

Reporte Semanal: Metodología de Cálculo

Resumen

El Reporte Semanal muestra información relevante del Mercado del Día en Adelanto (MDA) para una semana completa de operación (domingo a sábado). En el título de cada Reporte Semana, se especifica el Sistema Interconectado al que se hace referencia y, el periodo de fechas que comprende.

En la primera sección del Reporte, denominada “Puntos Relevantes” se muestran promedios y máximos/mínimos de los precios del Mercado de Energía de Corto Plazo, tales como: precios en NodosP, Zonas de Carga y Servicios Conexos. Además, se presentan los porcentajes de energía despachada y ofertada en el MDA por tipo de Oferta de Venta, costos de producción resultantes de la asignación de centrales térmicas e hidroeléctricas por costo de oportunidad; y los principales enlaces que presentaron congestión. Para el caso del Sistema Interconectado Nacional, se presentan valores promedios de los costos de oportunidad y la energía máxima diaria de las centrales que presentan limitaciones de energía. Al final de la sección, se muestra una tabla con eventos relevantes en el Mercado de cada Sistema Interconectado.

La segunda parte del reporte comprende varias gráficas, que muestran la evolución de la información a través de la semana. Cada gráfica se describe en la presente metodología.

1. Puntos Relevantes

Describe la metodología de cálculo de los datos reportados en dicha sección, con la estructura siguiente:

Punto 1.1. Cálculo del PML promedio, PML promedio máximo, PML promedio mínimo, PML máximo y PML mínimo.

Punto 1.2. Cálculo del Precio promedio en Nodos Distribuidos, Precio promedio máximo en Nodos Distribuidos, Precio promedio mínimo en Nodos Distribuidos, Precio máximo en Nodos Distribuidos y Precio mínimo en Nodos Distribuidos.

Punto 1.3. Cálculo de los porcentajes de energía despachada por tipo de Oferta de Venta.

Punto 1.4. Cálculo de los porcentajes de disponibilidad de energía por tipo de oferta.

Punto 1.5. Costos de Producción resultantes de la asignación de centrales térmicas e hidroeléctricas por costo de oportunidad.

Punto 1.6. Costos de Oportunidad y la energía máxima diaria de las centrales que presentan limitaciones de energía.

Punto 1.7. Enlaces que presentaron congestión.

Punto 1.8. Precios de los Servicios Conexos.

Punto 1.9. Novedades Relevantes del Mercado.

1.1. Precios Marginales Locales

Conforme a la Base 2.1.100, se define Precio Marginal Local (PML) como:

“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 de los PML en los NodosP de la semana reportada. Este único valor se obtiene de un conjunto de 168 datos (24 promedios horarios por día). Los PML_{prom} máximo y mínimo, son el valor mayor y el valor menor de dicho conjunto. A continuación se muestra un ejemplo ilustrativo de éste cálculo.

Ejemplo

Para calcular el PML Promedio, los PML Promedio Máximo y Mínimo, así como los PML Máximo y Mínimo, se suponen para este ejercicio las siguientes consideraciones:

- El total de NodosP del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituido por cinco nodos (01AAN-85, 01AAP-85, 01ACC-85, 01ACM-85 y 01ACN-85).
- Cada NodoP tiene un PML para cada una de las 24 horas de un día.
- Se utilizarán datos reales obtenidos de los PML del SIN publicados en el portal del CENACE, correspondientes a la semana del 4 de septiembre al 10 de septiembre del 2016.

Las tablas 1.1 a 1.5 muestran los PML correspondientes para los cinco nodos propuestos, del día 4 de septiembre.

Día	Hora	Clave del Nodo	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	01AAN-85	965.58
04/09/16	2	01AAN-85	675.12
04/09/16	3	01AAN-85	648.69
04/09/16	4	01AAN-85	611.50
04/09/16	5	01AAN-85	567.57
04/09/16	6	01AAN-85	574.16
04/09/16	7	01AAN-85	571.49
04/09/16	8	01AAN-85	574.25
04/09/16	9	01AAN-85	588.64
04/09/16	10	01AAN-85	640.33
04/09/16	11	01AAN-85	656.51
04/09/16	12	01AAN-85	746.86
04/09/16	13	01AAN-85	749.42
04/09/16	14	01AAN-85	807.30
04/09/16	15	01AAN-85	838.88
04/09/16	16	01AAN-85	758.09
04/09/16	17	01AAN-85	740.44
04/09/16	18	01AAN-85	655.55
04/09/16	19	01AAN-85	737.88
04/09/16	20	01AAN-85	880.54
04/09/16	21	01AAN-85	1146.14
04/09/16	22	01AAN-85	1143.18
04/09/16	23	01AAN-85	1101.01
04/09/16	24	01AAN-85	971.20

Tabla 1.1 PML del Nodo 01AAN-85

Día	Hora	Clave del Nodo	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	01AAP-85	940.62
04/09/16	2	01AAP-85	661.37
04/09/16	3	01AAP-85	637.69
04/09/16	4	01AAP-85	600.50
04/09/16	5	01AAP-85	557.57
04/09/16	6	01AAP-85	562.95
04/09/16	7	01AAP-85	560.35
04/09/16	8	01AAP-85	563.24
04/09/16	9	01AAP-85	576.14
04/09/16	10	01AAP-85	629.57
04/09/16	11	01AAP-85	679.32
04/09/16	12	01AAP-85	731.75
04/09/16	13	01AAP-85	733.02
04/09/16	14	01AAP-85	784.35
04/09/16	15	01AAP-85	813.70
04/09/16	16	01AAP-85	738.26
04/09/16	17	01AAP-85	724.34
04/09/16	18	01AAP-85	783.36
04/09/16	19	01AAP-85	716.72
04/09/16	20	01AAP-85	855.56
04/09/16	21	01AAP-85	1098.42
04/09/16	22	01AAP-85	1091.51
04/09/16	23	01AAP-85	1061.98
04/09/16	24	01AAP-85	941.45

Tabla 1.2 PML del Nodo 01AAP-85

Día	Hora	Clave del Nodo	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	01ACC-85	926.46
04/09/16	2	01ACC-85	650.72
04/09/16	3	01ACC-85	627.53
04/09/16	4	01ACC-85	591.39
04/09/16	5	01ACC-85	549.36
04/09/16	6	01ACC-85	554.46
04/09/16	7	01ACC-85	552.08
04/09/16	8	01ACC-85	555.13
04/09/16	9	01ACC-85	568.32
04/09/16	10	01ACC-85	621.12
04/09/16	11	01ACC-85	671.87
04/09/16	12	01ACC-85	723.41
04/09/16	13	01ACC-85	724.97
04/09/16	14	01ACC-85	776.35
04/09/16	15	01ACC-85	805.15
04/09/16	16	01ACC-85	730.55
04/09/16	17	01ACC-85	715.50
04/09/16	18	01ACC-85	780.08
04/09/16	19	01ACC-85	708.37
04/09/16	20	01ACC-85	845.80
04/09/16	21	01ACC-85	1084.38
04/09/16	22	01ACC-85	1077.35
04/09/16	23	01ACC-85	1047.87
04/09/16	24	01ACC-85	927.78

