



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Referencia para la elaboración del Reporte Semanal del Mercado de Energía de Corto Plazo

Fecha de publicación: 04 de mayo de 2021.

Versión	Elaboró
2.0	DEOMECP

Índice de contenido

Índice de contenido	2
Índice de figuras	4
Índice de tablas	5
Introducción	6
1 Mercado del Día en Adelanto	7
1.1 Puntos relevantes del Mercado del Día en Adelanto	7
1.1.1 Valor máximo y mínimo de las Ofertas de Compra en el MDA	7
1.1.2 Porcentaje de participación por tipo de Oferta de Venta en el MDA	8
1.1.3 Porcentaje de energía despachada por tipo de Oferta de Venta en el MDA	8
1.1.4 Precio Marginal Local promedio, máximo y mínimo del Sistema Interconectado en el MDA	9
1.1.5 Precio de Nodos Distribuidos promedio, máximo y mínimo en el MDA	10
1.1.6 Costos de Oportunidad promedio, máximo y mínimo en el MDA	12
1.1.7 Variable dual promedio de los principales enlaces congestionados en el MDA	13
1.1.8 Precios máximos y mínimos de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA	14
1.1.9 Montos asignados de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA	15
1.2 Construcción de gráficas del Mercado del Día en Adelanto	17
1.2.1 Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta de Venta en el MDA	17
1.2.2 Disponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA	19
1.2.3 Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA	21
1.2.4 Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA	23
1.2.5 Precio Marginal Local promedio en el MDA	25
1.2.6 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) representativos en el MDA	27
1.2.7 Precio promedio semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA	28
1.2.8 Costos de Oportunidad y bloque de energía hidráulica máxima diaria por embalse en el MDA	30
1.2.9 Frecuencia de enlaces de transmisión congestionados en el MDA	32
1.2.10 Precio sombra promedio de enlaces de transmisión congestionados en el MDA	33
1.2.11 Asignación y precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MDA	34
1.2.12 Asignación y precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA	35
1.2.13 Costo unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA	36
2 Mercado de Tiempo Real	38
2.1 Puntos relevantes del Mercado de Tiempo Real ex-post	38
2.1.1 Valor máximo de carga para el MTR ex-post	38
2.1.2 Actualizaciones de Ofertas de Venta durante el día de operación	38
2.1.3 Precio Marginal Local promedio, máximo y mínimo del Sistema Interconectado	38
2.1.4 Precio de Nodos Distribuidos promedio, máximo y mínimo	39
2.1.5 Precios máximos y mínimos de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos	39

<i>2.1.6 Montos asignados de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos.....</i>	<i>39</i>
<i>2.2 Construcción de gráficas del Mercado de Tiempo Real ex-post.....</i>	<i>40</i>
<i>2.2.1 Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación.....</i>	<i>40</i>
<i>2.2.2 Precio Marginal Local promedio en el MTR ex-post.....</i>	<i>41</i>
<i>2.2.3 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) representativos en el MTR ex-post.....</i>	<i>42</i>
<i>2.2.4 Precio promedio semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post.....</i>	<i>43</i>
<i>2.2.5 Precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MTR ex-post.....</i>	<i>44</i>
<i>2.2.6 Precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MTR ex-post.....</i>	<i>45</i>
Anexo A.....	46

Índice de figuras

<i>Figura 1.1 Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta en el MDA.</i>	17
<i>Figura 1.2 Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.</i>	19
<i>Figura 1.3 Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA.</i>	21
<i>Figura 1.4 Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA.</i>	23
<i>Figura 1.5 Precio Marginal Local Promedio en el MDA.</i>	25
<i>Figura 1.6 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MDA.</i>	27
<i>Figura 1.7 Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA.</i>	28
<i>Figura 1.8a Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.</i>	30
<i>Figura 1.8b Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación) en el MDA.</i>	31
<i>Figura 1.9a Frecuencia de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.</i>	32
<i>Figura 1.9b Precio Sombra promedio de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.</i>	33
<i>Figura 1.10 Asignación y precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MDA.</i>	34
<i>Figura 1.11 Asignación y precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA.</i>	35
<i>Figura 1.12 Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA.</i>	36
<i>Figura 2.1 Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación.</i>	40
<i>Figura 2.2 Precio Marginal Local Promedio en el MTR ex-post.</i>	41
<i>Figura 2.3 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MTR ex-post.</i>	42
<i>Figura 2.4 Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post.</i>	43
<i>Figura 2.4 Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MTR ex-post.</i>	44
<i>Figura 2.5 Precio de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MTR ex-post.</i>	45
<i>Figura A.1 Zonas de Reserva que componen el Sistema Eléctrico Nacional.</i>	46

Índice de tablas

<i>Tabla 1.1 Embalses y cuencas de unidades con limitaciones de energía.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 1.2 Clasificación de Ofertas de Venta de Energía.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 1.3 Nomenclatura de tipos de tecnología de las Ofertas de Venta de tipo térmicas</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 1.4 Nomenclatura de tipos de Oferta de Venta con desglose de la Oferta Térmica</i>	<i>21</i>

Introducción

El Reporte Semanal del Mercado de Energía de Corto Plazo informa, entre otros temas, sobre el comportamiento de los Precios Marginales Locales y en Nodos Distribuidos, la disponibilidad de los diferentes tipos de Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado, los Costos de Oportunidad, los enlaces congestionados y la asignación y precios de los Servicios Conexos del Mercado del Día en Adelanto por zona de reserva. En el mismo sentido, presenta datos del comportamiento de Precios Marginales Locales, en Nodos Distribuidos y del Servicios Conexos resultados de la ejecución del MTR ex-post. Actualmente, este reporte se realiza de manera semanal y se reporta la información concerniente para la semana completa de operación (de domingo a sábado).

El presente documento denominado **"Referencia para la elaboración del Reporte Semanal del Mercado de Energía de Corto Plazo"** describe de manera detallada la manera en la que se calculan los datos y la construcción de gráficas del Reporte Semanal.

El documento se encuentra dividido en dos grandes secciones, en la primera sección se detalla la metodología del cálculo de datos y elaboración de gráficas del Mercado del Día en Adelanto; mientras que la segunda sección hace lo propio con el Mercado de Tiempo Real. Cada una de las secciones anteriores se encuentra, a su vez, dividida en dos subsecciones. En la primera de estas subsecciones se presenta la metodología de cálculo de los puntos relevantes del elemento del Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) que se esté analizando. La segunda subsección, por otra parte, describe la manera en que se calculan los datos con los que se construyen las gráficas que integran al Reporte Semanal.

Finalmente, el documento se complementa con el Anexo A en el cual se presentan las diferentes Zonas de Reserva por las cuales está constituido el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

AVISO: El presente documento no es un instrumento que constituya una Disposición Operativa del Mercado Eléctrico Mayorista.

1 Mercado del Día en Adelanto

1.1 Puntos relevantes del Mercado del Día en Adelanto

1.1.1 Valor máximo y mínimo de las Ofertas de Compra en el MDA

Se obtienen los totales horarios de las Ofertas de Compra, sumando Cargas Directamente Modeladas y Cargas Indirectamente Modeladas. Dentro de las Cargas Indirectamente Modeladas, se incluyen las cargas aceptadas de energía por exportación. Se reporta el valor máximo y mínimo, ecuaciones 2 y 3, así como su correspondiente día de ocurrencia.

$$OC_{h,d} = \sum_{i=1}^{NCDM} CDM_{i,\bar{h},\bar{d}}^{aceptada} + \sum_{i=1}^{NCIM} CIM_{i,\bar{h},\bar{d}} \quad , \quad \forall h \in H_d, d \in \tau \quad (1)$$

$$OC^{m\acute{a}x} = \max\{OC_{h,d} \forall h \in H_d, d \in \tau\} \quad (2)$$

$$OC^{m\acute{i}n} = \min\{OC_{h,d} \forall h \in H_d, d \in \tau\} \quad (3)$$

En donde:

$OC_{d,h}$ = Oferta de Compra total en la hora h del día d [MWh]

$CDM_{i,d,h}^{aceptada}$ = Carga Directamente Modelada i y aceptada en la hora h del día d [MWh]

$CIM_{i,d,h}$ = Carga Indirectamente Modelada i , en la hora h del día d [MWh]

$NCDM$ = Número de Cargas Directamente Modeladas del sistema en estudio

$NCIM$ = Número de Cargas Indirectamente Modeladas del sistema en estudio

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \bar{d} denota que el valor del día queda fijo en la ecuación 1

h = Hora de estudio; \bar{h} denota que el valor de la hora queda fijo en la ecuación 1

$OC^{m\acute{a}x}$ = Oferta de compra máxima en el periodo a reportar [MWh]

$OC^{m\acute{i}n}$ = Oferta de compra mínima en el periodo a reportar [MWh]

1.1.2 Porcentaje de participación por tipo de Oferta de Venta en el MDA

La ecuación 4 muestra el cálculo de los porcentajes de disponibilidad de energía por tipo de oferta: Térmicas (**TE**), Hidroeléctricas (**HI**), No Despachable (**ND**), Recursos Intermitentes Despachables o Renovables (**RM**) y Contratos de Interconexión Legados (**CIL**). Los porcentajes se obtienen de la suma de la energía máxima ofertada, de cada tipo de Oferta de Venta en el MDA, entre la suma de energía máxima ofertada de todas las ofertas durante la semana reportada.

$$EDISP_{to} = \frac{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} EMO_{\bar{to},h,d}}{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} EDI_{h,d}} \times 100, \quad \forall to \in \{TE, HI, ND, RN, CIL\}, h \in H_d, d \in \tau \quad (4)$$

En donde:

$EDISP_{to}$ = Porcentaje de energía disponible en el sistema por tipo de oferta to en el periodo de estudio [%]

to = Tipo de Oferta de Venta; \bar{to} denota que el tipo de oferta queda fijo en la ecuación 4

$EMO_{\bar{to},h,d}$ = Energía Máxima Ofertada por tipo de oferta to , en la hora h del día d [MWh]

$EDI_{h,d}$ = Total de energía disponible en el sistema, en la hora h del día d [MWh]

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

En el caso de las ofertas de venta por importación, las cuales se encuentran contenidas dentro de las ofertas de venta del tipo Térmico, la suma de la Energía Máxima Ofertada, de aquellas ofertas que utilizan el enlace de interconexión i en la hora h , estará limitada a la Capacidad Absoluta de Transferencia Disponible para Importación del enlace de interconexión i en la hora h .

1.1.3 Porcentaje de energía despachada por tipo de Oferta de Venta en el MDA

La ecuación 5 muestra el cálculo de los porcentajes de energía despachada por tipo de oferta: Térmicas (**TE**), Hidroeléctricas (**HI**), No Despachable (**ND**), Recursos Intermitentes Despachables o Renovables (**RM**) y Contratos de Interconexión Legados (**CIL**). Los porcentajes se obtienen de la suma de la energía despachada por el MDA, para cada tipo de Oferta de Venta, entre el total de energía despachada para todo el sistema durante la semana reportada.

$$EDESCP_{to} = \frac{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} ED_{\bar{to},h,d}}{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} EDS_{h,d}} \times 100, \quad \forall to \in \{TE, HI, ND, RN, CIL\}, h \in H_d, d \in \tau \quad (5)$$

En donde:

$EDESCP_{to}$ = Porcentaje de energía despachada en el sistema por tipo de oferta to en el periodo de estudio [%]

to = Tipo de Oferta de Venta; \bar{to} denota que el tipo de oferta queda fijo en la ecuación 5

$ED_{\bar{to},h,d}$ = Energía despachada por tipo de oferta to , en la hora h del día d [MWh]

$EDS_{h,d}$ = Total de energía despachada en el sistema, en la hora h del día d [MWh]

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

1.1.4 Precio Marginal Local promedio, máximo y mínimo del Sistema Interconectado en el MDA

De acuerdo con las bases 2.1.100 y 9.1.9 de las *Bases del Mercado Eléctrico* publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015, el Precio Marginal Local (PML) consiste en:

"El precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el modelo comercial del Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Energía de Corto Plazo. El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP, de forma horaria, y tendrá tres componentes: Componente de energía marginal, Componente de congestión marginal y Componente de pérdidas marginales".

