557.53 MWh**.
- Los porcentajes de participación por tipo de Oferta de Venta fueron: Ofertas Térmicas **59.88%**, Oferta Hidroeléctrica **19.10%**, Oferta CIL **10.95%**, Oferta No Despachable **7.33%** y Oferta Renovable **2.74%**. El valor máximo de capacidad disponible fue de **54,498 MW**.
- Los porcentajes de energía despachada por tipo de Oferta de Venta fueron: Ofertas Térmicas **67.80%**, Oferta Hidroeléctrica **2.38%**, Oferta CIL **15.54%**, Oferta No Despachable **10.40%**, y Oferta Renovable **3.88%**.
- El PML promedio fue de **1,398.63 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo fueron **7,752.28 \$/MWh** y **2.37 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04MNV-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos fue de **1,447.60 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,916.12 \$/MWh** y **18.94 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Cancún** y **Guaymas**, respectivamente.
- El Costo de Oportunidad promedio fue de **3,851.76 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **9,995.00 \$/MWh** y **1,313.33 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Temascal** y **Peñitas**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados fueron: **8-12 ENL COZUMEL**, **_0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **_0-19 ENL THP-LBR**. El valor promedio del precio sombra de estos enlaces, cuando presentaron congestión, fue de: **2,327.57 \$/MWh**, **758.74 \$/MWh**, **479.67 \$/MWh** y **977.61 \$/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
2,819.35 – 120.04	400.00 – 220.00	Regulación
684.19 – 6.48	750.50 – 352.00	10 minutos

Figura 1. Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta en el MDA.

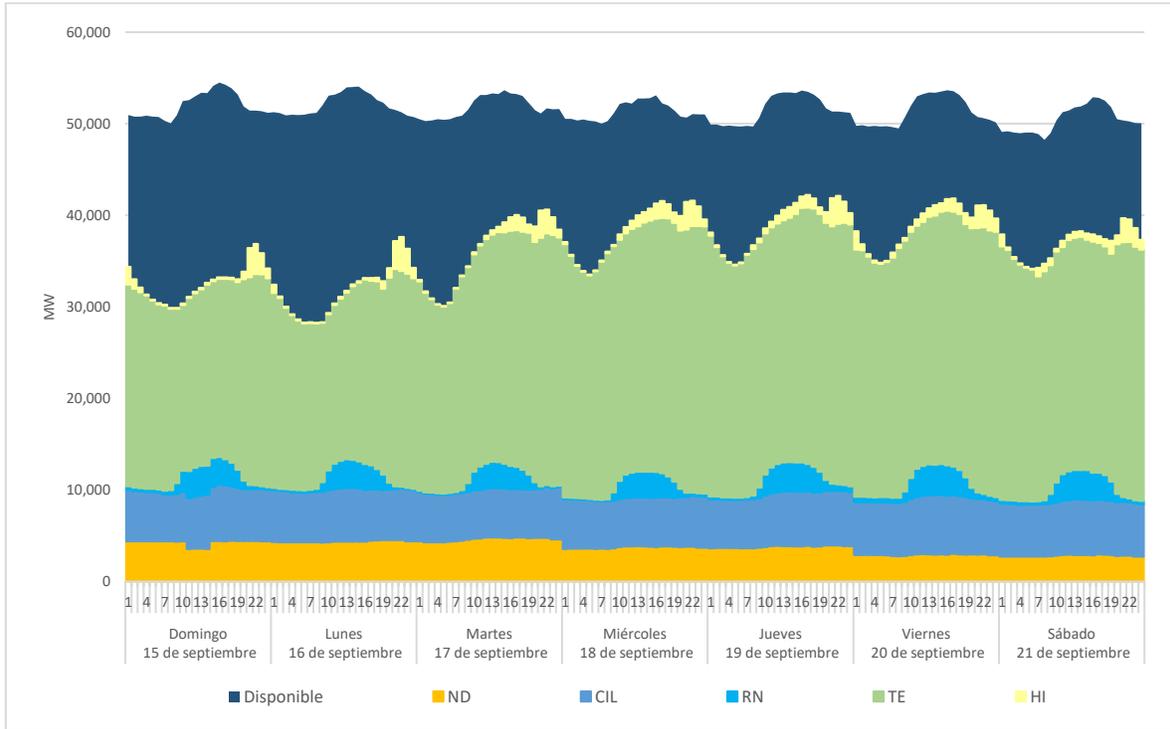
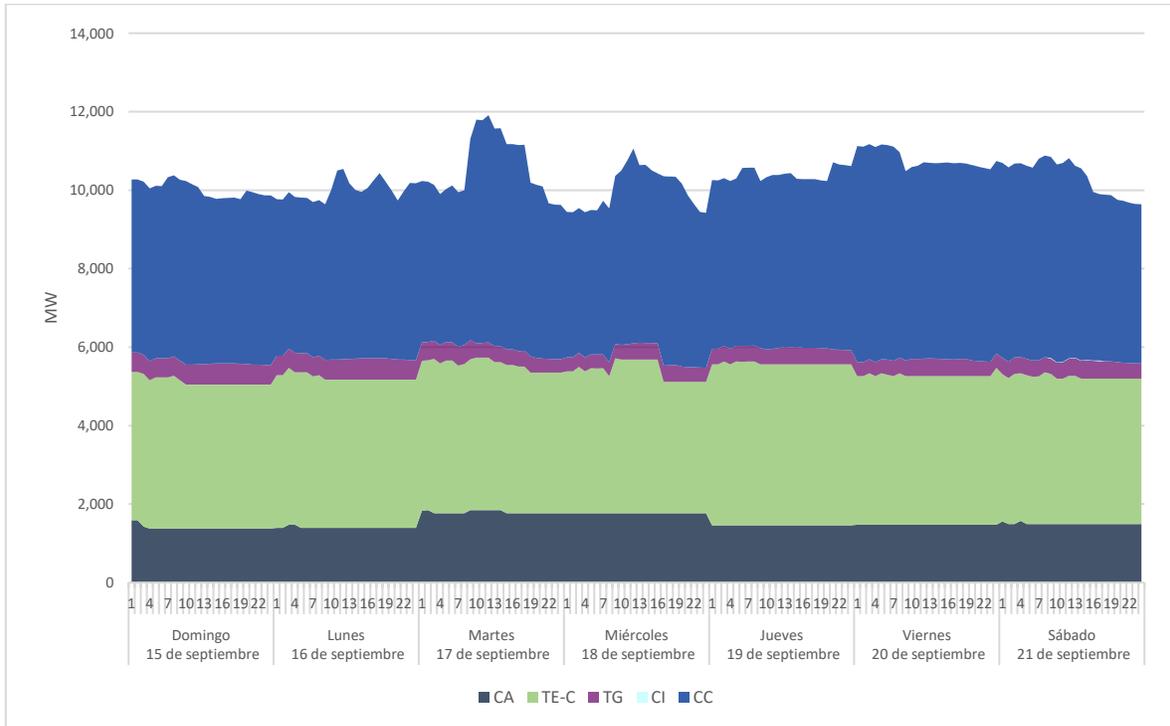