Tabla 1.3 PML del Nodo 01ACC-85

Día	Hora	Clave del Nodo	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	01ACM-85	924.49
04/09/16	2	01ACM-85	649.73
04/09/16	3	01ACM-85	626.42
04/09/16	4	01ACM-85	590.58
04/09/16	5	01ACM-85	548.77
04/09/16	6	01ACM-85	553.98
04/09/16	7	01ACM-85	551.69
04/09/16	8	01ACM-85	554.37
04/09/16	9	01ACM-85	567.48
04/09/16	10	01ACM-85	619.85
04/09/16	11	01ACM-85	667.42
04/09/16	12	01ACM-85	721.56
04/09/16	13	01ACM-85	722.96
04/09/16	14	01ACM-85	774.28
04/09/16	15	01ACM-85	803.02
04/09/16	16	01ACM-85	728.74
04/09/16	17	01ACM-85	713.65
04/09/16	18	01ACM-85	765.03
04/09/16	19	01ACM-85	705.90
04/09/16	20	01ACM-85	843.47
04/09/16	21	01ACM-85	1081.47
04/09/16	22	01ACM-85	1075.01
04/09/16	23	01ACM-85	1045.17
04/09/16	24	01ACM-85	925.94

Tabla 1.4 PML del Nodo 01ACM-85

Día	Hora	Clave del Nodo	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	01ACN-85	927.28
04/09/16	2	01ACN-85	651.50
04/09/16	3	01ACN-85	628.22
04/09/16	4	01ACN-85	592.24
04/09/16	5	01ACN-85	550.14
04/09/16	6	01ACN-85	555.41
04/09/16	7	01ACN-85	553.07
04/09/16	8	01ACN-85	555.92
04/09/16	9	01ACN-85	569.06
04/09/16	10	01ACN-85	621.81
04/09/16	11	01ACN-85	672.34
04/09/16	12	01ACN-85	724.20
04/09/16	13	01ACN-85	725.72
04/09/16	14	01ACN-85	777.26
04/09/16	15	01ACN-85	806.04
04/09/16	16	01ACN-85	731.44
04/09/16	17	01ACN-85	716.07
04/09/16	18	01ACN-85	779.05
04/09/16	19	01ACN-85	708.57
04/09/16	20	01ACN-85	846.68
04/09/16	21	01ACN-85	1085.76
04/09/16	22	01ACN-85	1078.96
04/09/16	23	01ACN-85	1048.90
04/09/16	24	01ACN-85	928.76

Tabla 1.5 PML del Nodo 01ACN-85

Por cuestiones de simplicidad se omiten las tablas correspondientes para los días del 5 al 10 de septiembre del 2016.

Para el cálculo del día 4 de septiembre, primero se obtiene el promedio de la hora uno, promediando todas las horas uno de los cinco NodosP que conforman el SIN, el proceso se repite para las siguientes horas del día.

$$PPH_{h,d} = \left(\frac{PML_{h,n} + PML_{h,n+1} + \dots + PML_{h,N}}{N} \right) \quad (1)$$

donde:

$PPH_{h,d}$ = Precio Promedio Horario para la hora h y día d (\$/MWh)

$PML_{h,n}$ = Precio Marginal Local para la hora h en el nodo n (\$/MWh)

N = Total de NodosP del Sistema (cinco para este ejercicio).

Haciendo uso de la ecuación 1, para este caso se tiene que para el día 1 (4 de septiembre), los promedios son:

$$PPH_{1,1} = \left(\frac{PML_{1,1} + PML_{1,2} + \dots + PML_{1,5}}{5} \right)$$

Donde los valores de las variables d y n se definen en las tablas 1.6 y 1.7 siguientes:

n	NodoP
1	01AAN-85
2	01AAP-85
3	01ACC-85
4	01ACM-85
5	01ACN-85

Tabla 1.6 Representación de NodosP

d	Fecha
1	04 de septiembre
2	05 de septiembre
3	06 de septiembre
4	07 de septiembre
5	08 de septiembre
6	09 de septiembre
7	10 de septiembre

Tabla 1.7 Representación de las fechas

Sustituyendo los valores en la ecuación 1, se obtiene que:

$$PPH_{1,1} = \left(\frac{965.58 + 940.62 + 926.46 + 924.49 + 927.28}{5} \right) = 936.89 \text{ \$/MWh}$$

$$PPH_{2,1} = \left(\frac{675.12 + 661.37 + 650.72 + 649.73 + 651.50}{5} \right) = 657.69 \text{ \$/MWh}$$

$$\vdots$$

$$PPH_{24,1} = \left(\frac{971.20 + 941.45 + 927.78 + 925.94 + 928.76}{5} \right) = 939.03 \text{ \$/MWh}$$

La tabla 1.8 muestra el resumen de los PML promedio para las 24 horas del día 4 de septiembre, las tablas 1.9 a la 1.14 muestran los PML promedio para los días del 5 al 10 de septiembre.

Día	Hora	PML (\$/MWh)
04/09/16	1	936.89
04/09/16	2	657.69
04/09/16	3	633.71
04/09/16	4	597.24
04/09/16	5	554.68
04/09/16	6	560.19
04/09/16	7	557.74
04/09/16	8	560.58
04/09/16	9	573.93
04/09/16	10	626.54
04/09/16	11	669.49
04/09/16	12	729.56
04/09/16	13	731.22
04/09/16	14	783.91
04/09/16	15	813.36
04/09/16	16	737.42
04/09/16	17	722.00
04/09/16	18	752.61
04/09/16	19	715.49
04/09/16	20	854.41
04/09/16	21	1099.23
04/09/16	22	1093.20
04/09/16	23	1060.99
04/09/16	24	939.03

Tabla 1.8 PML Prom día 04 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
05/09/16	1	861.60
05/09/16	2	668.34
05/09/16	3	602.30
05/09/16	4	560.15
05/09/16	5	547.59
05/09/16	6	563.94
05/09/16	7	637.75
05/09/16	8	742.85
05/09/16	9	878.54
05/09/16	10	1106.17
05/09/16	11	1127.55
05/09/16	12	1129.38
05/09/16	13	1139.92
05/09/16	14	1295.99
05/09/16	15	1132.82
05/09/16	16	1299.29
05/09/16	17	1282.72
05/09/16	18	1177.07
05/09/16	19	1207.54
05/09/16	20	1108.56
05/09/16	21	1160.22
05/09/16	22	1181.96
05/09/16	23	1138.24
05/09/16	24	1141.07