En el Reporte Semanal, el PML Promedio (PML_{prom}), se constituye como el promedio simple del conjunto de datos constituido por los PML, resultados de la ejecución del MDA, en los NodosP de la semana reportada. Este único valor se obtiene de acuerdo con la ecuación 6:

$$PML_{prom} = \frac{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} \sum_{n \in \varphi} PML_{n,h,d}}{N \sum_{d=1}^T \max \{H_d\}}, \quad \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in \tau \quad (6)$$

En donde:

PML_{prom} = Precio Marginal Local promedio del sistema [\$/MWh]

$PML_{n,h,d}$ = Precio Marginal Local en el nodo n , en la hora h del día d [MWh]

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_5\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

$\varphi = \{n_1, n_2, \dots, n_N\}$ = Conjunto de nodosP que componen el sistema

T = Número de días del periodo a reportar

N = Número de nodosP que componen el sistema

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

El cálculo de los PML máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 7 y 8.

$$\max PML = \max \{PML_{n,h,d} \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in T\} \quad (7)$$

$$\min PML = \min \{PML_{n,h,d} \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in T\} \quad (8)$$

En donde:

$\max PML$ = Máximo Precio Marginal Local [\$/MWh]

$\min PML$ = Mínimo Precio Marginal Local [\$/MWh]

1.1.5 Precio de Nodos Distribuidos promedio, máximo y mínimo en el MDA

Conforme al Manual de Mercado de Energía de Corto plazo, numeral 1.3.28, se definen los Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga (PMZ) como:

"Los precios calculados por el CENACE mediante la suma de los productos de los Precios Marginales Locales por los valores del Vector de Distribución de Carga asociados a los NodosP de cada Zona de Carga".

En el Reporte Semanal, el PMZ Promedio (PMZ_{prom}), se constituye como el promedio simple del conjunto de datos constituido por los PMZ en los Nodos Distribuidos de la semana reportada. La metodología de cálculo es similar a la empleada para el cálculo del PML_{prom} pero usando los valores de los precios en las Zonas de Carga, resultados de la ejecución del MDA de tal forma que:

$$PMZ_{prom} = \frac{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} \sum_{z \in \delta} PMZ_{z,h,d}}{Z \sum_{d=1}^T \max\{H_d\}}, \quad \forall z \in \delta, h \in H_d, d \in \tau \quad (9)$$

En donde:

PMZ_{prom} = Precio de Nodo Distribuido promedio del sistema [\$/MWh]

$PMZ_{z,h,d}$ = Precio de Nodo Distribuido de la zona de carga z , en la hora h del día d [\$/MWh]

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

$\delta = \{z_1, z_2, \dots, z_Z\}$ = Conjunto de nodos distribuidos que componen el sistema

T = Número de días del periodo a reportar

Z = Número de nodos distribuidos que componen el sistema

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

El cálculo de los PMZ máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 10 y 11.

$$\max PMZ = \max\{PMZ_{z,h,d} \quad \forall z \in \delta, h \in H_d, d \in T\} \quad (10)$$

$$\min PMZ = \min\{PMZ_{z,h,d} \quad \forall z \in \delta, h \in H_d, d \in T\} \quad (11)$$

En donde:

$\max PMZ$ = Máximo precio de nodo distribuido [\$/MWh]

$\min PMZ$ = Mínimo precio de nodo distribuido [\$/MWh]

1.1.6 Costos de Oportunidad promedio, máximo y mínimo en el MDA

Para el Sistema Interconectado Nacional, los Costos de oportunidad máximo y mínimo se obtienen de un conjunto de datos constituido por el costo diario de los 16 embalses del sistema, durante el periodo a reportar. Embalses y cuencas de unidades con limitaciones de energía se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 1.1 Embalses y cuencas de unidades con limitaciones de energía

Embalse	Acrónimo	Cuenca
Caracol	CRL	Balsas
Infiernillo	INF	Balsas
Villita	VIL	Balsas
El Fuerte	EFU	Fuerte
Huites	HTS	Fuerte
Angostura	ANG	Grijalva
Manuel Moreno Torres	MMT	Grijalva
Malpaso	MPS	Grijalva
Peñitas	PEA	Grijalva
Mazatepec	MZT	Apulco
Novillo	NVL	Yaqui
Aguamilpa	AGM	Santiago
El Cajón	CJN	Santiago
La Yesca	LYE	Santiago
Temascal	TMU	Papaloapan
Zimapán	ZMN	Moctezuma

Sea β el conjunto de datos constituido por el costo diario de los 16 embalses del Sistema Interconectado Nacional, durante el periodo a reportar:

$$\beta = \{CO_{d1}^{CRL}, CO_{d2}^{CRL}, \dots, CO_{dT}^{CRL}, \dots, CO_{d1}^{ZMN}, CO_{d2}^{ZMN}, \dots, CO_{dT}^{ZMN}\} \quad (12)$$

En donde:

β = conjunto de datos constituido por el costo diario de los embalses del SIN en el periodo a reportar

CO_d^{EMB} = Costo de oportunidad del embalse EMB en el día d

T = Número de días del periodo a reportar

entonces, los costos de oportunidad promedio, máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 13, 14 y 15, respectivamente.

$$CO_{prom} = \frac{\sum CO_d^{EMB}}{16T} , \quad \forall CO_d^{EMB} \in \beta \quad (13)$$

$$CO_{m\acute{a}x} = \max\{\beta\} \quad (14)$$

$$CO_{m\acute{i}n} = \min\{\beta\} \quad (15)$$

En donde:

CO_{max} = Promedio de costo de oportunidad del periodo a reportar [\$/MWh]

CO_{max} = Máximo costo de oportunidad en el periodo a reportar [\$/MWh]

CO_{min} = Mínimo costo de oportunidad en el periodo a reportar [\$/MWh]

T = Número de días del periodo a reportar

1.1.7 Variable dual promedio de los principales enlaces congestionados en el MDA

Los enlaces principales corresponden a los cuatro enlaces con la mayor frecuencia de congestión, es decir, el número de horas que el enlace presentó congestión durante la semana bajo estudio. Adicionalmente, se presenta el Costo Marginal Promedio de los respectivos enlaces durante las horas de congestión. El Costo Marginal del enlace es el valor de la variable dual (precio sombra) de la restricción de transmisión; es decir, es el valor en el que se beneficiará el resultado de la función objetivo ante la relajación de 1 MW en el límite del enlace congestionado. Los límites operativos de flujo de potencia son establecidos por el CENACE por confiabilidad del sistema y se consideran para cada uno de los intervalos horarios de la Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.

Sea C_{ENL} el conjunto de variables duales en las que en enlace ENL presentó congestión en el periodo a reportar. Se genera un conjunto C_{ENL} por cada enlace que se incluyó en el modelo AU-MDA como restricción de transmisión:

$$C_{ENL} = \{VD_{ENL,h,d} \mid VD_{ENL,h,d} \neq 0, \forall h \in H_d, d \in \tau\} \quad (16)$$

entonces, la variable dual promedio se calculará de la siguiente manera:

$$VDprom_{ENL} = \frac{\sum |VD_{ENL,h,d}|}{hC_{ENL}} , \quad \forall hC_{ENL} > 0, VD_{ENL,h,d} \in C_{ENL}, h \in H_d, d \in \tau \quad (17)$$

En donde:

$VDprom_{ENL}$ = Variable dual promedio (en valor absoluto) del enlace ENL en el periodo de estudio [\$/MWh]

$VD_{ENL,h,d}$ = Variable dual del enlace ENL presentada en la hora h del día d [\$/MWh]

hc_{ENL} = Número de horas en las que el enlace ENL presentó congestión

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

1.1.8 Precios máximos y mínimos de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA

En la tabla de esta sección, se muestran los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos presentados en la semana por sistema interconectado.

Sea P_{RReg} el conjunto de datos constituido por todos los precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el periodo a reportar y P_{RRo10} el conjunto de datos constituido por todos los precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el periodo a reportar; entonces, los precios máximos y mínimos de las reservas arriba mencionadas están determinados por las ecuaciones siguientes:

$$\mathbb{S}_{RReg}^{máx} = \max\{P_{RReg}\} \quad (18)$$

$$\mathbb{S}_{RReg}^{mín} = \min\{P_{RReg}\} \quad (19)$$

$$\mathbb{S}_{RRo10}^{máx} = \max\{P_{RRo10}\} \quad (20)$$

$$\mathbb{S}_{RRo10}^{mín} = \min\{P_{RRo10}\} \quad (21)$$

En donde:

$\mathbb{S}_{RReg}^{máx}$ = Precio máximo de la Reserva de Regulación Secundaria en el periodo a reportar [\$/MWh]

$\mathbb{S}_{RReg}^{mín}$ = Precio mínimo de la Reserva de Regulación Secundaria en el periodo a reportar [\$/MWh]

$\mathbb{S}_{RRo10}^{máx}$ = Precio máximo de la Reserva Rodante de 10 minutos en el periodo a reportar [\$/MWh]

$\mathbb{S}_{RRo10}^{mín}$ = Precio mínimo de la Reserva Rodante de 10 minutos en el periodo a reportar [\$/MWh]

1.1.9 Montos asignados de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA

En la tabla de esta sección, se muestran los montos máximos y mínimos de los Servicios Conexos de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos presentados en la semana por Sistema Interconectado.

Sea A_{RReg} el conjunto de datos constituido por la asignación total de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en cada hora del periodo a reportar y A_{RRo10} el conjunto de datos constituido por la suma de la Reserva Rodante de 10 minutos asignada en cada hora del periodo a reportar:

$$A_{RReg} = \left\{ \sum_{i=1}^k A_{RReg\bar{h},\bar{d}}^{UCE_i}, \forall h \in H_d, d \in \tau \right\} \quad (22)$$

$$A_{RRo10} = \left\{ \sum_{i=1}^m A_{RRo10\bar{h},\bar{d}}^{UCE_i}, \forall h \in H_d, d \in \tau \right\} \quad (23)$$

En donde:

A_{RReg} = Conjunto de datos que contiene la asignación total de Reserva de Regulación por intervalo [MWh]

$A_{RReg\bar{h},\bar{d}}^{UCE_i}$ = Reserva de Regulación asignada a la UCE_i en la hora h del día d [MWh]

k = Número de Unidades de Central Eléctrica (UCE) que ofertan el servicio de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia

A_{RRo10} = Conjunto de datos que contiene la asignación total de Reserva Rodante de 10min por intervalo [MWh]

$A_{RRo10\bar{h},\bar{d}}^{UCE_i}$ = Reserva Rodante de 10min asignada a la UCE_i en la hora h del día d [MWh]

m = Número de Unidades de Central Eléctrica (UCE) que ofertan el servicio de Reserva Rodante de 10 minutos

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_5\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \bar{d} denota que la hora queda fija en las ecuaciones 22 y 23

h = Hora de estudio; \bar{h} denota que la hora queda fija en las ecuaciones 22 y 23

entonces, el valor máximo de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Rodante de 10 minutos están determinados por las ecuaciones siguientes:

$$Asig_{RReg}^{m\acute{a}x} = \max\{A_{RReg}\} \quad (24)$$

$$Asig_{RReg}^{m\acute{i}n} = \min\{A_{RReg}\} \quad (25)$$

$$Asig_{RR010}^{m\acute{a}x} = \max\{A_{RR010}\} \quad (26)$$

$$Asig_{RR010}^{m\acute{i}n} = \min\{A_{RR010}\} \quad (27)$$

En donde:

$A_{RReg}^{m\acute{a}x}$ = Asignación máxima de Reserva de Regulación Secundaria en el periodo a reportar [MWh]

$A_{RReg}^{m\acute{i}n}$ = Asignación mínima de Reserva de Regulación Secundaria en el periodo a reportar [MWh]

$A_{RR010}^{m\acute{a}x}$ = Asignación máxima de Reserva Rodante de 10 minutos en el periodo a reportar [MWh]

$A_{RR010}^{m\acute{i}n}$ = Asignación mínima de Reserva Rodante de 10 minutos en el periodo a reportar [MWh]

1.2 Construcción de gráficas del Mercado del Día en Adelanto

1.2.1 Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta de Venta en el MDA

La gráfica muestra la energía disponible presentada en las Ofertas de Venta y la energía despachada en el MDA para el periodo a reportar y para los diferentes tipos de oferta en MWh:

Tabla 1.2 Clasificación de Ofertas de Venta de Energía

Clave		Descripción
ND		No Despachable
CIL		Contrato de Interconexión Legado
RN		Recursos Intermitentes Despachables o Renovables
TE		Térmica
HI		Hidroeléctrica