Figura 2. Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.



	15 de septiembre	16 de septiembre	17 de septiembre	18 de septiembre	19 de septiembre	20 de septiembre	21 de septiembre
Promedio	10,028	10,008	10,606	10,026	10,396	10,801	10,339

Figura 3. Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA.

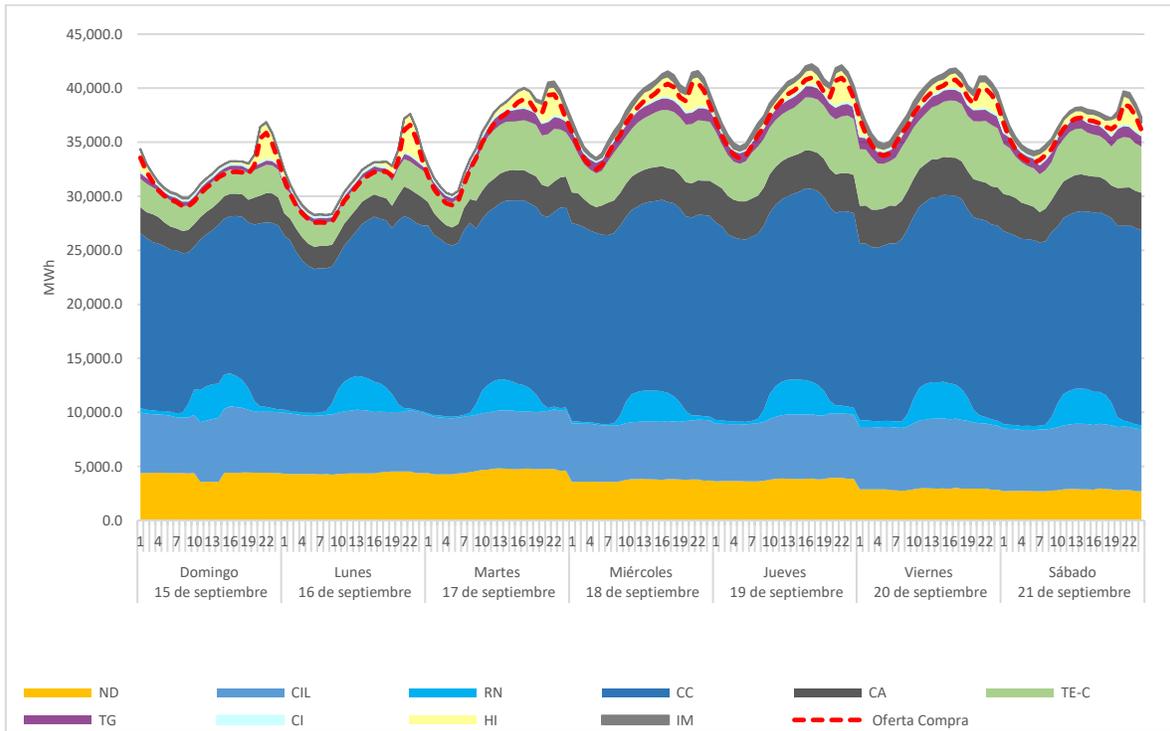


Figura 4. Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA.