Tabla 1.9 PML Prom día 05 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
06/09/16	1	988.54
06/09/16	2	909.00
06/09/16	3	851.29
06/09/16	4	668.56
06/09/16	5	566.61
06/09/16	6	907.70
06/09/16	7	698.62
06/09/16	8	839.40
06/09/16	9	890.30
06/09/16	10	1113.77
06/09/16	11	1146.66
06/09/16	12	1106.69
06/09/16	13	1107.62
06/09/16	14	1117.00
06/09/16	15	1098.30
06/09/16	16	1112.01
06/09/16	17	1138.23
06/09/16	18	1090.63
06/09/16	19	1140.61
06/09/16	20	1133.82
06/09/16	21	1138.30
06/09/16	22	1180.13
06/09/16	23	1146.21
06/09/16	24	1139.92

Tabla 1.10 PML Prom día 06 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
07/09/16	1	1119.50
07/09/16	2	940.99
07/09/16	3	731.65
07/09/16	4	591.39
07/09/16	5	576.82
07/09/16	6	590.61
07/09/16	7	747.88
07/09/16	8	865.10
07/09/16	9	962.52
07/09/16	10	1165.27
07/09/16	11	1174.29
07/09/16	12	1122.95
07/09/16	13	1173.61
07/09/16	14	1106.36
07/09/16	15	1221.87
07/09/16	16	1187.38
07/09/16	17	1167.24
07/09/16	18	1176.54
07/09/16	19	1148.04
07/09/16	20	1170.48
07/09/16	21	1199.06
07/09/16	22	1188.35
07/09/16	23	1166.49
07/09/16	24	1167.76

Tabla 1.11 PML Prom día 07 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
08/09/16	1	1159.18
08/09/16	2	850.40
08/09/16	3	748.41
08/09/16	4	597.70
08/09/16	5	558.24
08/09/16	6	586.04
08/09/16	7	730.54
08/09/16	8	821.03
08/09/16	9	1162.82
08/09/16	10	1154.45
08/09/16	11	1134.12
08/09/16	12	1153.48
08/09/16	13	1186.99
08/09/16	14	1171.88
08/09/16	15	1169.99
08/09/16	16	1175.65
08/09/16	17	1187.27
08/09/16	18	1147.98
08/09/16	19	1162.52
08/09/16	20	1100.81
08/09/16	21	1176.39
08/09/16	22	1196.52
08/09/16	23	1142.30
08/09/16	24	1160.76

Tabla 1.12 PML Prom día 08 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
09/09/16	1	1234.40
09/09/16	2	1180.33
09/09/16	3	1071.20
09/09/16	4	888.33
09/09/16	5	722.26
09/09/16	6	820.27
09/09/16	7	849.29
09/09/16	8	1143.91
09/09/16	9	1218.54
09/09/16	10	1259.71
09/09/16	11	1315.45
09/09/16	12	1318.84
09/09/16	13	1201.48
09/09/16	14	1398.48
09/09/16	15	1496.13
09/09/16	16	1404.91
09/09/16	17	1228.82
09/09/16	18	1217.98
09/09/16	19	1415.15
09/09/16	20	1301.65
09/09/16	21	1246.10
09/09/16	22	1320.33
09/09/16	23	1203.06
09/09/16	24	1246.25

Tabla 1.13 PML Prom día 09 Sep

Día	Hora	PML (\$/MWh)
10/09/16	1	1265.77
10/09/16	2	1260.08
10/09/16	3	1237.64
10/09/16	4	1180.38
10/09/16	5	1023.35
10/09/16	6	904.25
10/09/16	7	808.39
10/09/16	8	900.50
10/09/16	9	1213.83
10/09/16	10	1290.94
10/09/16	11	1342.96
10/09/16	12	1281.24
10/09/16	13	1289.30
10/09/16	14	1368.04
10/09/16	15	1336.46
10/09/16	16	1280.63
10/09/16	17	1412.38
10/09/16	18	1367.12
10/09/16	19	1276.51
10/09/16	20	1412.87
10/09/16	21	1430.49
10/09/16	22	1393.54
10/09/16	23	1302.14
10/09/16	24	1264.04

Tabla 1.14 PML Prom día 10 Sep

De las tablas 1.8 a la 1.14, se observa que se tiene un total de 168 datos (24 por cada día de la semana). El PML Promedio es el promedio simple de estos 168 datos, tal como se muestra en la ecuación 2. Se observa que, indistintamente del número de NodosP que contenga el SIN, por semana siempre se tendrán 168 datos.

$$PML_{prom} = \frac{\begin{pmatrix} PPH_{1,1} + PPH_{2,1} + \dots + PPH_{24,1} \\ PPH_{1,2} + PPH_{2,2} + \dots + PPH_{24,2} \\ \vdots \\ PPH_{1,7} + PPH_{2,7} + \dots + PPH_{24,7} \end{pmatrix}}{168} \quad (2)$$

O bien, de forma general

$$PML_{prom} = \frac{\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} \left(\frac{\sum_{n=1}^N PML_{n,h,d}}{N} \right)}{168} \quad (3)$$

donde:

PML_{prom} = Precio Marginal Local Promedio (\$/MWh)

Usando la ecuación 2 se obtiene:

$$PML_{prom} = \left(\frac{173,725.93}{168} \right) = 1,034.08 \$/MWh$$

Los PMLs máximo y mínimo promedio, corresponde al valor máximo y mínimo de los 168 valores, definidos por las ecuaciones 4 y 5.

$$\max PML_{prom} = \max \left(PPH_{1,1}, PPH_{2,1}, \dots, PPH_{24,1}, PPH_{1,2}, PPH_{2,2}, \dots, PPH_{24,2}, \dots, PPH_{24,7} \right) \quad (4)$$

$$\min PML_{prom} = \min \left(PPH_{1,1}, PPH_{2,1}, \dots, PPH_{24,1}, PPH_{1,2}, PPH_{2,2}, \dots, PPH_{24,2}, \dots, PPH_{24,7} \right) \quad (5)$$

O bien

$$\max PML_{prom} = \max \left\{ \frac{\sum_{n=1}^N PML_{n,h,d}}{N} ; \quad d = 1, \dots, 7, \quad h = 1, \dots, 24 \right\} \quad (6)$$

$$\min PML_{prom} = \min \left\{ \frac{\sum_{n=1}^N PML_{n,h,d}}{N} ; \quad d = 1, \dots, 7, \quad h = 1, \dots, 24 \right\} \quad (7)$$

donde:

$\max PML_{prom}$ = Máximo Precio Marginal Local Promedio (\$/MWh)

$\min PML_{prom}$ = Mínimo Precio Marginal Local Promedio (\$/MWh)

Usando las ecuaciones 4 y 5, se obtiene que:

$$\max PML_{prom} = 1,496.13 \$/MWh$$

$$\min PML_{prom} = 547.59 \$/MWh$$

Finalmente, los PMLs Máximo y Mínimo corresponden a los valores máximos y mínimos del conjunto de PML de la semana reportada, considerando para el ejemplo lo siguiente:

- Se contempla un total de cinco nodos, donde cada uno de estos contiene 24 PML, es decir, existen un total de 120 PML por día para los cinco NodosP supuestos para este ejercicio.
- Se observa que el total de PML por día varía de acuerdo al número de NodosP que se tengan en el SIN. Para este ejemplo, se contabilizan un total de 840 datos de PML en la semana, es decir 120 por 7 días.