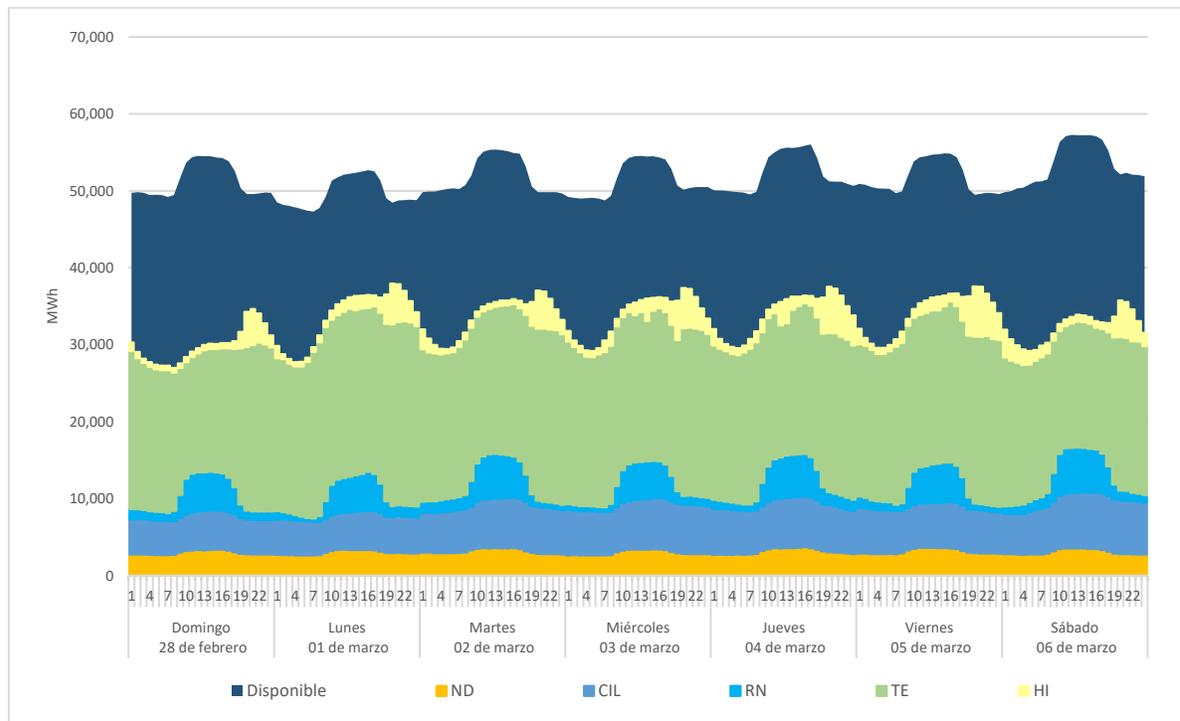


Figura 1.1 Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta en el MDA.

Para cada hora del periodo a reportar, la energía disponible se calcula sumando la energía máxima ofertada de todas las Ofertas de Venta, ecuación 28; mientras que la energía despachada, se calcula sumando la energía despachada por el MDA para cada UCE dependiendo su tipo de Oferta de Venta, ecuación 29.

$$EDI_{h,d} = \sum_{j=1}^{TUCE} EMO_{h,\bar{a}}^j, \quad \forall h \in H_d, d \in \tau \quad (28)$$

$$EDE_{to,h,d} = \sum_{j=1}^{TUCE_{\bar{to}}} EDE_{\bar{to},\bar{h},\bar{d}}^j, \quad \forall to \in \{TE, HI, ND, RN, CIL\}, h \in H_d, d \in \tau \quad (29)$$

En donde:

$EDI_{h,d}$ = Total de energía disponible en el sistema, en la hora h del día d [MWh]

$EMO_{\bar{h},\bar{d}}^j$ = Energía máxima ofertada en la UCE j , en la hora h del día d

$TUCE$ = Número total de Unidades de Central Eléctrica que ofertan en el sistema

$EDE_{to,h,d}$
= Energía despachada en el sistema por el tipo de Oferta de Venta to , en la hora h del día d [MWh]

$EDE_{\bar{to},\bar{h},\bar{d}}^j$ = Energía despachada en la UCE j de tipo de oferta to , en la hora h del día d

$TUCE_{\bar{to}}$
= Número total de Unidades de Central Eléctrica que ofertan en el sistema con tipo de oferta to

to = Tipo de Oferta de Venta; \bar{to} denota que el tipo de oferta queda fijo en las ecuaciones 28 y 29

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_5\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \bar{d} denota que la hora queda fija en las ecuaciones 28 y 29

h = Hora de estudio; \bar{h} denota que la hora queda fija en las ecuaciones 28 y 29

1.2.2 Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA

La figura muestra la indisponibilidad por tipo de tecnología de las unidades con tipo de Oferta Térmica. Los tipos son:

Tabla 1.3 Nomenclatura de tipos de tecnología de las Ofertas de Venta de tipo térmicas

Clave	Descripción
CA	Carboeléctrica
CC	Ciclo Combinado
CI	Combustión Interna
TE-C	Térmica Convencional
TG	Turbogás

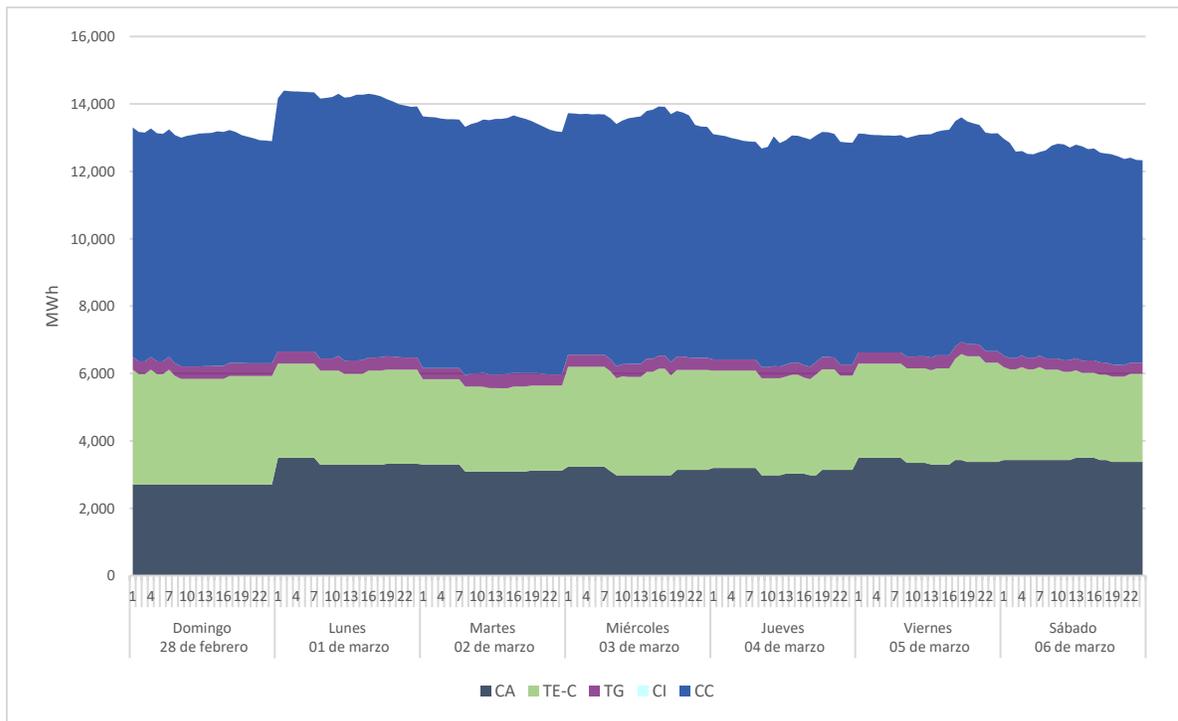


Figura 1.2 Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.

La indisponibilidad se calcula como la diferencia entre la capacidad neta registrada en el Catálogo de Mercado y el valor máximo de energía ofertada de cada Unidad de Central Eléctrica, lo anterior, para cada intervalo del periodo a reportar. Finalmente, se agrupan de acuerdo con su tipo de tecnología. El cálculo de esta indisponibilidad se realiza empleando la ecuación 30:

$$\begin{aligned}
 EIN_{tec,h,d} &= \sum_{j=1}^{TUCE_{\overline{tec}}} \left(LDE_{MAX_{\overline{tec}}}^j - EMO_{\overline{tec},\overline{h},\overline{d}}^j \right) , \\
 \forall tec \in \{CA, CC, CI, TE - C, TG\}, h \in H_d, d \in \tau & \quad (30)
 \end{aligned}$$

En donde:

$EIN_{to,h,d}$ = Energía Indisponible en el sistema de la tecnología tec , en la hora h del día d [MWh]

$LDE_{MAX_{\overline{tec}}}^j$ = Límite de Despacho Económico máximo declarado en el catálogo maestro por la UCE j de tecnología tec , [MWh]

$EMO_{\overline{to},\overline{h},\overline{d}}^j$ = Energía Máxima Ofertada en la UCE j de tecnología tec , en la hora h del día d [MWh]

$TUCE_{\overline{tec}}$ = Número total de Unidades de Central Eléctrica que ofertan en el sistema con tipo de Oferta de Venta térmica y que tienen una tecnología tec

tec = Tecnología de la UCE de oferta de Oferta de Venta térmica;
 \overline{tec} denota que el tipo de oferta queda fijo en la ecuación 30

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \overline{d} denota que la hora queda fija en la ecuación 30

h = Hora de estudio; \overline{h} denota que la hora queda fija en la ecuación 30

1.2.3 Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA

La gráfica muestra la generación despachada por el MDA para cada uno de los tipos de Ofertas de Venta, incluyendo el desglose por tecnología de la Oferta Térmica. La importación (IM) incluye las importaciones comerciales, por confiabilidad, inadvertida y aquellas realizadas por los CIL. La línea punteada roja representa la carga del sistema la cual está constituida por la suma de las Ofertas de Compra de Energía (incluye cantidades asignadas de exportación).

Tabla 1.4 Nomenclatura de tipos de Oferta de Venta con desglose de la Oferta Térmica

Clave	Descripción
ND	No Despachable
CIL	Contrato de Interconexión Legado
RN	Renovable
CC	Ciclo Combinado
CA	Carboeléctrica
TE-C	Térmica Convencional
TG	Turbogás
CI	Combustión Interna
HI	Hidroeléctrica
IM	Importación

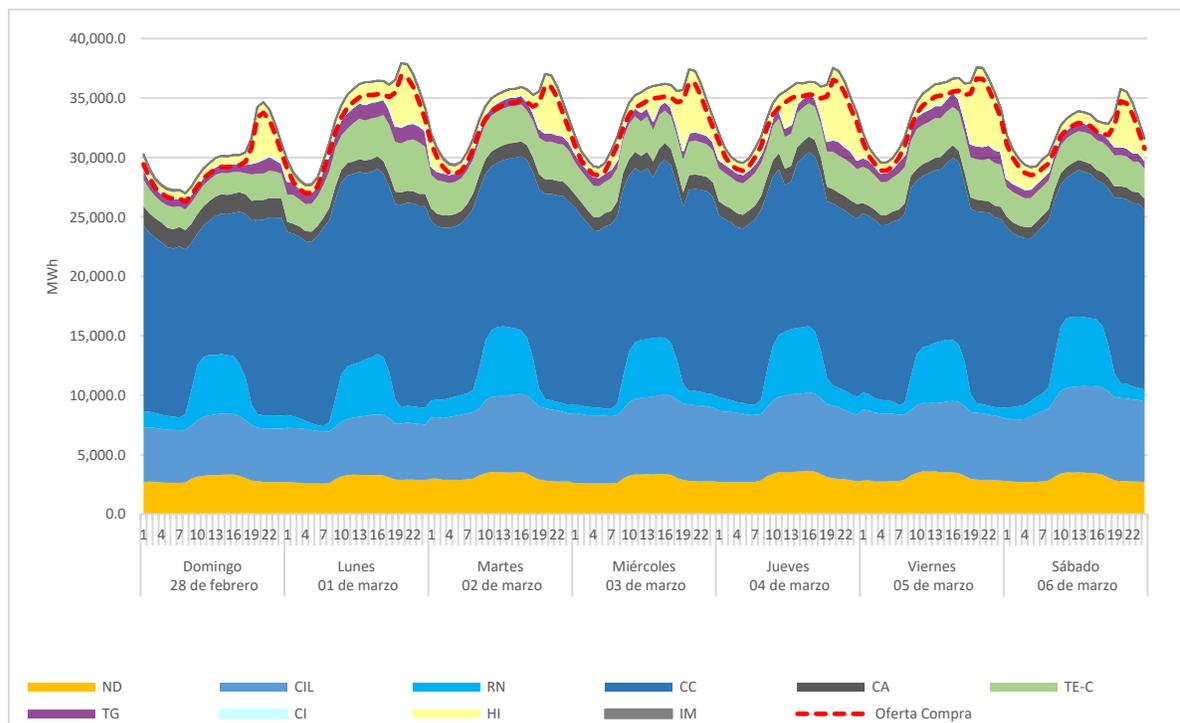


Figura 1.3 Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA.