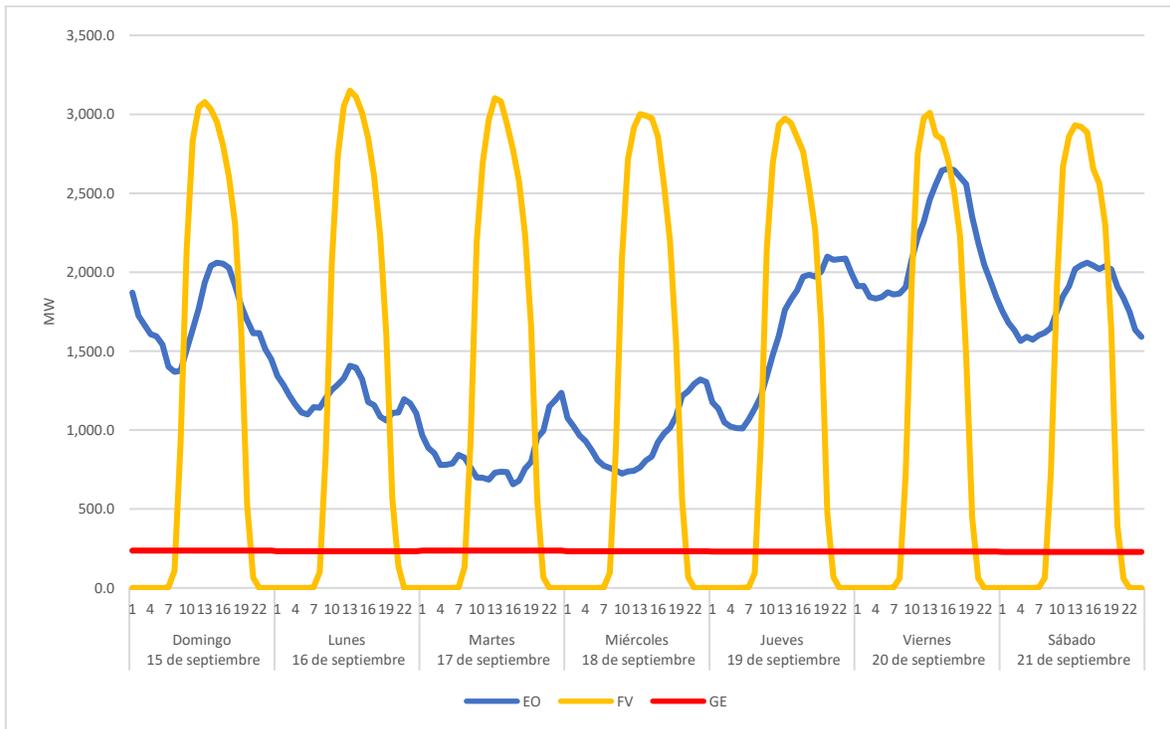


Figura 5. Precio Marginal Local Promedio en el MDA.