El cálculo para los PMLs máximo y mínimo presentado en la semana, se obtiene haciendo uso de las ecuaciones 8 y 9.

$$\max PML_{n,h,d} = \max \{ PML_{n,h,d} ; \quad n = 1, \dots, N ; \quad d = 1, \dots, 7 ; \quad h = 1, \dots, 24 \} \quad (8)$$

$$\min PML_{n,h,d} = \min\{PML_{n,h,d}; n = 1, \dots, N; d = 1, \dots, 7; h = 1, \dots, 24\} \quad (9)$$

donde:

$\max PML_{n,h,d}$ = Máximo Precio Marginal Local por nodo, hora y día (\$/MWh)

$\min PML_{n,h,d}$ = Mínimo Precio Marginal Local por nodo, hora y día (\$/MWh)

Usando las ecuaciones 8 y 9 se obtiene que:

$$\max PML_{n,h,d} = 1,550.25 \text{ \$/MWh}$$

$$\min PML_{n,h,d} = 444.73 \text{ \$/MWh}$$

1.2. Precios en Nodos Distribuidos

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”.

El Precio promedio en Nodos Distribuidos se obtiene del promedio de los Precios Medios Ponderados de Zonas de Carga para la semana reportada, dicho promedio está constituido por 168 valores (24 promedios horarios por día). La metodología de cálculo es similar a la empleada para el cálculo del PML_{prom} pero usando los valores de los precios en Nodos Distribuidos, de tal forma que:

$$PMZ_{prom} = \frac{\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} \left(\frac{\sum_{n=1}^{ND} PMZ_{n,h,d}}{N} \right)}{168} \quad (10)$$

donde:

PMZ_{prom} = Precio Promedio en Nodos Distribuidos de la semana

$PMZ_{n,h,d}$ = PMZ del nodo n , en la hora h , del día d

ND = Total de nodos distribuidos del sistema

n = Nodo distribuido del sistema

Empleando un conjunto de 168 promedios horarios, se obtiene que los Precios promedio máximo y mínimo en Nodos Distribuidos corresponden al mayor y menor de estos promedios, definidos por las ecuaciones 11 y 12,

$$\max PMZ_{prom} = \max \left\{ \frac{\sum_{n=1}^{ND} PMZ_{n,h,d}}{N}; d = 1, \dots, 7, h = 1, \dots, 24 \right\} \quad (11)$$

$$\min PMZ_{prom} = \min \left\{ \frac{\sum_{n=1}^{ND} PMZ_{n,h,d}}{N}; d = 1, \dots, 7, h = 1, \dots, 24 \right\} \quad (12)$$

donde:

$\max PMZ_{prom}$ = Máximo PMZ Promedio (\$/MWh)

$\min PMZ_{prom}$ = Mínimo PMZ Promedio (\$/MWh)

Finalmente, los Precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos corresponden al valor máximo y mínimo del PMZ registrado en la semana reportada y se calculan con las ecuaciones 13 y 14,

$$\max PMZ_{n,h,d} = \max \{ PMZ_{n,h,d}; n = 1, \dots, ND; d = 1, \dots, 7; h = 1, \dots, 24 \} \quad (13)$$

$$\min PMZ_{n,h,d} = \min \{ PMZ_{n,h,d}; n = 1, \dots, ND; d = 1, \dots, 7; h = 1, \dots, 24 \} \quad (14)$$

donde:

$\max PMZ_{n,h,d}$ = Máximo PMZ por nodo, hora y día (\$/MWh)

$\min PMZ_{n,h,d}$ = Mínimo PMZ por nodo, hora y día (\$/MWh)

1.3. Energía Despachada

Los porcentajes de energía despachada por tipo de Oferta de Venta: Centrales Térmicas (Termo), Centrales con Contratos de Interconexión Legados (CIL), Centrales No Despachables (ND), Centrales Hidroeléctricas (Hidro) y Centrales de Recursos Intermitentes Despachables o Renovables (RN), se obtienen de la sumatoria de la generación asignada por el MDA para un tipo de oferta entre el total de energía despachada para todo el sistema durante la semana reportada. La ecuación 15 describe el cálculo que se realiza para cada tipo de Oferta de Venta de energía.

$$EDESP_{to} = \frac{\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} GA_{to,d,h}}{EDP_{d,h}}; to = \{TE, CIL, ND, RN, HI\} \quad (15)$$

Donde:

$EDESP_{to}$ = Energía despachada en el sistema para el tipo de oferta to

$GA_{to,d,h}$ = Generación asignada por tipo de oferta to , del día d , en la hora h

$EDP_{d,h}$ = Total de energía despachada en el sistema del día d , en la hora h

to = Tipo de Oferta de Venta de Energía

1.4. Disponibilidad de Energía

La ecuación 16 muestra el cálculo de los porcentajes de disponibilidad de energía por tipo de oferta: Centrales Térmicas (TE), Centrales con Contratos de Interconexión Legados (CIL), Centrales No Despachables (ND), Centrales Hidroeléctricas (HI) y Centrales de Recursos Intermitentes Despachables o Renovables (RN). Los porcentajes se obtienen de la suma de la energía máxima ofertada (en MW) de cada tipo de Oferta de Venta entre la suma de energía máxima ofertada de todas las ofertas durante la semana reportada.

$$EDISP_{to} = \frac{\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} EMO_{to,d,h}}{EDI_{d,h}} ; to = \{TE, CIL, ND, RN, HI\} \quad (16)$$

Donde:

$EDISP_{to}$ = Energía disponible en el sistema por tipo de oferta to
 $EMO_{to,d,h}$ = Energía máxima ofertada por tipo de oferta to , del día d , en la hora h
 $EDI_{d,h}$ = Total de energía disponible en el sistema del día d , en la hora h
 to = Tipo de Oferta de Venta de Energía

1.5. Costo de Producción

Es el costo de generación evaluado en la solución de mercado, conforme al Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, numeral 1.3.11:

“Los costos para producir energía incluyen los costos de arranque, generación de energía y cambios de configuración”.

El costo total de producción del MDA está integrado por la suma de los costos de producción, de la semana bajo estudio, de los tipos de Ofertas de Venta de Energía Térmica e Hidroeléctrica asignada por costo de oportunidad. El costo de producción por tipo de oferta es la suma del costo de generación evaluado en la solución de mercado para cada unidad de generación.