El cálculo de la oferta de compra total para cada hora del periodo a reportar se obtiene empleando la ecuación 1; mientras que el despacho de energía por tipo de oferta, con excepción de la Oferta Térmica, se obtiene empleando la ecuación 29.

Finalmente, para el caso particular del despacho de energía con desglose de la Oferta Térmica, ésta se obtiene empleando la ecuación 31

$$EDE_{tec,h,d} = \sum_{j=1}^{TUCE_{\bar{tec}}} EDE_{\bar{tec},\bar{h},\bar{d}}^j, \quad \forall tec \in \{CA, CC, CI, TE - C, TG\}, h \in H_d, d \in \tau \quad (31)$$

En donde:

$EDE_{tec,h,d}$ = Energía despachada de la tecnología tec , en la hora h del día d [MWh]

$EDE_{\bar{tec},\bar{h},\bar{d}}^j$ = Energía despachada a la UCE j de tecnología tec , en la hora h del día d

$TUCE_{\bar{tec}}$ = Número total de Unidades de Central Eléctrica que ofertan en el sistema con tipo de Oferta de Venta térmica y que tienen una tecnología tec

tec = Tecnología de la UCE de oferta de Oferta de Venta térmica;
 \bar{tec} denota que el tipo de oferta queda fijo en la ecuación 31

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \bar{d} denota que la hora queda en la ecuación 31

h = Hora de estudio; \bar{h} denota que la hora queda fija en la ecuación 31

1.2.4 Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA

La gráfica presenta el despacho semanal de las tecnologías Eólica, Fotovoltaica y Geotérmica. Se incluyen todas las unidades, independientemente de su tipo de Oferta (CIL, No Despachable y Renovable).

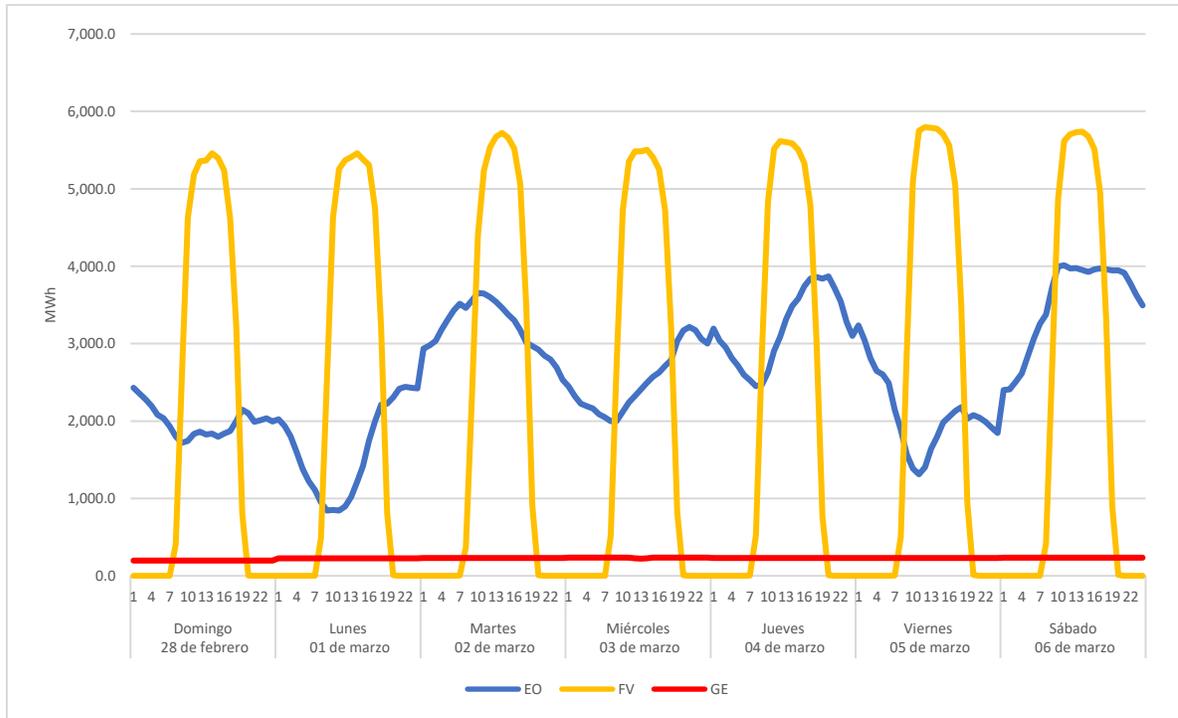


Figura 1.4 Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA.

El cálculo para la obtención de esta gráfica se realiza conforme la ecuación 32.

$$EDE_{tec,h,d} = \sum_{j=1}^{TUCE_{tec}} EDE_{tec,h,\bar{d}}^j, \quad \forall tec \in \{EO, FV, GE\}, h \in H_d, d \in \tau \quad (32)$$

En donde:

$EDE_{tec,h,d}$ = Energía despachada de la tecnología tec , en la hora h del día d [MWh]

$EDE_{\overline{tec}, \overline{h}, \overline{d}}^j$ = Energía despachada a la UCE j de tecnología tec , en la hora h del día d

$TUCE_{\overline{tec}}$ = Número total de Unidades de Central Eléctrica que ofertan con tipo de tecnología tec

tec = Tecnología de la UCE; \overline{tec} denota que el tipo de oferta queda fijo en la ecuación 32

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \overline{d} denota que la hora queda en la ecuación 32

h = Hora de estudio; \overline{h} denota que la hora queda fija en la ecuación 32

1.2.5 Precio Marginal Local promedio en el MDA

La gráfica muestra el Precio Marginal Local Promedio en \$/MWh (línea color rojo) para el horizonte del periodo a reportar; la envolvente en color azul representa el PML máximo y mínimo que se tuvo lugar para cada hora del periodo analizado.

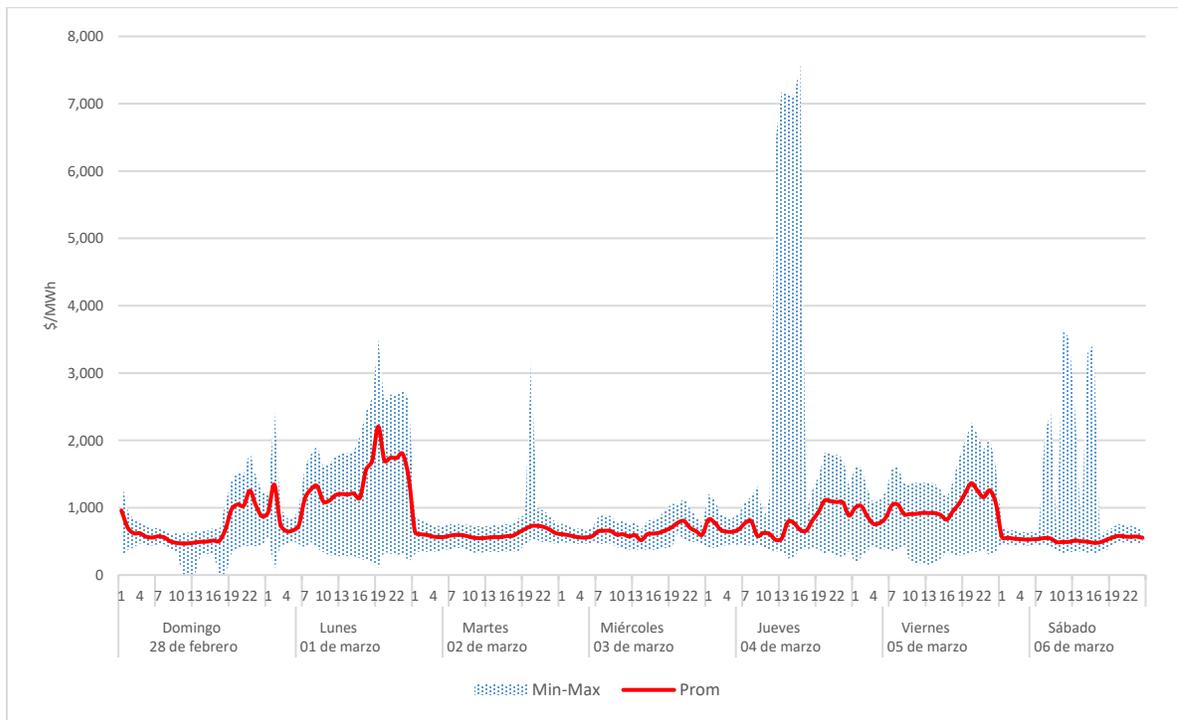


Figura 1.5 Precio Marginal Local Promedio en el MDA.

La obtención del PML promedio para cada intervalo del periodo a reportar se realiza de acuerdo con la ecuación 33

$$PML_{prom\ h,d} = \frac{\sum_{n \in \varphi} PML_{n,\bar{h},\bar{d}}}{N}, \quad \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in \tau \quad (33)$$

En donde:

$PML_{prom\ h,d}$ = Precio Marginal Local promedio del sistema en la hora h del día d [\$/MWh]

$PML_{n,h,d}$ = Precio Marginal Local en el nodo n , en la hora h del día d [MWh]

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

$\varphi = \{n_1, n_2, \dots, n_N\}$ = Conjunto de nodos que componen el sistema

T = Número de días del periodo a reportar

N = Número de nodosP que componen el sistema

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

El cálculo de los PML máximo y mínimo en cada intervalo del periodo a reportar, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 34 y 35.

$$\max PML_{h,d} = \max\{PML_{n,\bar{h},\bar{d}} \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in T\} \quad (34)$$

$$\min PML_{h,d} = \min\{PML_{n,\bar{h},\bar{d}} \forall n \in \varphi, h \in H_d, d \in T\} \quad (35)$$

En donde:

$\max PML_{h,d}$ = Máximo Precio Marginal Local en la hora h del día d [\$/MWh]

$\min PML_{h,d}$ = Mínimo Precio Marginal Local en la hora h del día d [\$/MWh]

d = Día de estudio; \bar{d} denota que la hora queda en la ecuación 34

h = Hora de estudio; \bar{h} denota que la hora queda fija en la ecuación 35

1.2.6 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) representativos en el MDA

La figura muestra los precios horarios de Nodos Distribuidos para cinco ciudades representativas del SIN: CDMX, Monterrey, Guadalajara, Hermosillo y Chetumal; adicionalmente, la Zona de Carga con el menor precio se reporta en la primera posición, mientras que la Zona de Carga con el mayor precio se reporta en la última posición. Para los Sistemas BCA y BCS se reportan todas las Zonas de Carga. La envolvente en color azul está constituida por el precio mayor y menor presentado en todos los Nodos Distribuidos. Todos los datos se presentan para cada intervalo del periodo a reportar.