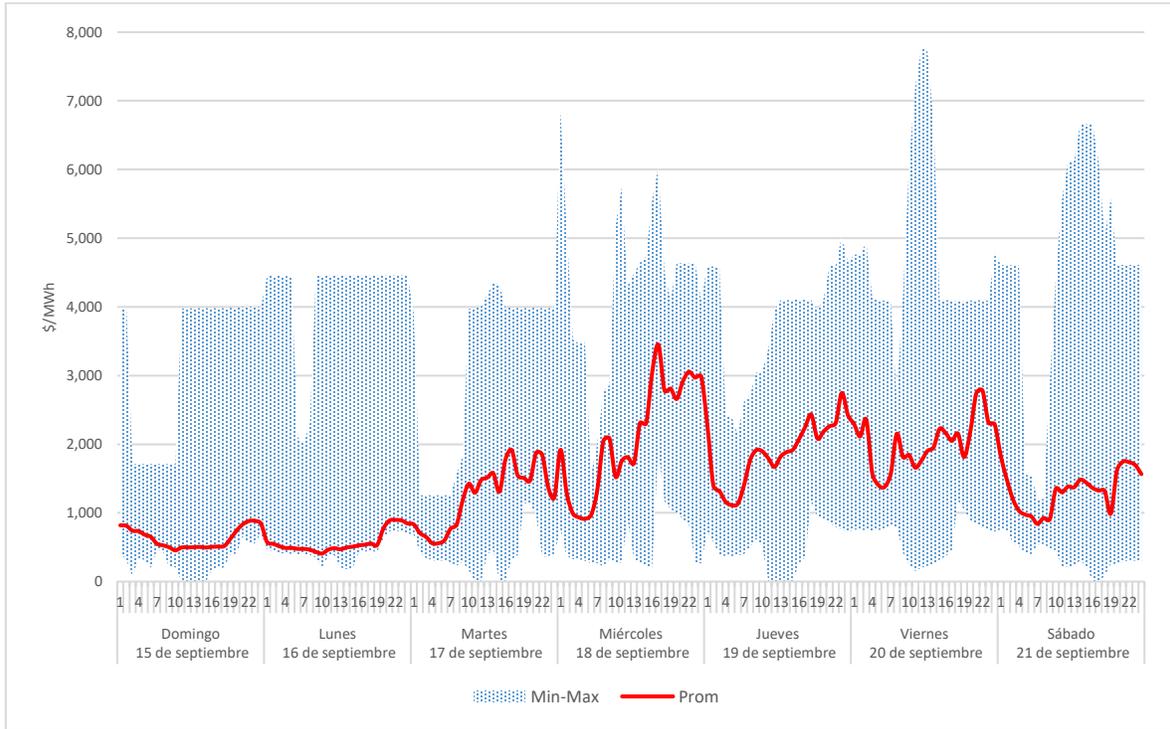


Figura 6. Precios Promedio en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MDA.

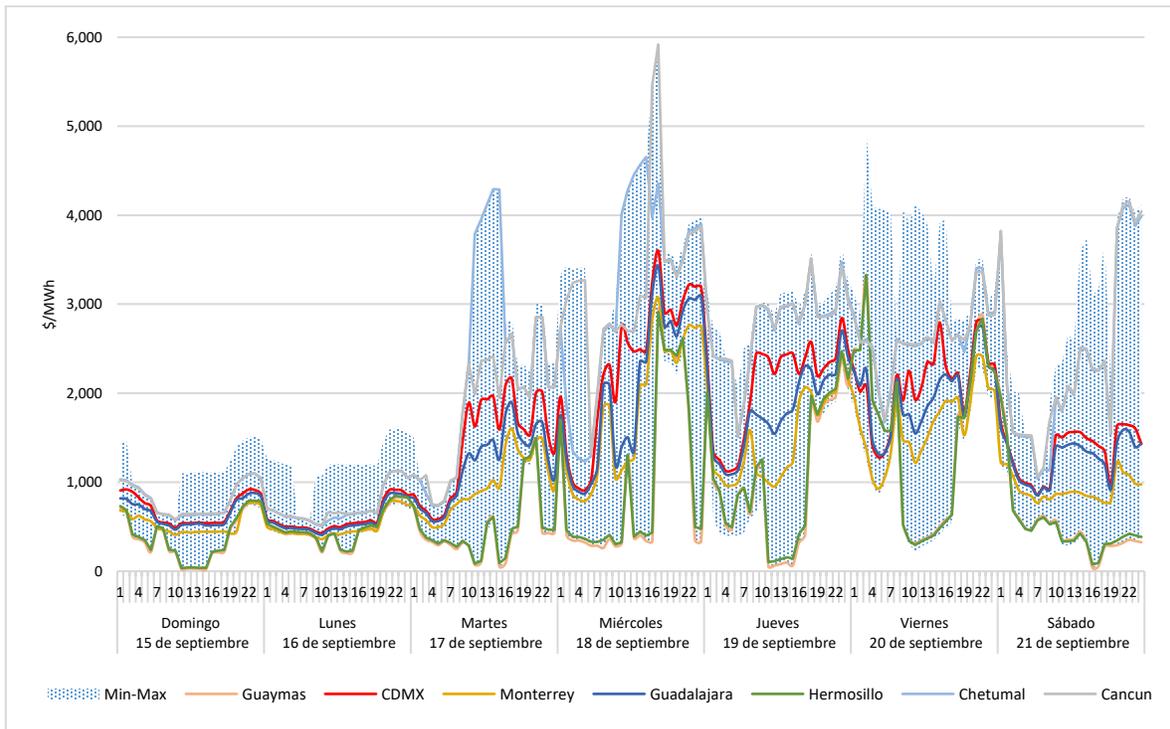


Figura 7. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA.