1.6. Costos de Oportunidad

Para el Sistema Interconectado Nacional, se agrupan los embalses para las cuencas: Balsas, Fuerte, Grijalva y Santiago, quedando los embalses Mazatepec, Novillo, Temascal y Zimapán. Para los embalses agrupados por cuenca se promediaron sus valores de costo de oportunidad y energía máxima por embalse. Por lo tanto, se emplean ocho datos por día, cada uno de ellos representa el Costo de Oportunidad de cada cuenca o embalse, para un total de 56 datos para el periodo semanal.

El Costo de Oportunidad promedio, es el promedio de los 56 valores antes descritos; mientras que el Costo de Oportunidad máximo y mínimo promedio son el valor máximo y el valor mínimo de dicho conjunto. Los Costos de oportunidad máximo y mínimo se obtienen de un total de 112 datos que corresponden al costo diario de los 16 embalses del sistema, los cuales se muestran en la tabla siguiente.

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

Tabla 1.15 Embalses y cuencas de unidades con limitaciones de energía.

*Embalses no agrupados por cuenca.

1.7. Enlaces Congestionados

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 para la semana reportada. El Costo Marginal del enlace es el valor de la variable dual (o precio sombra) de la restricción de transmisión, es decir, es el valor que disminuiría el costo de congestión si se aumenta 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 considerarán para cada uno de los intervalos horarios de la Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.

1.8. Precios de los Servicios Conexos

En las tablas de esta sección, se muestran los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos para la Reserva de Regulación y la Reserva Rodante de 10 minutos presentados en la semana, así como el monto máximo y mínimo de la reserva asignada por Sistema Interconectado.

1.9. Novedades Relevantes del Mercado

En la tabla se presenta, por día, la indisponibilidad (en MW) y el número de unidades que estuvieron fuera de operación por licencias de mantenimiento o de emergencia. Las unidades de generación se

agrupan por Gerencia de Control Regional a la que pertenecen. Adicionalmente, se describen estados operativos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la aplicación de disposiciones previstas en las Bases del Mercado.

2. Gráficas del Reporte Semanal

Describe la metodología para la construcción de las gráficas del Reporte Semanal, con la estructura siguiente:

Punto 2.1. Figura del Precio Marginal Local Promedio.

Punto 2.2. Figura de Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

Punto 2.3. Figura de Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

Punto 2.4. Figura del Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

Punto 2.5. Figura de Costos de Oportunidad Promedio Diario y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalses y Cuencas.

Punto 2.6. Figura de Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

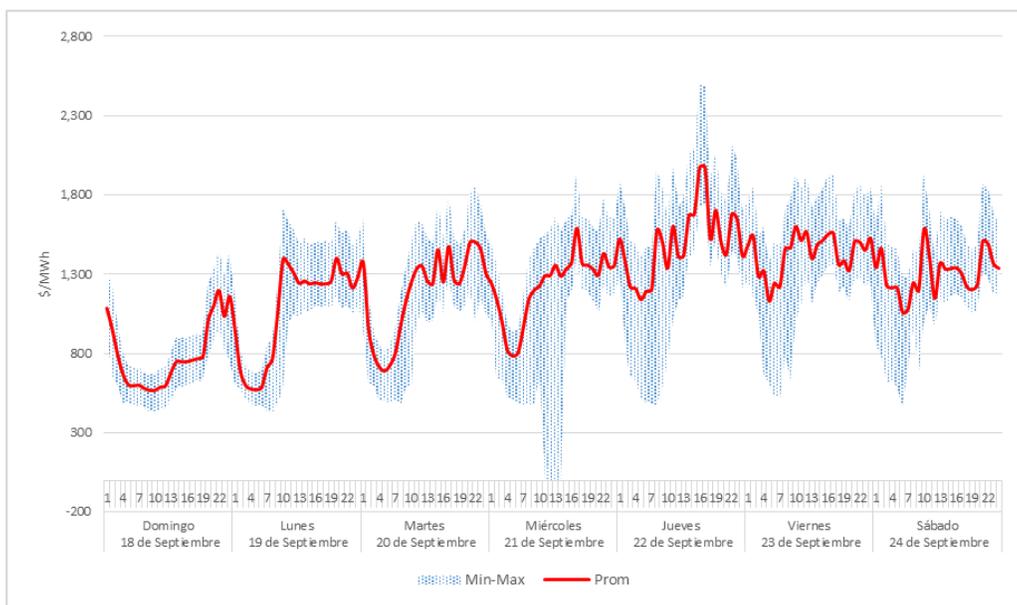
Punto 2.7. Figura de Enlaces de Transmisión Congestionados.

Punto 2.8. Figura de Servicios Conexos (por Zona de Reserva).

Punto 2.9. Figura de Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga.

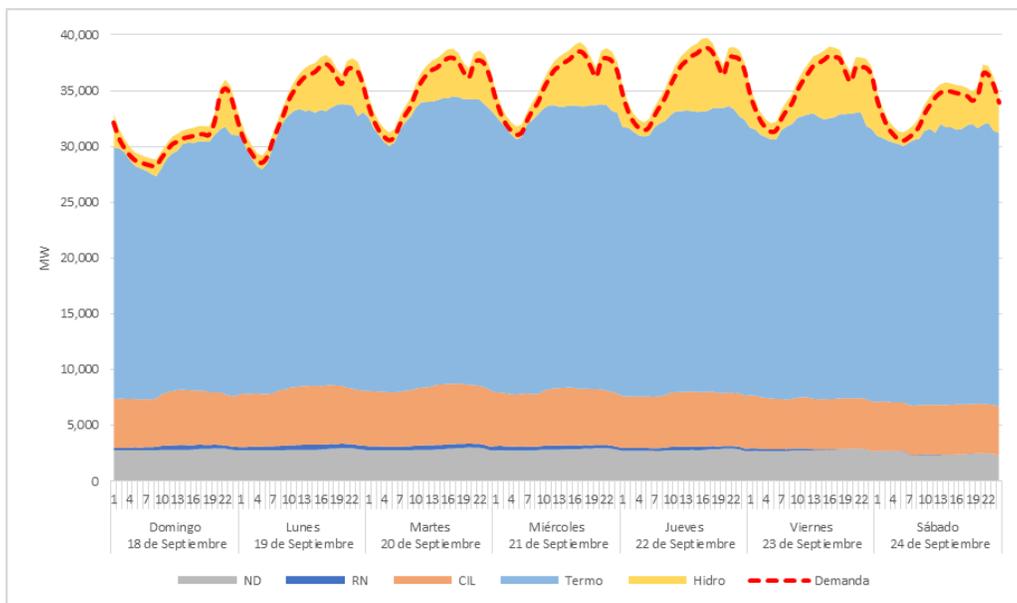
2.1. Figura del Precio Marginal Local Promedio

La gráfica representa el Precio Marginal Local Promedio en \$/MWh para el horizonte de tiempo que abarca el reporte, constituida por 24 valores por día (línea roja); la envolvente en color azul representa el PML máximo y mínimo que se presentó para cada hora del día.