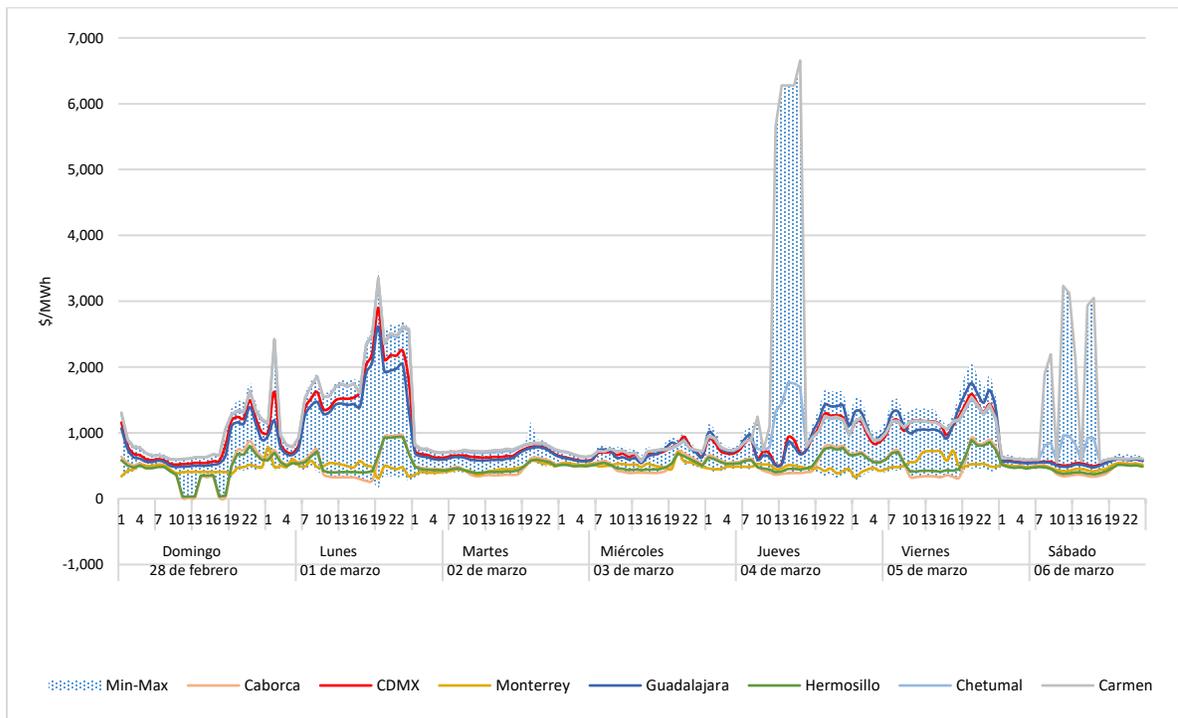


Figura 1.6 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MDA.

El cálculo de los PMZ máximo y mínimo presentado en la semana; así como las respectivas Zonas de Carga en las que tuvieron lugar, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 10 y 11.

1.2.7 Precio promedio semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA

El gráfico muestra las 101 Zonas de Carga del SIN y sus precios promedio representados en una escala de temperatura. La información corresponde a un único valor promedio por Zona de Carga de los Precios de Nodos Distribuidos para todo el periodo a reportar.

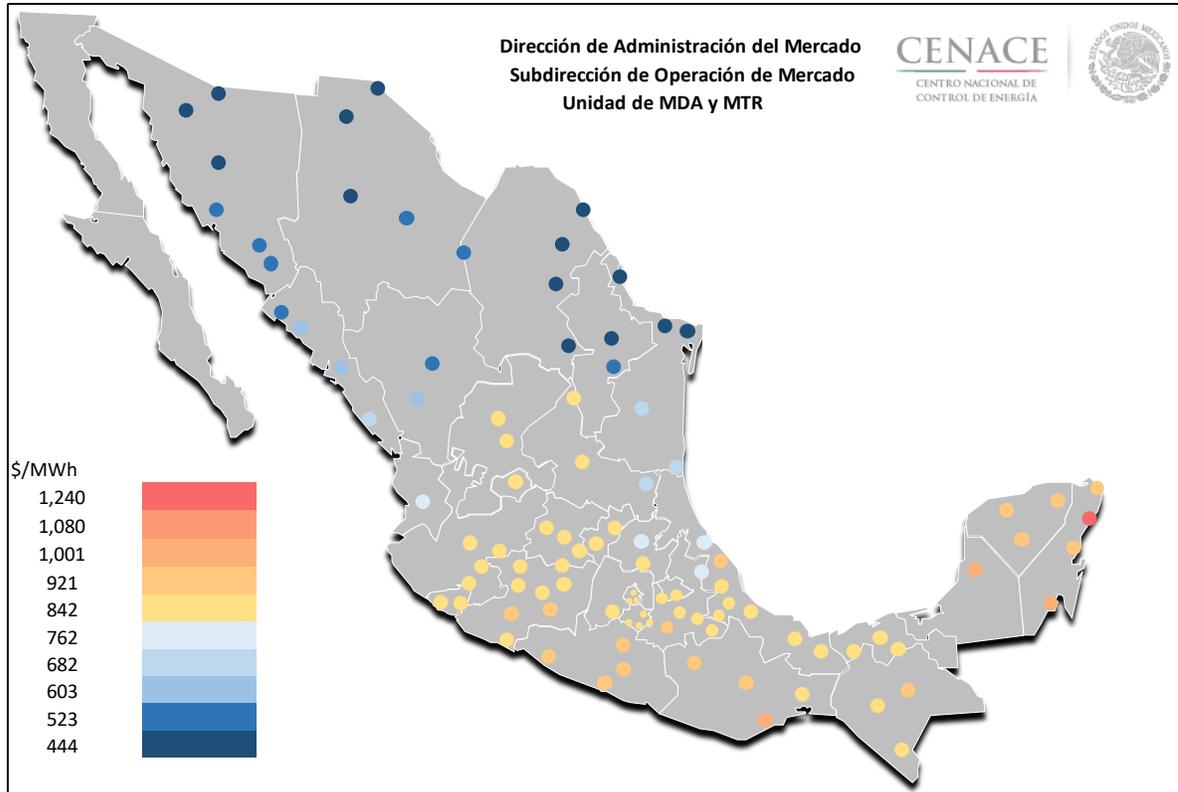


Figura 1.7 Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA

En la presente gráfica, el PMZ Promedio se determina, para cada Zona de Carga, como el promedio simple del conjunto de datos constituido por sus precios de Nodo Distribuido. Este único valor, para cada Zona de Carga, se obtiene de acuerdo con la ecuación 36:

$$PMZ_{prom\ z} = \frac{\sum_{d \in \tau} \sum_{h \in H_d} PMZ_{z,h,d}}{\sum_{d=1}^T \max\{H_d\}}, \quad \forall z \in \delta, h \in H_d, d \in \tau \quad (36)$$

En donde:

$PMZ_{prom\ z}$ = Precio promedio del Nodo Distribuido z para el periodo a reportar [\$/MWh]

$PMZ_{z,h,d}$ = Precio del Nodo Distribuido z en la hora h del día d [\$/MWh]

z = Zona de Carga; \bar{z} denota que la zona de carga se queda fija en la ecuación 36

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_5\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

$\delta = \{z_1, z_2, \dots, z_Z\}$ = Conjunto de nodos distribuidos que componen el sistema

T = Número de días del periodo a reportar

d = Día de estudio

h = Hora de estudio

1.2.8 Costos de Oportunidad y bloque de energía hidráulica máxima diaria por embalse en el MDA

Las figuras presentan los Costos de Oportunidad diarios de los embalses en barras azules, y la curva en color rojo representa la Energía Máxima Diaria correspondiente. La primera gráfica muestra la información de los embalses de las cuencas Balsas, Grijalva y Santiago, mientras que la segunda gráfica contiene el resto de los embalses, para mayor referencia ver la Tabla 1.15

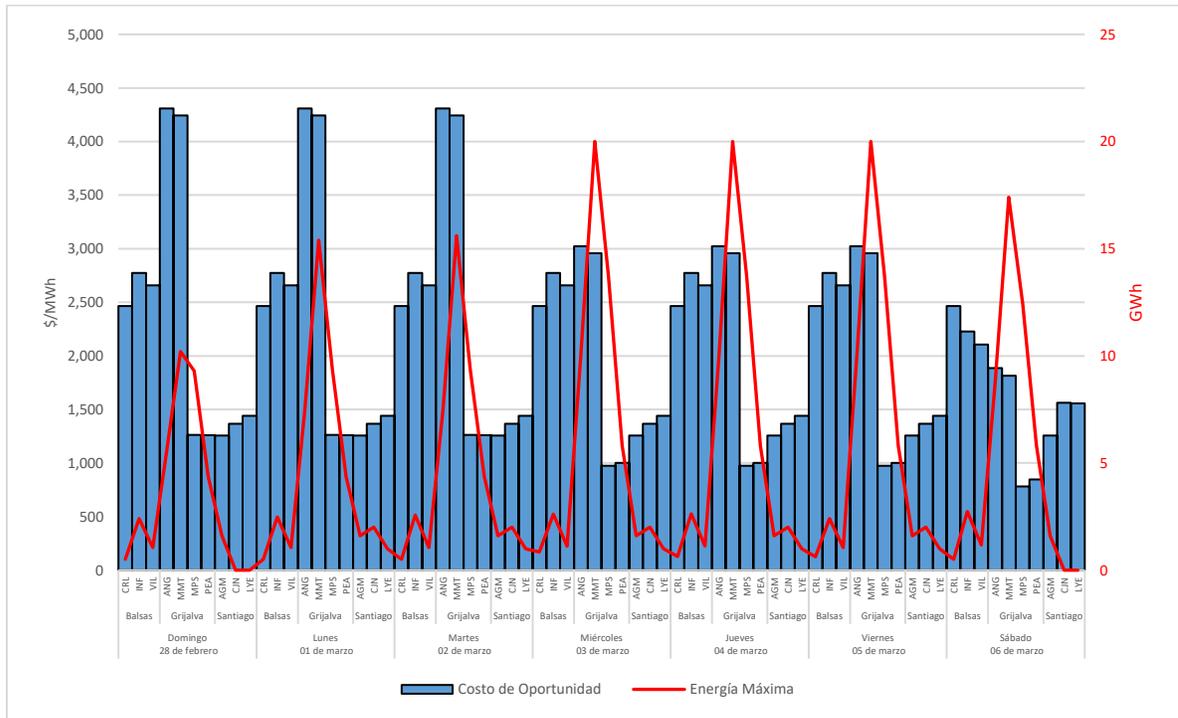


Figura 1.8a Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.

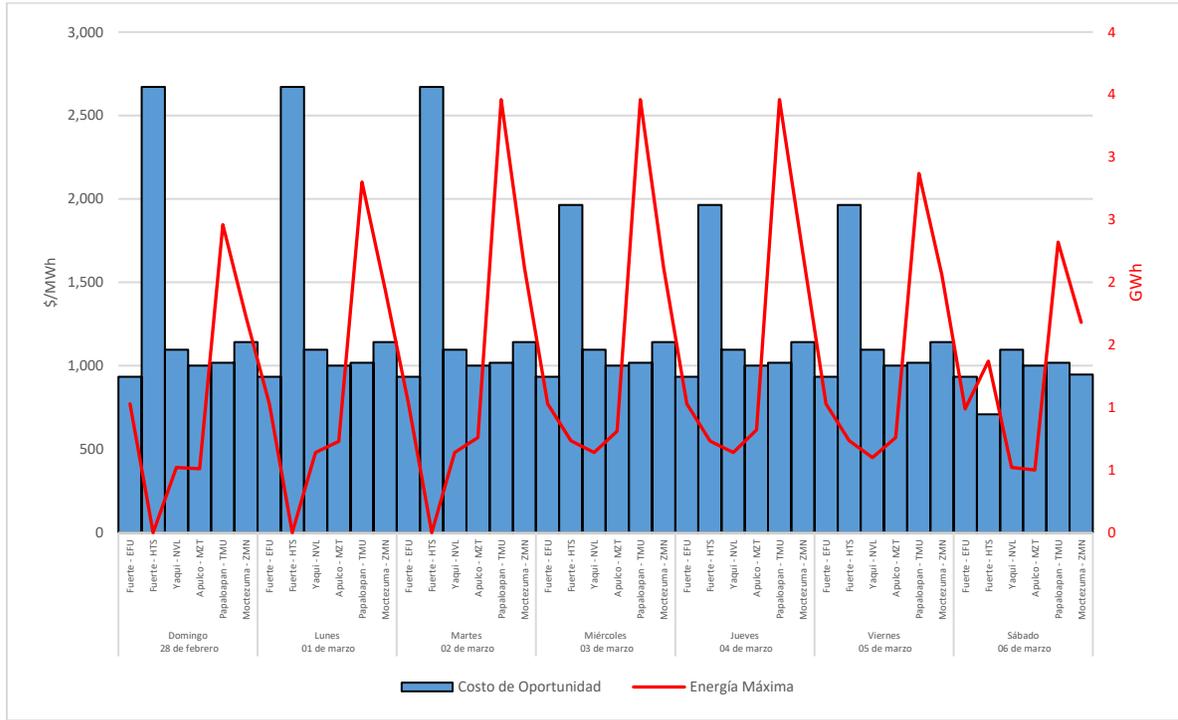


Figura 1.8b Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación) en el MDA.