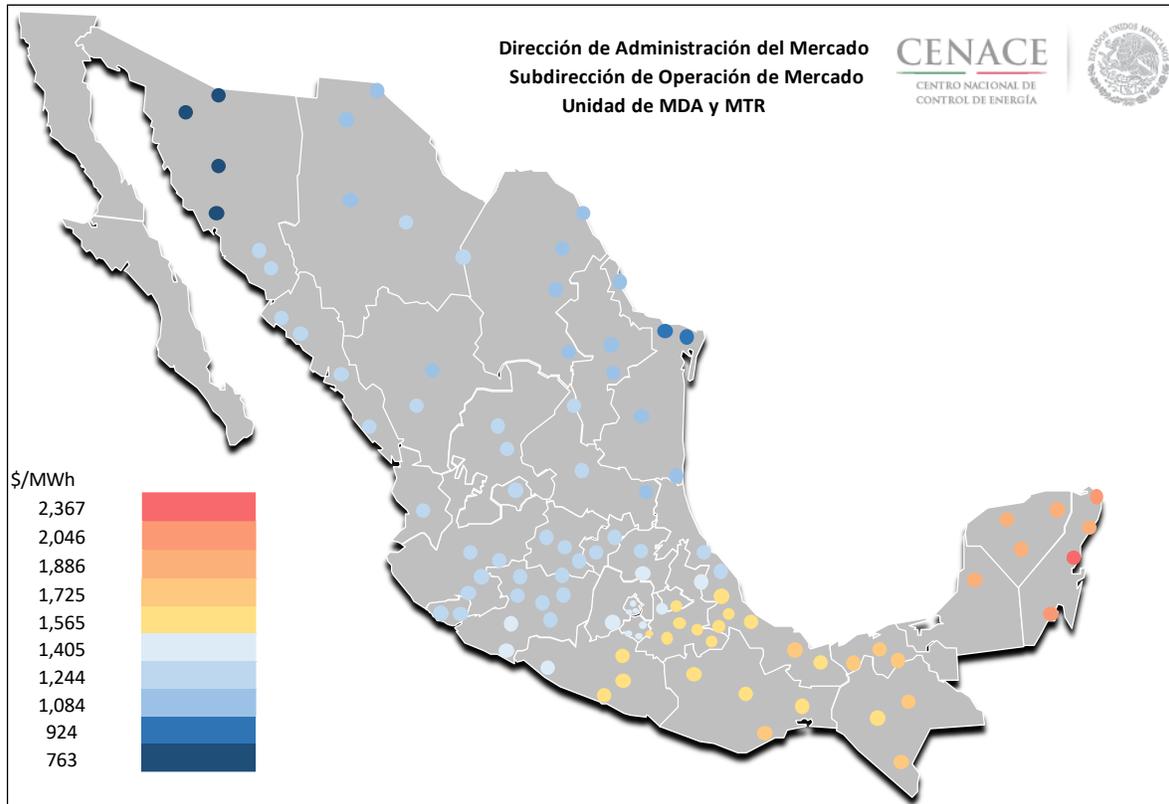


Figura 8a. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.

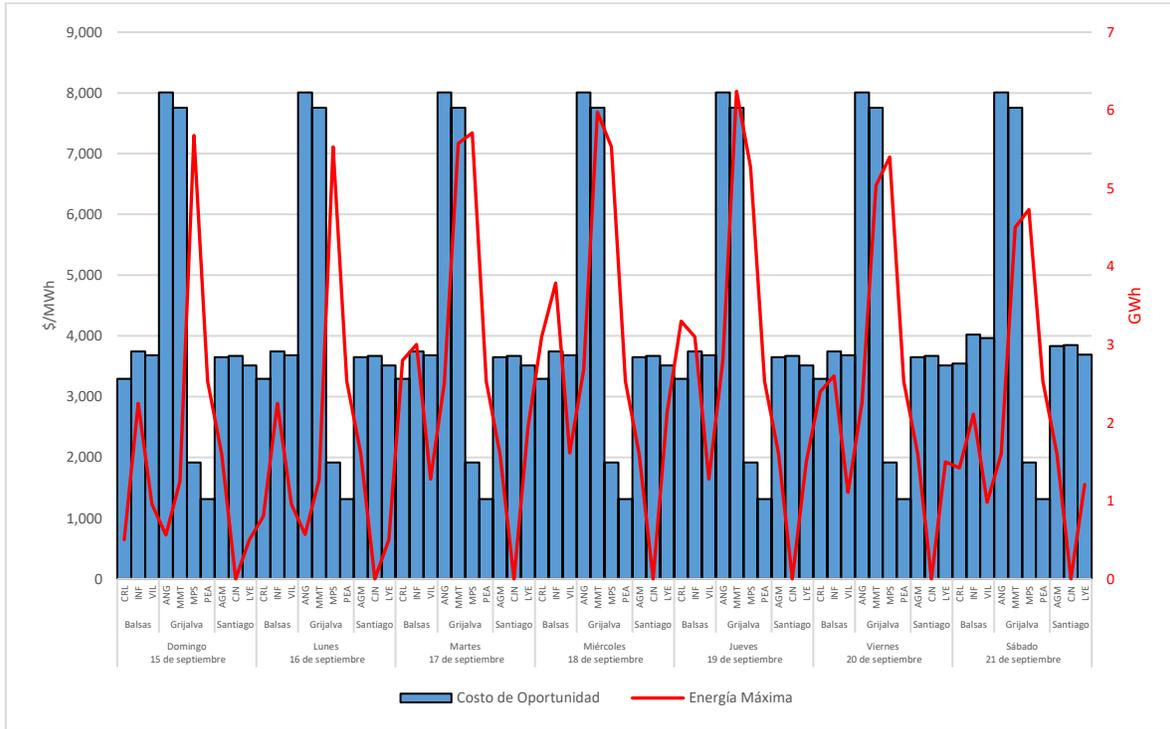


Figura 8b. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación) en el MDA.