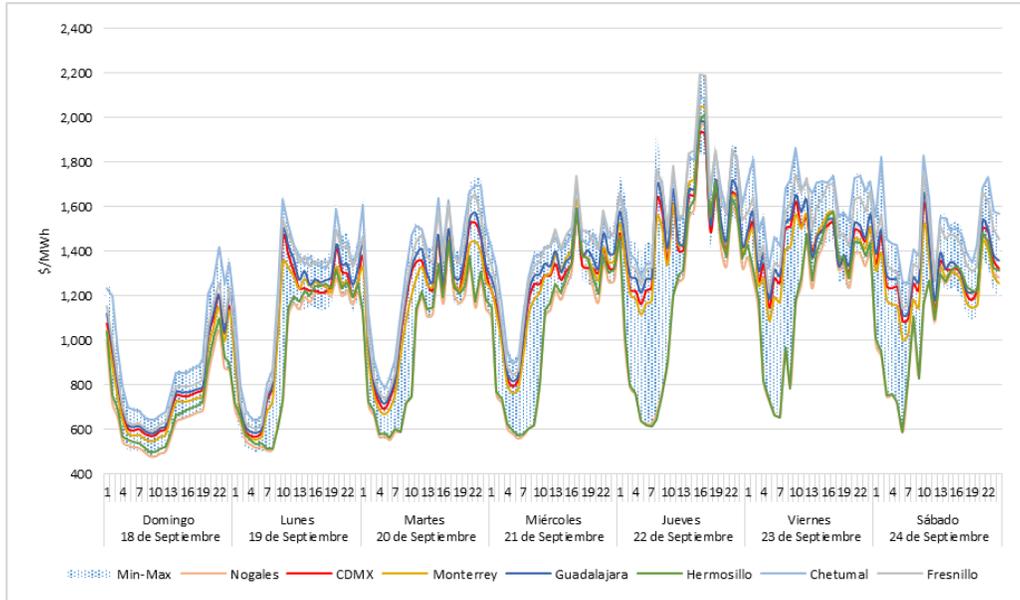
2.2. Figura de Demanda y Generación por Tipo de Oferta

La gráfica muestra la generación asignada por el MDA para cada uno de los tipos de Ofertas de Venta de Energía: Centrales Térmicas (Termo), Centrales con Contratos de Interconexión Legados (CIL), Centrales No Despachables (ND), Centrales Hidroeléctricas (Hidro) y Centrales de Recursos Intermitentes Despachables o Renovables (RN), en un periodo semanal. La línea punteada roja representa la demanda del sistema, la cual está constituida por la suma de las Ofertas de Compra de Energía.



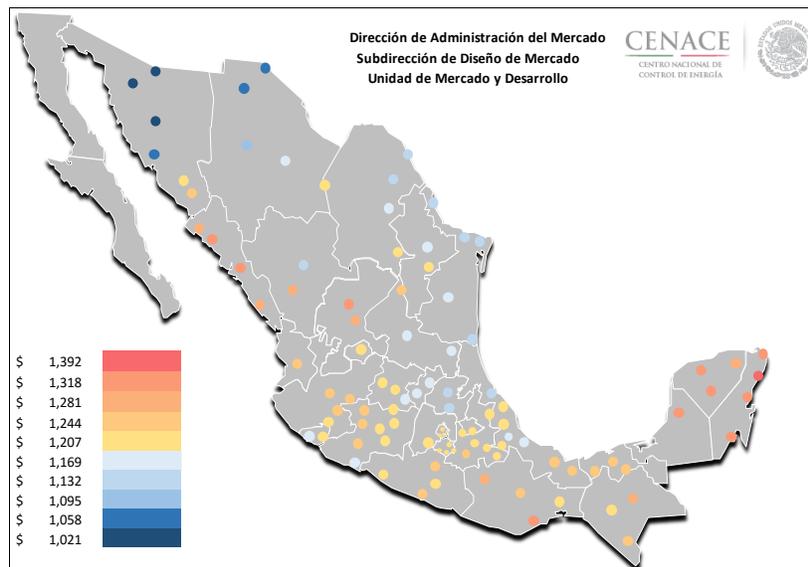
2.3. Figura de Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos

La figura representa los precios de Nodos Distribuidos para cinco ciudades representativas: 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. Se grafican un total de 168 datos por cada una de ellas. La envolvente en color azul está constituida por el precio mayor y menor presentado en todos los Nodos Distribuidos para cada hora.



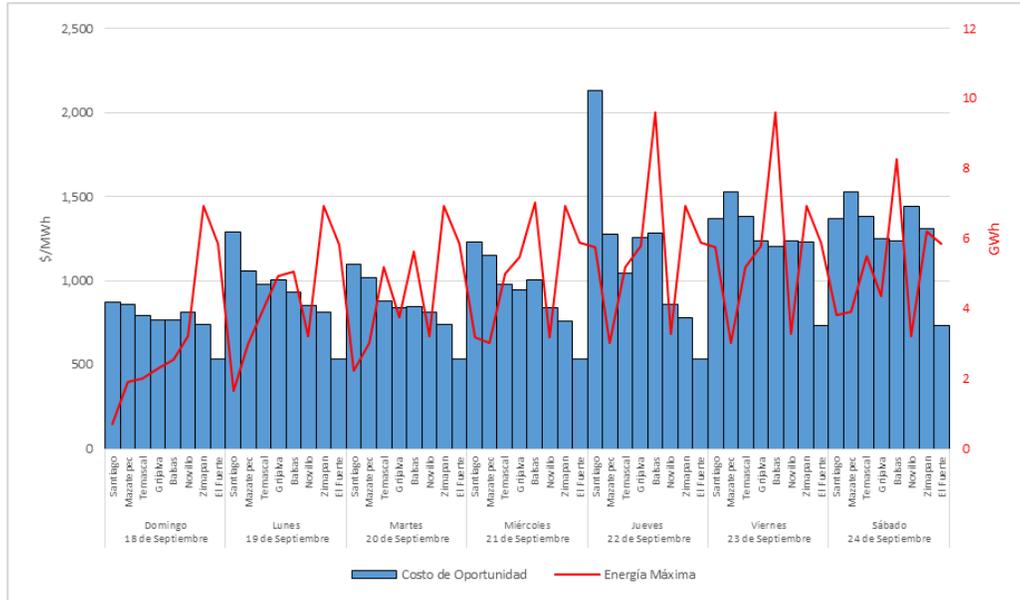
2.4. Figura del Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos

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 en un horizonte semanal.



2.5. Figura de Costos de Oportunidad Promedio Diario y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalses y Cuencas

La gráfica presenta ocho valores (barras azules) por día: los Costos de Oportunidad Promedio de los embalses de las cuencas Balsas, Fuerte, Grijalva y Santiago, y los Costos de Oportunidad diario de los embalses Mazatepec, Novillo, Temascal y Zimapán (ver Tabla 1.15). Para un horizonte de tiempo semanal, se grafican 56 datos. La curva en color rojo representa la Energía Máxima Promedio por cuenca y la Energía Máxima Diaria de los embalses.