1.2.9 Frecuencia de enlaces de transmisión congestionados en el MDA

La gráfica muestra los enlaces que presentaron la mayor frecuencia de congestión, es decir, con el mayor número de horas con congestión y los Costos Marginales promedio asociados, dentro de un periodo de tiempo semanal. La cantidad máxima de enlaces presentados es diez.



Figura 1.9a Frecuencia de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA

De los conjuntos de datos VD_{ENL} , (ver ecuación 16) por cada enlace que se incluyó en el modelo AU-MDA como restricción de transmisión, se reportan los cinco enlaces que tengan los conjuntos de datos más numerosos; es decir, aquellos que hayan presentado el mayor número de horas congestionados y que hayan, por lo tanto, generado una variable dual distinta de cero en dichas horas. Los datos mostrados en la gráfica 1.9a, se presentan a manera de ejemplo.

1.2.10 Precio sombra promedio de enlaces de transmisión congestionados en el MDA

La siguiente figura muestra los precios sombra promedio ordenados en forma descendente. Sólo se presentan los primeros diez enlaces con mayor promedio. Los datos mostrados en la gráfica 1.9b, se presentan a manera de ejemplo. El cálculo del promedio de la variable dual de los enlaces congestionados, durante el periodo a reportar, se realiza empleando la ecuación 17.



Figura 1.9b Precio Sombra promedio de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.

1.2.11 Asignación y precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MDA

En esta gráfica, las barras en color azul presentan los valores en MWh de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia asignada en el MDA por Zona de Reserva, ver Figura A.1 del Anexo A. La curva en color rojo indica el Precio de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia. Ambos datos se presentan por intervalo del periodo a reportar y se muestra una gráfica por cada Zona de Reserva del Sistema Interconectado correspondiente

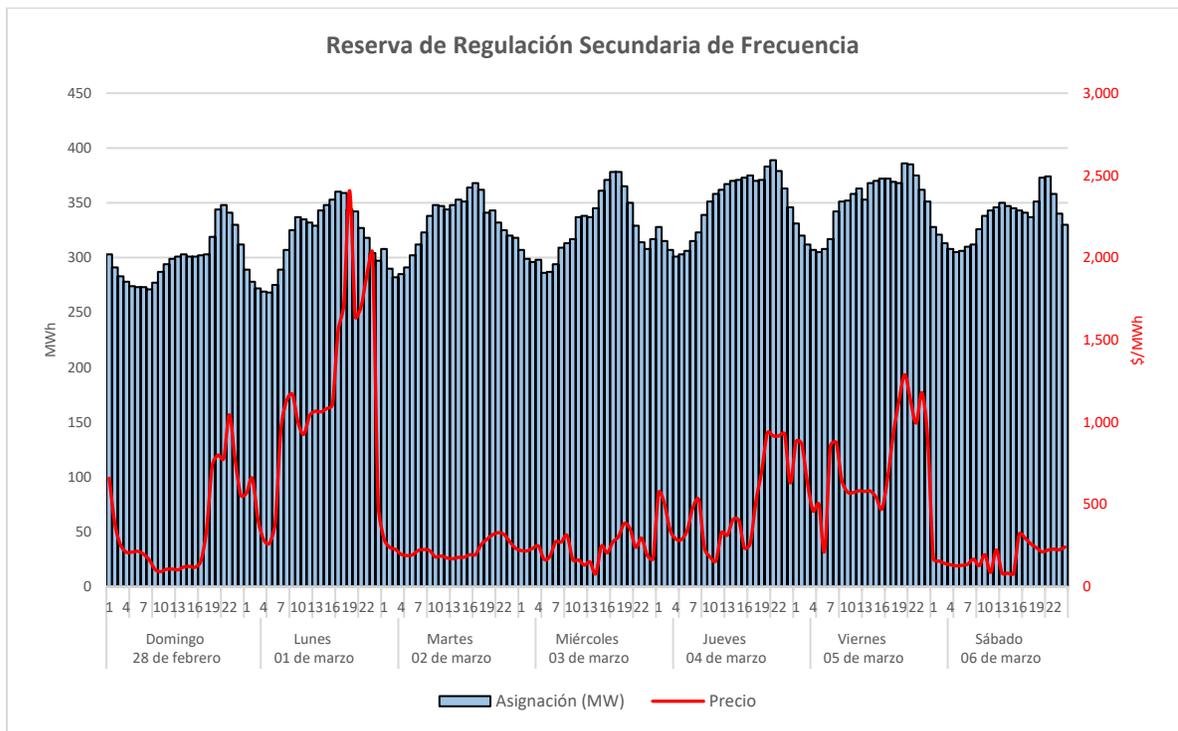


Figura 1.10 Asignación y precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MDA.

El conjunto de datos constituido por la asignación total de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en cada hora del periodo a reportar se obtiene mediante la ecuación 22.

1.2.12 Asignación y precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA

El siguiente gráfico presenta la asignación (en MWh) de la Reserva Rodante de 10 Minutos (barras en color azul) para la Zona de Reserva indicada (ver Figura A.2 del Anexo A), mientras que la curva en color rojo indica el Precio de Reserva Rodante de 10 Minutos. Ambos datos se presentan por intervalo del periodo a reportar. En el reporte, se presenta una gráfica por cada Zona de Reserva del Sistema Interconectado correspondiente.

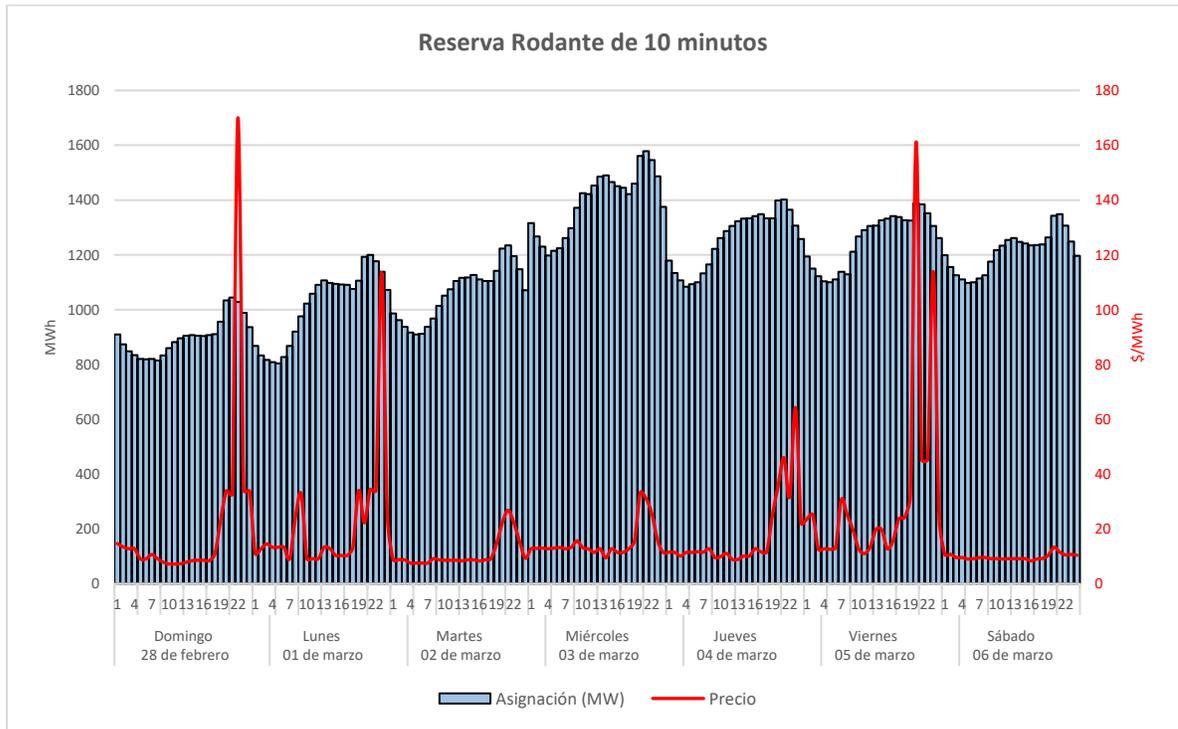


Figura 1.11 Asignación y precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MDA.

El conjunto de datos constituido por la asignación total de la Reserva Rodante de 10 minutos en cada hora del periodo a reportar se obtiene mediante la ecuación 23.

1.2.13 Costo unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA

Las gráficas presentan los costos unitarios por Servicios Conexos, es decir, el costo por cada MWh de reserva asignada prorrateado entre el total de la Oferta de Compra de energía en la Zona de Reserva. Se apilan los costos unitarios de los diferentes tipos de reserva: Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia, Reserva Rodante de 10 minutos, Reserva No Rodante de 10 minutos y Reserva Suplementaria. Los costos unitarios se obtienen de la multiplicación de la asignación de la reserva (en MWh) por su precio, ambos obtenidos de la ejecución del MDA; el resultado anterior se divide entre el total de la Oferta de Compra de energía en la Zona de Reserva correspondiente. Se presenta una gráfica por cada Zona de Reserva.

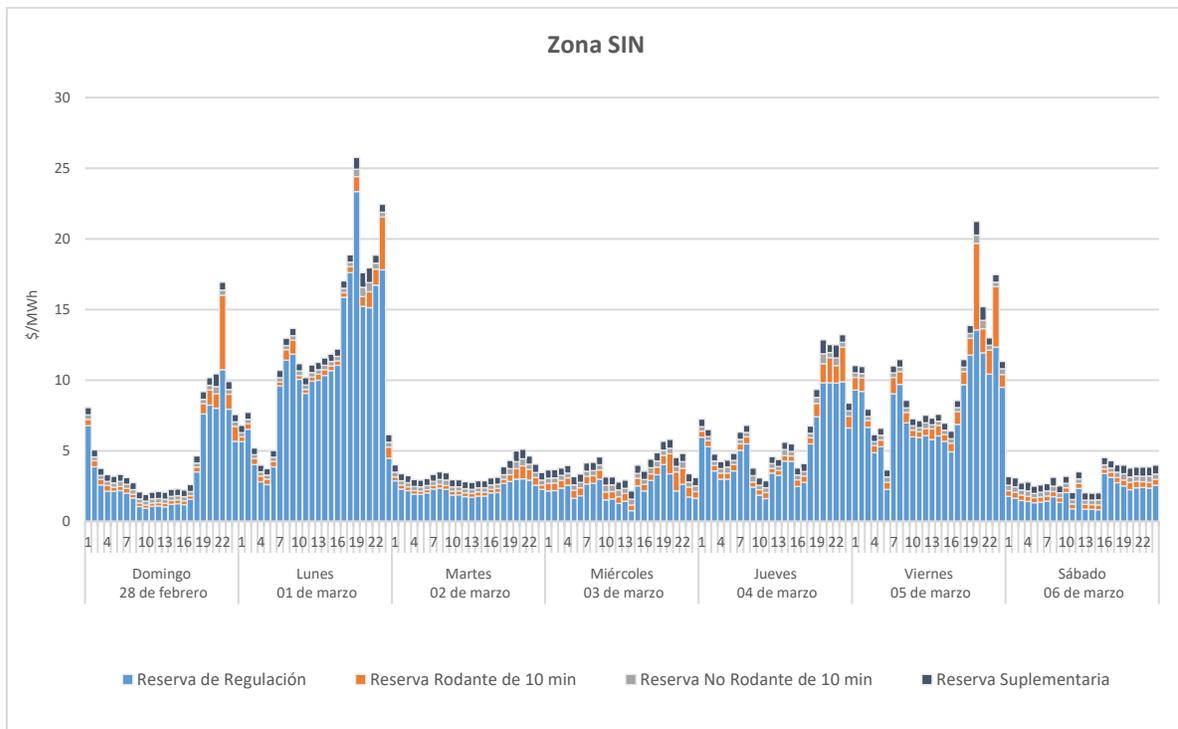


Figura 1.12 Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA.