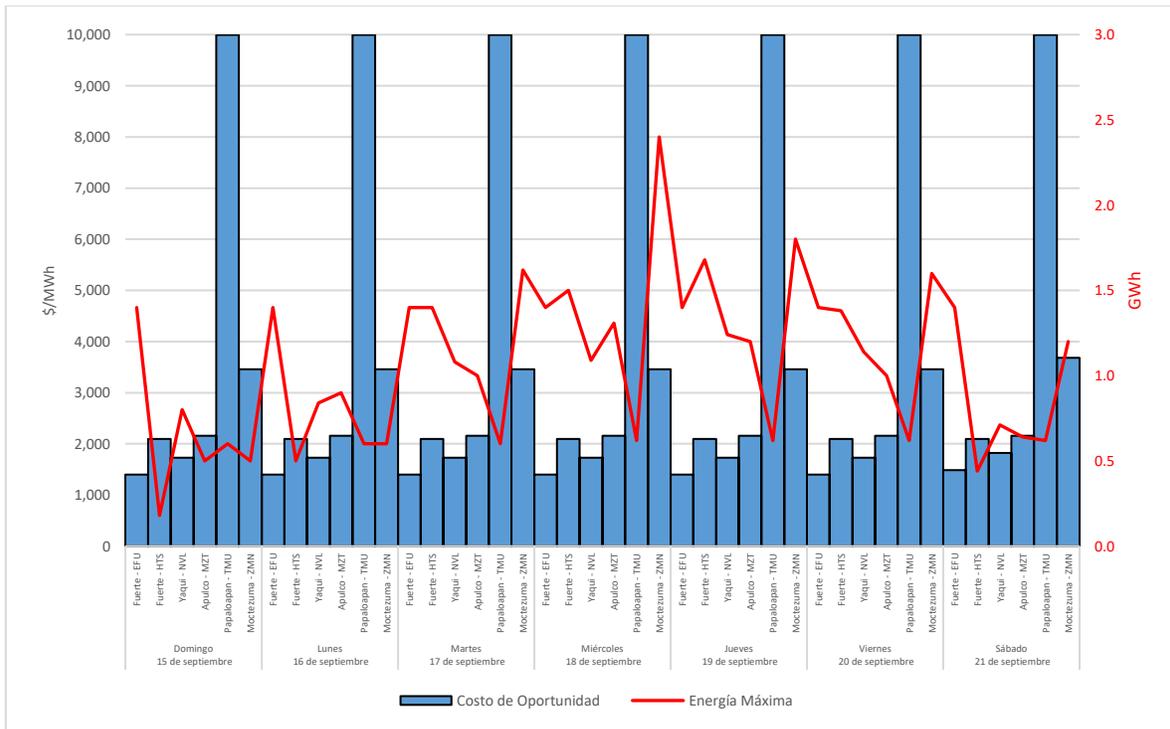


Figura 9a. Frecuencia de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.