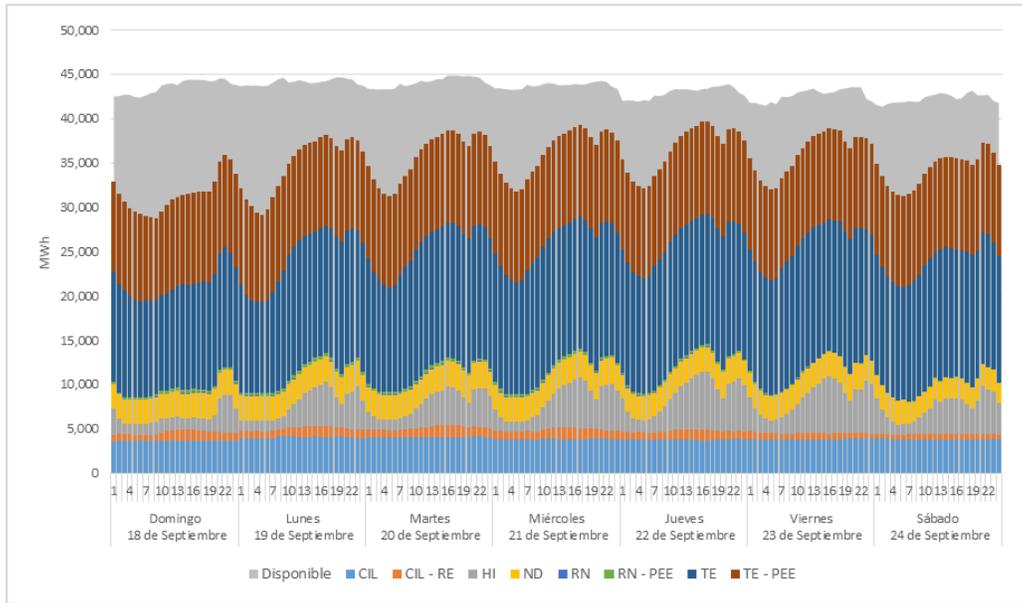


2.6. Figura de Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta

La gráfica representa la energía disponible presentada en las Ofertas de Venta y la energía despachada en el MDA para un periodo semanal para los diferentes tipos de oferta y sub-clasificada por Productor Externo de Energía (PEE), como sigue:

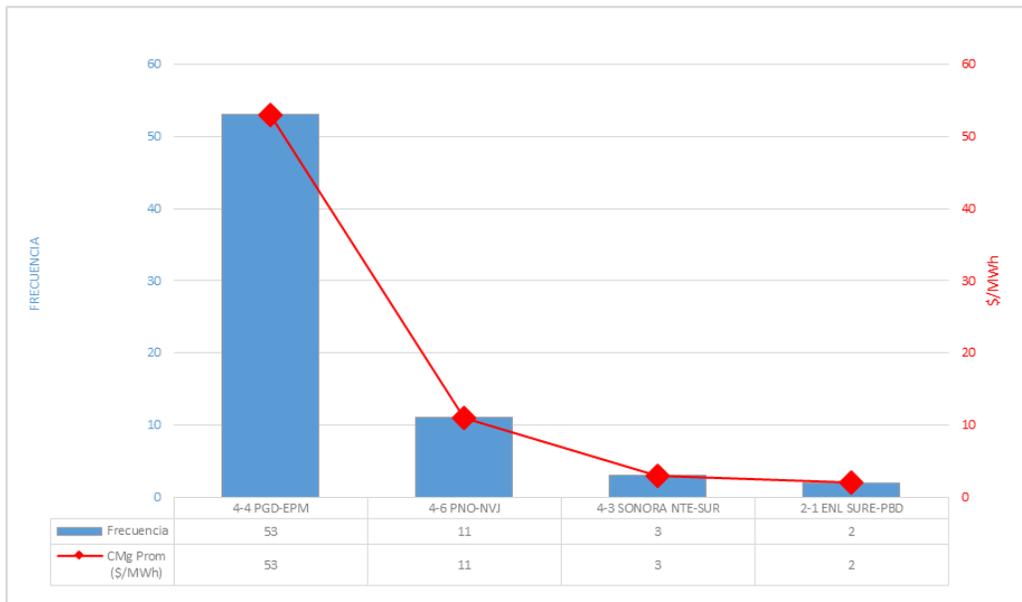
Acrónimo	Descripción
CIL	Centrales con Contrato de Interconexión Legado, excluyendo a las Centrales de Recursos Intermitentes Despachables (Renovables).
CIL-RE	Centrales de Recursos Intermitentes Despachables con Contrato de Interconexión Legado.
HI	Centrales Hidroeléctricas.
ND	Centrales No Despachables.
RN	Centrales de Recursos Intermitentes Despachables o Renovables.
RN-PEE	Productor Externo de Recursos Intermitentes Despachables o Renovables.
TE	Centrales Térmicas.
TE-PEE	Productor Externo de Energía Térmica.

Tabla 1.16 Clasificación de Ofertas de Venta de Energía.



2.7. Figura de Enlaces de Transmisión Congestionados

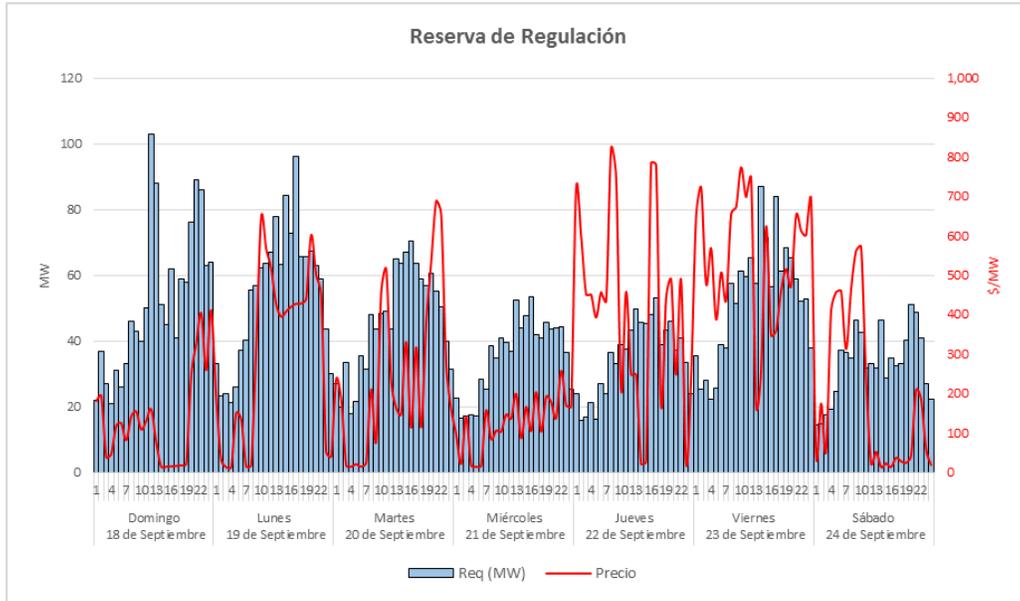
La gráfica muestra los enlaces que presentaron la mayor frecuencia de congestión, es decir, el mayor número de horas bajo congestión y los Costos Marginales promedio asociados, dentro de un periodo de tiempo semanal. La cantidad máxima de enlaces a graficar es diez.