El Costo Unitario de Servicios Conexos para entidades responsables de carga en el MDA y agrupado por tipo de servicio conexo está determinado por la ecuación 37

$$CU_{SC,ZR,h,d} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{k_{SC}} A_{SC,h,d}^{UCE_i} \right) (Pre_{SC,h,d})}{OC_{ZR,h,d}}, \quad \forall SC, ZR, h \in H_d, d \in \tau \quad (37)$$

En donde:

$CU_{SC,ZR,h,d}$ = Costo Unitario del Servicio Conexo SC , de la Zona de Reserva ZR en la hora h del día d [\$/MWh]

$A_{\overline{SC},\overline{h},\overline{d}}^{UCE_i}$ = Servicio Conexo SC asignado a la UCE_i en la hora h del día d [MWh]

$Pre_{\overline{SC},\overline{h},\overline{d}}$ = Precio del Servicio Conexo SC , en la hora h del día d [\$/MWh]

$OC_{\overline{ZR},\overline{h},\overline{d}}$ = Oferta de Compra de energía en la Zona de Reserva ZR , en la hora h del día d [MWh]

SC = Servicio Conexo SC ; \overline{SC} denota que el Servicio Conexo SC queda fijo en la ecuación 37

ZR = Zona de Reserva ZR ; \overline{ZR} denota que la Zona de Reserva ZR queda fijo en la ecuación 37

k_{SC} = Número de Unidades de Central Eléctrica (UCE) que ofertan el Servicio Conexo SC

$\tau = \{d_1, d_2, \dots, d_T\}$ = Conjunto de días de estudio

$H_d = \{h_1, h_2, \dots, h_S\}$ = Conjunto de horas que componen el día d

d = Día de estudio; \overline{d} denota que el día d queda fija en la ecuación 37

h = Hora de estudio; \overline{h} denota que la hora h queda fija en la ecuación 37

2 Mercado de Tiempo Real

2.1 Puntos relevantes del Mercado de Tiempo Real ex-post

2.1.1 Valor máximo de carga para el MTR ex-post

De acuerdo con el transitorio (s) del Manual del Mercado de Energía de Corto Plazo, para la simulación ex-post del MTR se empleará la demanda observada en tiempo real. De esta manera, la carga que sirve de insumo y con la que se realiza el cálculo de los precios de tiempo real consiste en la demanda neta que tuvo lugar en el tiempo real, menos las pérdidas estimadas en la Red Nacional de Transmisión.

2.1.2 Actualizaciones de Ofertas de Venta durante el día de operación

En este punto se reporta el número total de ofertas que se recibieron durante el periodo estudio y su promedio aritmético. La condición para ser contabilizadas en el cálculo de este gráfico es que la oferta se haya realizado durante el día de operación para el que aplica la oferta.

2.1.3 Precio Marginal Local promedio, máximo y mínimo del Sistema Interconectado

De acuerdo con las bases 2.1.100 y 9.1.9 de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015, el Precio Marginal Local (PML) consiste en:

"El precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el modelo comercial del Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Energía de Corto Plazo. El algoritmo para el despacho económico calculará el precio marginal de la energía en cada NodoP, de forma horaria, y tendrá tres componentes: Componente de energía marginal, Componente de congestión marginal y Componente de pérdidas marginales".

En el Reporte Semanal, el PML Promedio (PML_{prom}), se constituye como el promedio simple del conjunto de datos constituido por los PML, resultados de la ejecución del MTR ex-post, en los NodosP de la semana reportada. Este único valor se obtiene de acuerdo con la ecuación 6. El cálculo de los PML máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 7 y 8.

2.1.4 Precio de Nodos Distribuidos promedio, máximo y mínimo

Conforme al Manual de Mercado de Energía de Corto plazo, numeral 1.3.28, se definen los Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga (PMZ) como:

"Los precios calculados por el CENACE mediante la suma de los productos de los Precios Marginales Locales por los valores del Vector de Distribución de Carga asociados a los NodosP de cada Zona de Carga".

En el Reporte Semanal, el PMZ Promedio (PMZ_{prom}), se constituye como el promedio simple del conjunto de datos constituido por los PMZ en los Nodos Distribuidos de la semana reportada. La metodología de cálculo es similar a la empleada para el cálculo del PML_{prom} pero usando los valores de los precios en las Zonas de Carga, resultados de la ejecución del MTR ex-post, ecuación 9. El cálculo de los PMZ máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 10 y 11.

2.1.5 Precios máximos y mínimos de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos

En la tabla de esta sección, se muestran los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y de la Reserva Rodante de 10 minutos presentados en la semana por sistema interconectado y resultados de la ejecución del MTR ex-post. Los precios máximos y mínimos de estas reservas están determinados por las ecuaciones 18, 19, 20, 21 y 22

2.1.6 Montos asignados de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reserva Rodante de 10 minutos

En la tabla de esta sección, se muestran los montos totales horarios máximos y mínimos de los Servicios Conexos de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y de la Reserva Rodante de 10 minutos asignados en la semana por sistema interconectado y resultados de la ejecución del MTR ex-post. Los valores máximo y mínimo de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y Rodante de 10 minutos están determinados por las ecuaciones 24, 25, 26 y 27.

2.2 Construcción de gráficas del Mercado de Tiempo Real ex-post

2.2.1 Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación

La gráfica presenta un gráfico con las actualizaciones de las Ofertas de Venta que se tuvieron para el Mercado de Tiempo Real. La condición para que la oferta contabilice en el cálculo de este gráfico es que se haya realizado durante el día de operación para el que aplica la oferta.

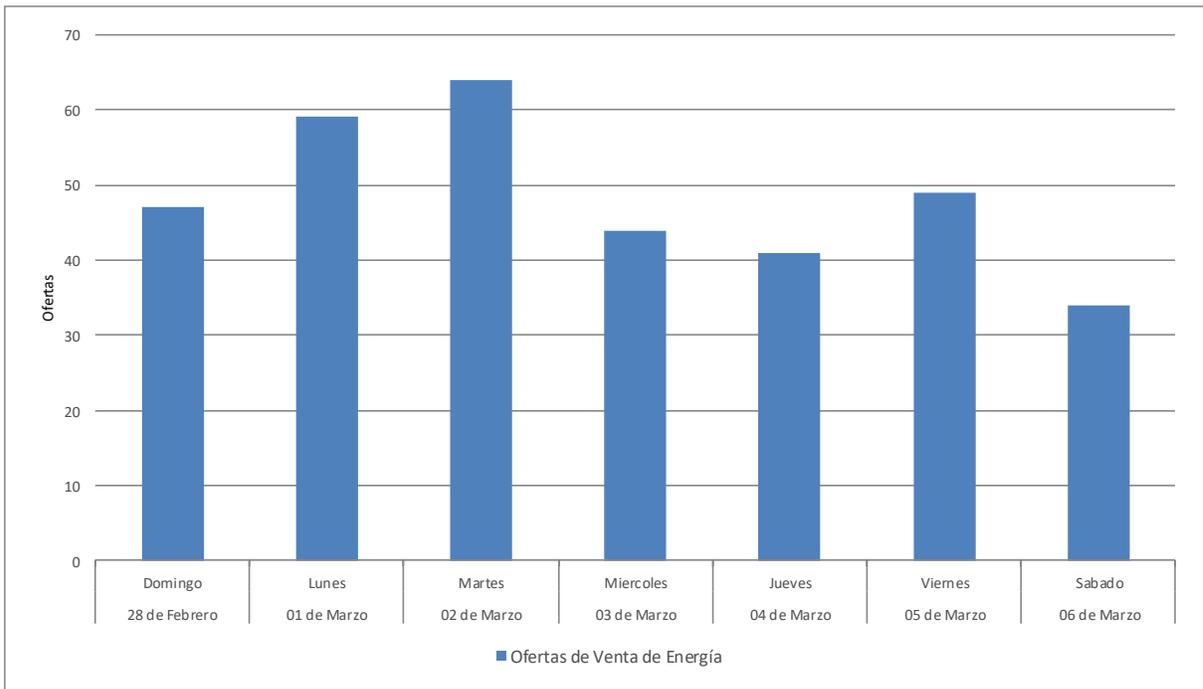


Figura 2.1 Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación

2.2.2 Precio Marginal Local promedio en el MTR ex-post

La gráfica muestra el Precio Marginal Local Promedio en \$/MWh (línea color rojo) para el horizonte del periodo a reportar; la envolvente en color azul representa el PML máximo y mínimo que se tuvo lugar para cada hora del periodo analizado.

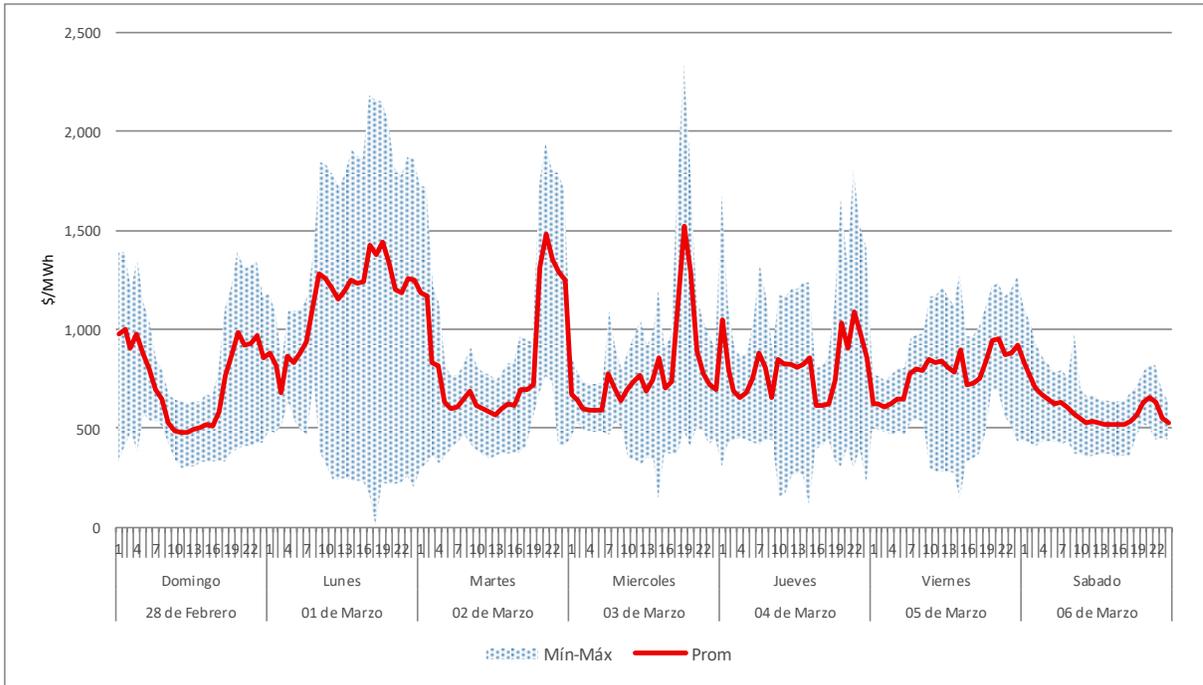


Figura 2.2 Precio Marginal Local Promedio en el MTR ex-post.

La obtención del PML promedio para cada intervalo del periodo a reportar se realiza de acuerdo con la ecuación 33. El cálculo de los PML máximo y mínimo en cada intervalo del periodo a reportar, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 34 y 35. En los tres casos se emplean datos resultados del MTR ex-post.

2.2.3 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) representativos en el MTR ex-post

La figura muestra los precios horarios de Nodos Distribuidos para cinco ciudades representativas del SIN: CDMX, Monterrey, Guadalajara, Hermosillo y Chetumal; adicionalmente, la Zona de Carga con el menor precio se reporta en la primera posición, mientras que la Zona de Carga con el mayor precio se reporta en la última posición. Para los Sistemas BCA y BCS se reportan todas las Zonas de Carga. La envolvente en color azul está constituida por el precio mayor y menor presentado en todos los Nodos Distribuidos. Todos los datos se presentan para cada intervalo del periodo a reportar.