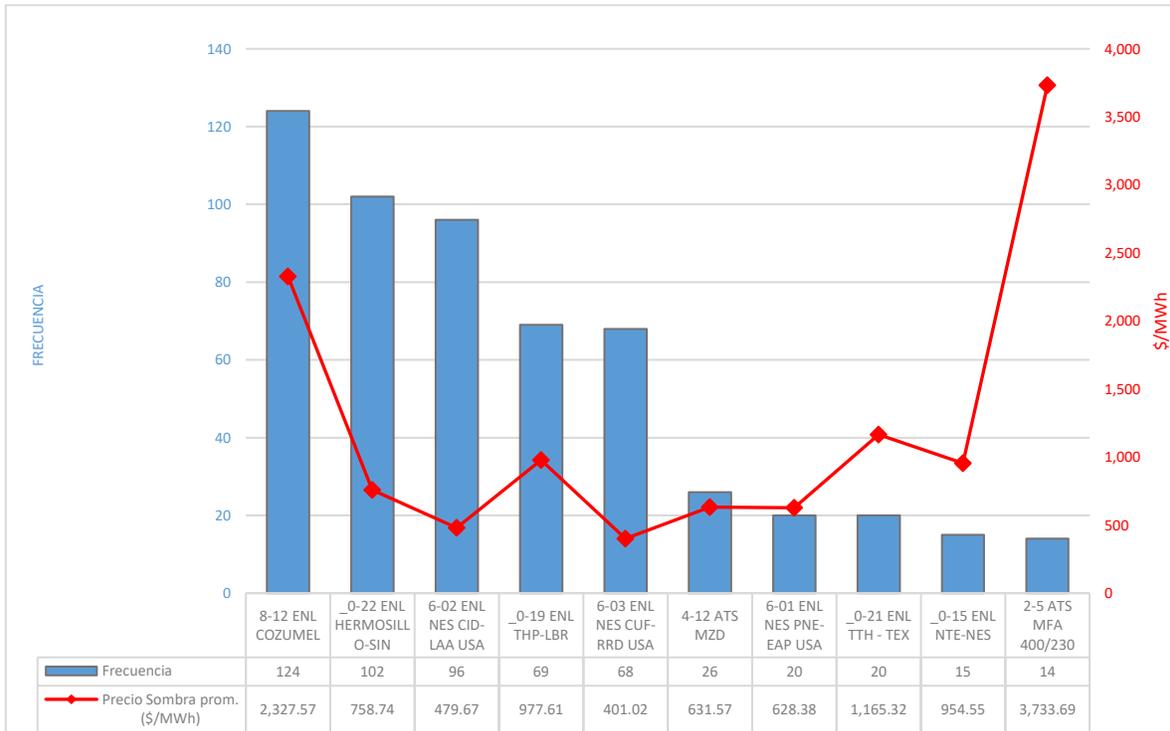


Figura 9b. Precio Sombra promedio de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.

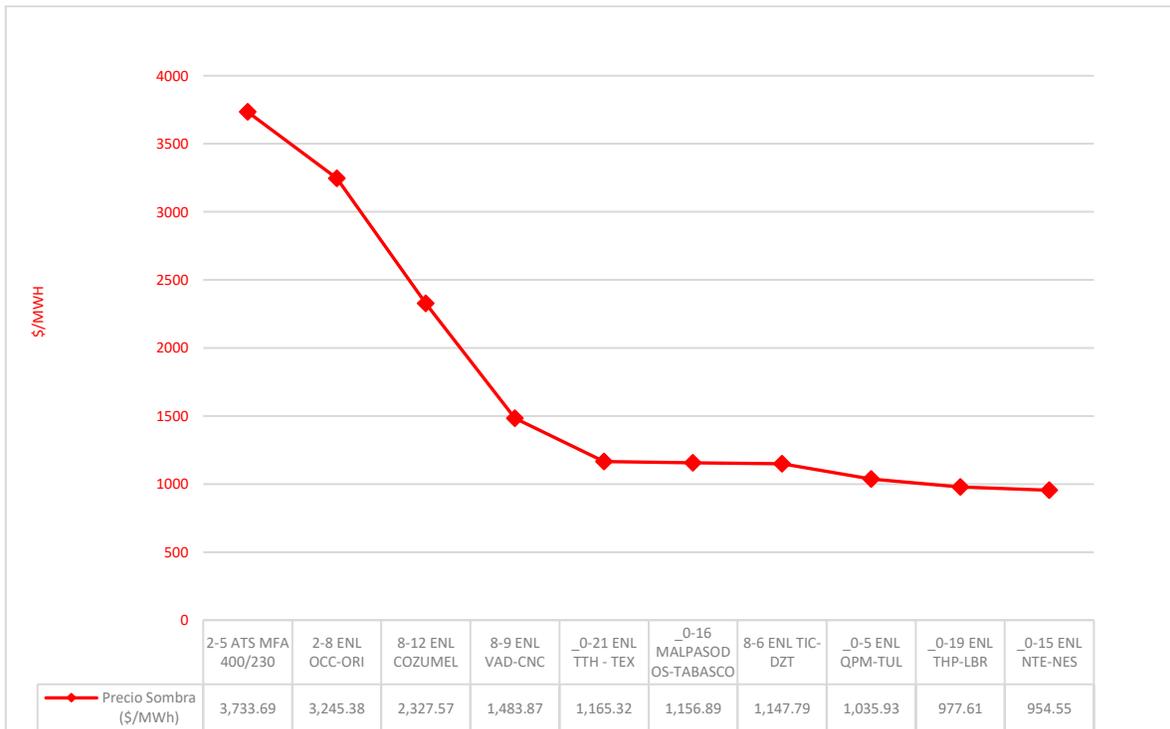


Figura 10. Servicios Conexos (Zona SIN) en el MDA.