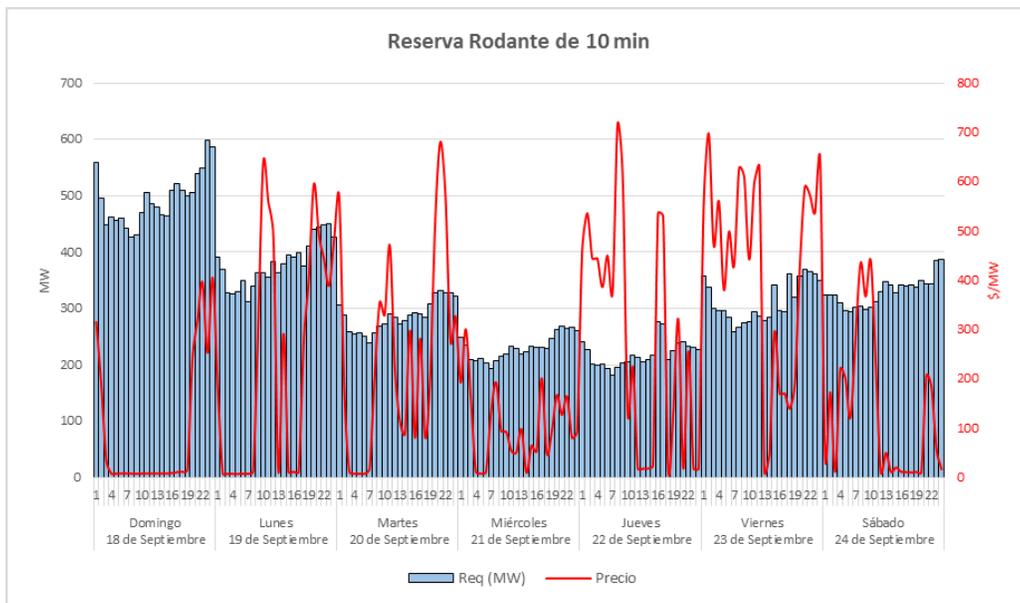
2.8. Figura de Servicios Conexos (por Zona de Reserva)

En el primer gráfico, las barras en color azul representan los valores en MW de la Reserva de Regulación Secundaria asignada en el MDA por Zona de Reserva, mostradas en la Figura del Anexo

A. La curva en color rojo indica el precio correspondiente a la Reserva de Regulación Secundaria. El gráfico se genera con 168 datos para ambas representaciones en un periodo de tiempo semanal.

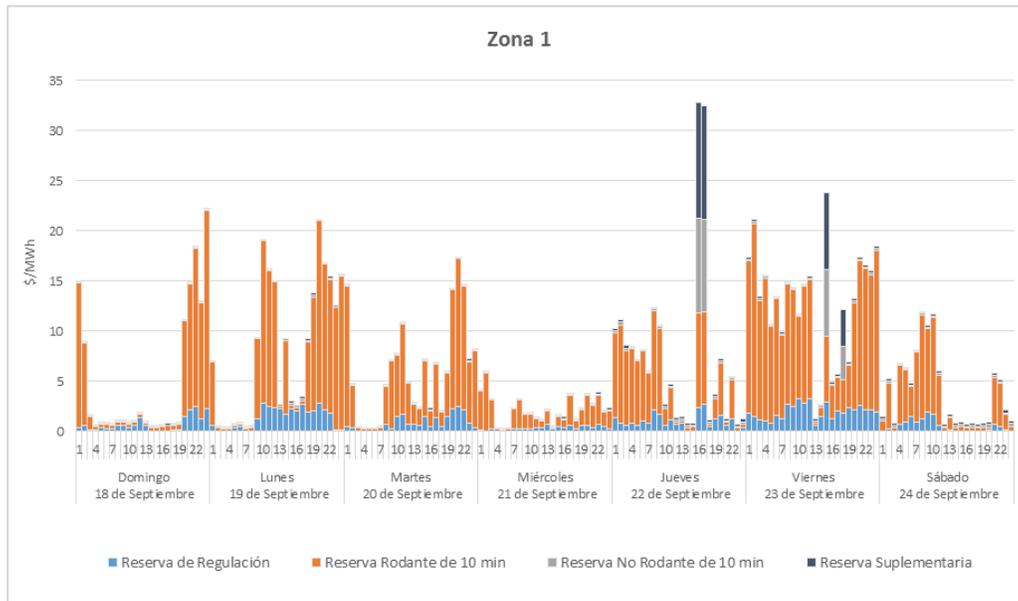


El segundo gráfico representa la asignación (en MW) de la Reserva Rodante de 10 Minutos (barras en color azul) para la Zona de Reserva indicada, mientras que la curva en color rojo representa el Precio de Reserva Rodante de 10 Minutos; dicho gráfico se genera a partir de 168 datos para ambas series en un periodo semanal. En el reporte, se presentan dos gráficas por Zona de Reserva del Sistema Interconectado correspondiente.



2.9. Figura de Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga

Las gráficas representan los costos unitarios por Servicios Conexos, es decir, el costo por cada MW de demanda. Se apilan los costos unitarios de los diferentes tipos de reserva: Reserva de Regulación Secundaria, 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 MW) por su precio, ambos para el MDA; el resultado anterior se divide por la demanda de la Zona de Reserva correspondiente. Se presenta una gráfica por cada Zona de Reserva.



3. Anexos

La figura “Anexo A” del Reporte Semanal ilustra las diferentes Gerencias de Control Regional por las que está dividido el Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

- Gerencia de Control Regional Central (CEL).
- Gerencia de Control Regional Oriental (ORI).
- Gerencia de Control Regional Occidental (OCC).
- Gerencia de Control Regional Noroeste (NOR).
- Gerencia de Control Regional Norte (NTE).
- Gerencia de Control Regional Noreste (NES).
- Gerencia de Control Regional Peninsular (PEN).
- Gerencia de Control Regional Baja California (BCA).



Mientras que, el mapa del “Anexo B” representa las diferentes Zonas de Reserva del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las Zonas de Reserva para cada sistema son:

- Sistema Interconectado Nacional: Zona 1 (OCC y CEL), Zona 2 (ORI y PEN), Zona 3 (NTE y NES) y Zona 4 (NOR).
- Sistema Interconectado Baja California: Zona Costa y Zona Valle.
- Sistema Interconectado Baja California Sur: Zona Constitución y Zona La Paz.