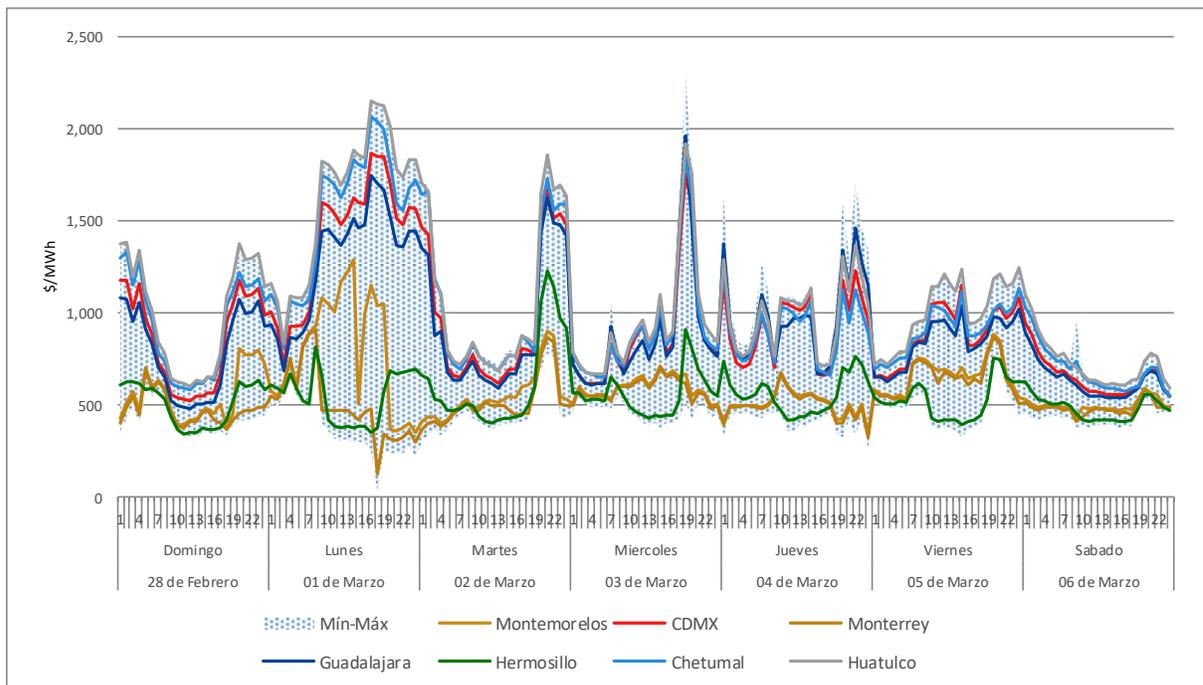


Figura 2.3 Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MTR ex-post.

El cálculo de los PMZ máximo y mínimo presentado en la semana; así como las respectivas Zonas de Carga en las que tuvieron lugar, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 10 y 11 con datos resultados del MTR ex-post.

2.2.4 Precio promedio semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post

El gráfico muestra las 101 Zonas de Carga del SIN y sus precios promedio representados en una escala de temperatura. La información corresponde a un único valor promedio por Zona de Carga de los Precios de Nodos Distribuidos para todo el periodo a reportar.

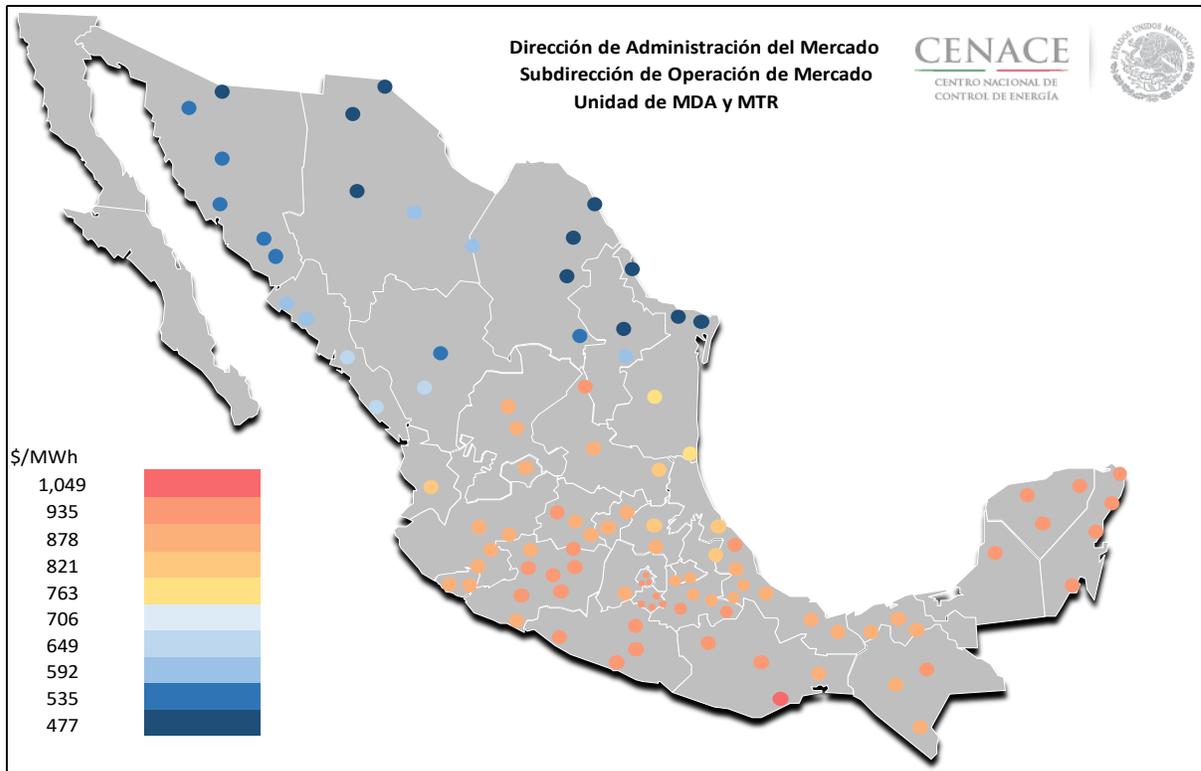


Figura 2.4 Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post

El PMZ promedio se determina, para cada Zona de Carga, como el promedio simple del conjunto de datos constituido por sus precios de Nodo Distribuido. Este único valor, para cada Zona de Carga, se obtiene de acuerdo con la ecuación 36 y empleando datos resultados del MTR ex-post

2.2.5 Precios de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MTR ex-post

En esta gráfica, se muestra el Precio de Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia por cada intervalo del periodo a reportar y una gráfica por cada Zona de Reserva del Sistema Interconectado correspondiente

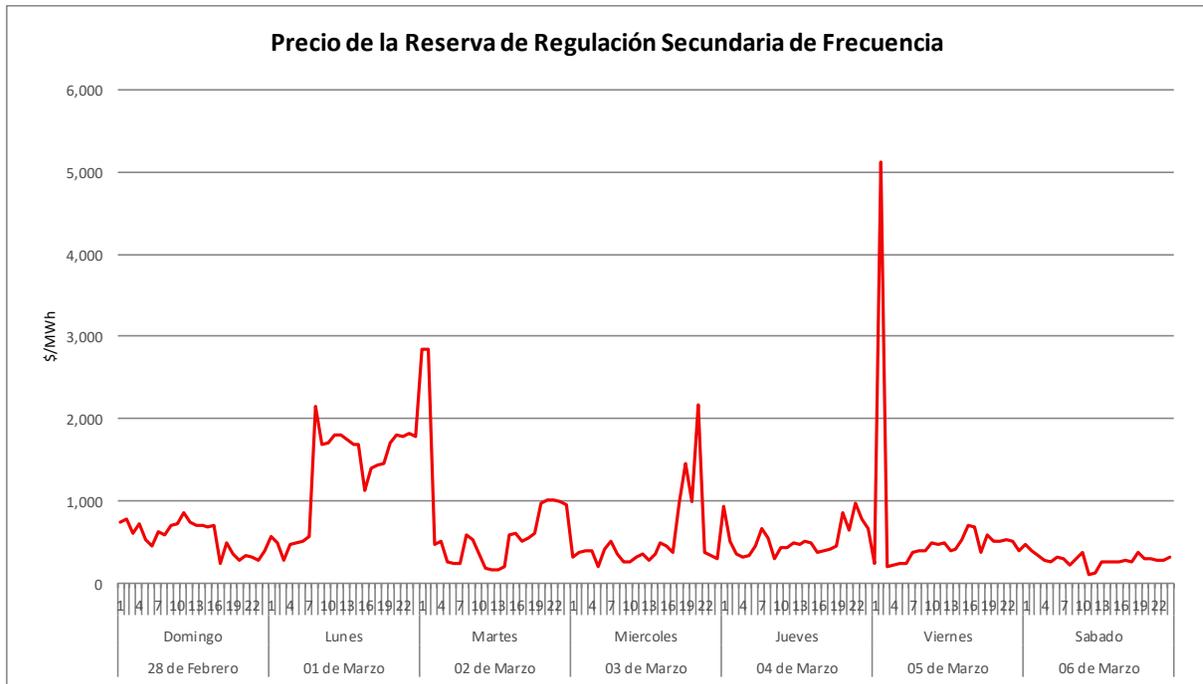


Figura 2.4 Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MTR ex-post.

2.2.6 Precios de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MTR ex-post

En esta gráfica, se muestra el Precio de la Reserva Rodante de 10 minutos por cada intervalo del periodo a reportar y una gráfica por cada Zona de Reserva del Sistema Interconectado correspondiente

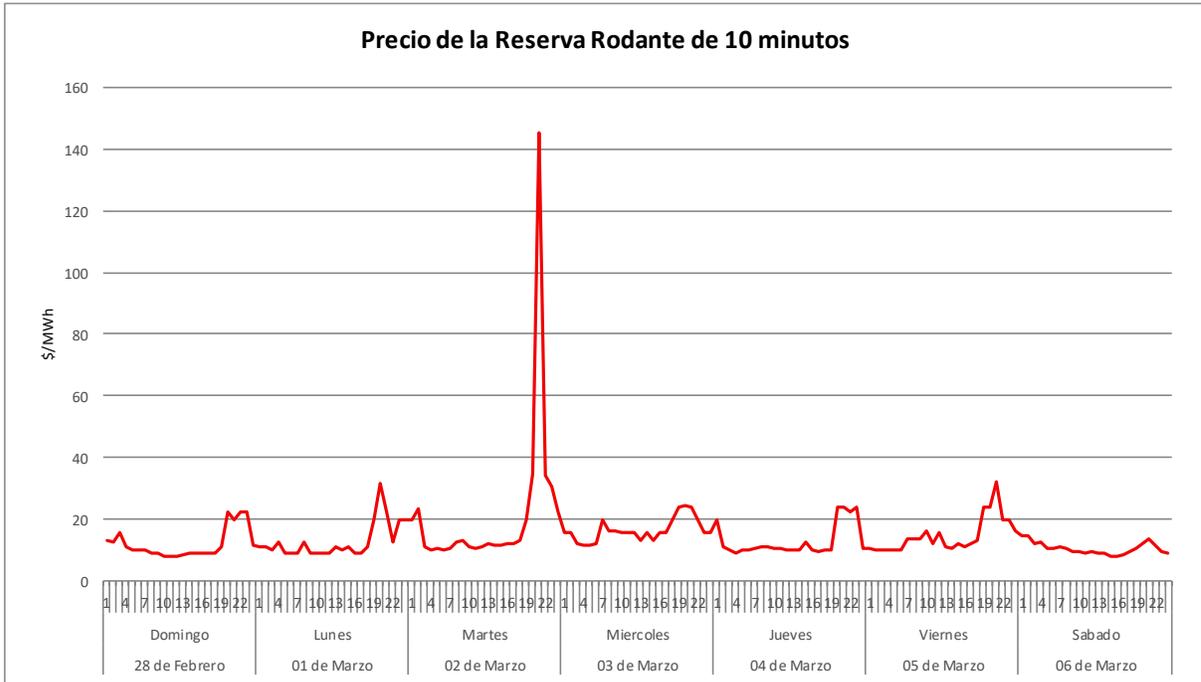


Figura 2.5 Precio de la Reserva Rodante de 10 minutos en el MTR ex-post.

Anexo A

El mapa de la Figura A.1 presenta las diferentes Zonas de Reserva del Sistema Eléctrico Nacional. Las Zonas de Reserva para cada sistema son:

- Zona de Reserva Sistema Interconectado Nacional
- Zona de Reserva Sistema Baja California
- Zona de Reserva Sistema Baja California Sur



Figura A.1 Zonas de Reserva que componen el Sistema Eléctrico Nacional

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista

Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

Unidad de Mercado de Tiempo Real y del Día en Adelanto

Contacto:

reportesemanalpm@cenace.gob.mx