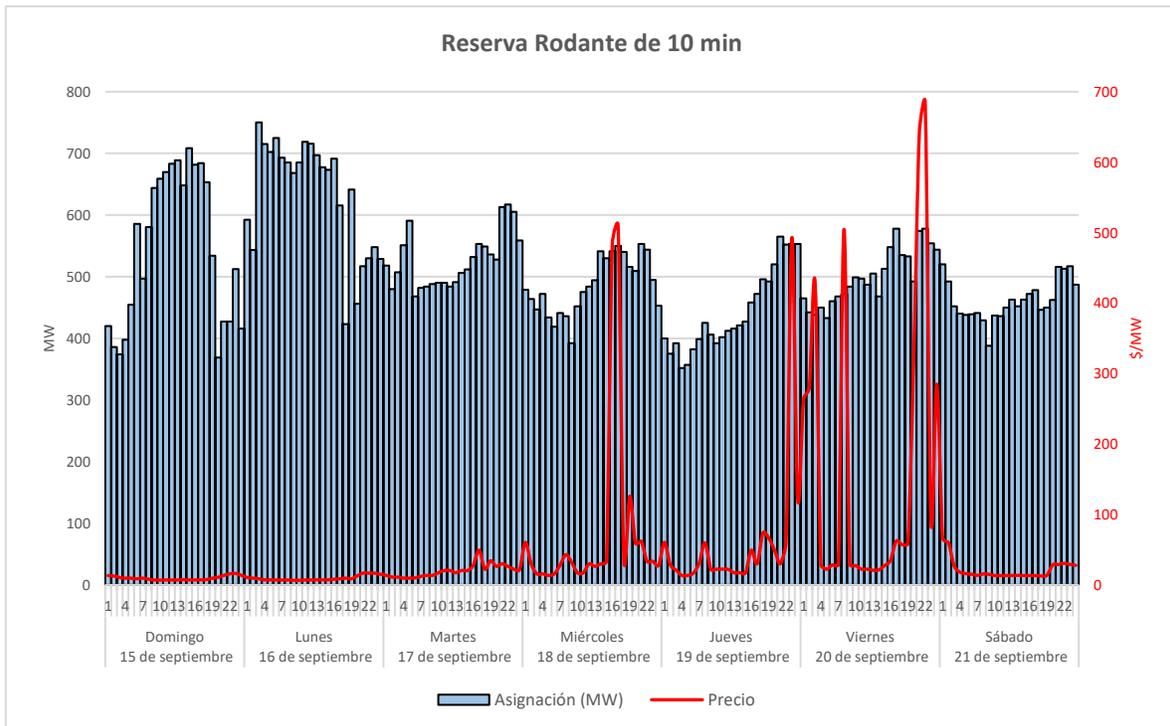
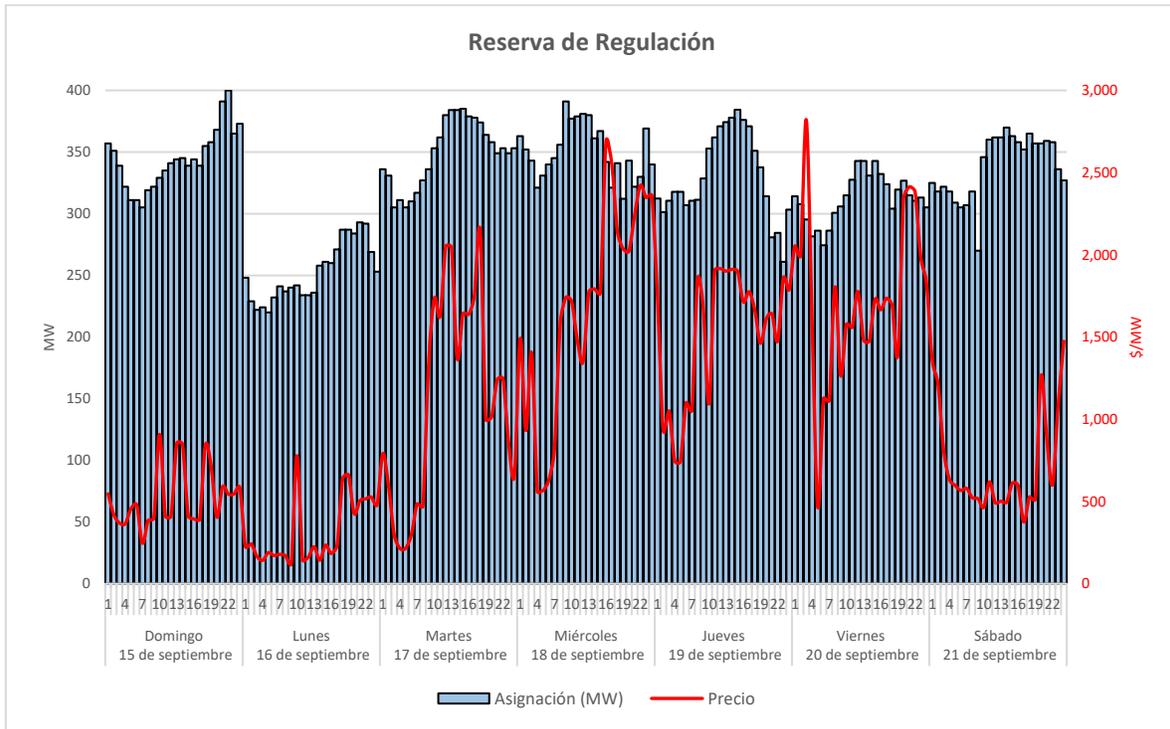


Figura 11. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA.

