REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

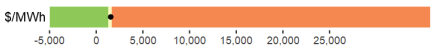
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 10 nov 2020

Precio Marginal Local (PML) promedio por Sistema [$/MWh]

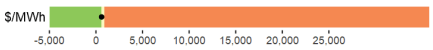
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,555



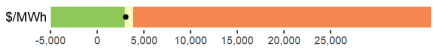
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

606



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

3,063



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el SIN, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo del 13.69 % en la hora 20. Se presentaron PML menores que $100/MWh en la Gerencia de Control Regional (GCR) Noroeste con un promedio de $805/MWh y un mínimo de $11/MWh en la hora 11.

El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo del 19.94 % en la hora 18. Las importaciones máximas asignadas fueron 18 MW en la hora 2. Las exportaciones máximas asignadas fueron 152 MW en la hora 17. El PML máximo fue $1,442/MWh en la hora 2.

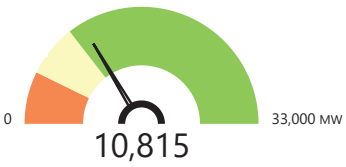
El margen de capacidad para el BCS, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo del 13.75 % en la hora 19. El PML máximo fue $ 3,717/MWh en la hora 18.

Noticias relevantes

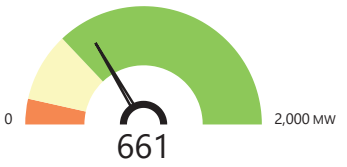
El 9 de noviembre se presentaron 5 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 2 en la GCR Noreste, 1 en la GCR Norte, 1 en la GCR Occidental y 1 en la GCR Oriental.

Margen de capacidad promedio del día después de reservas [MW]

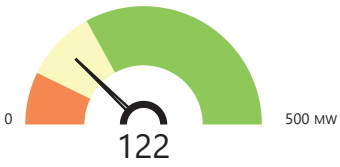
SIN



BCA



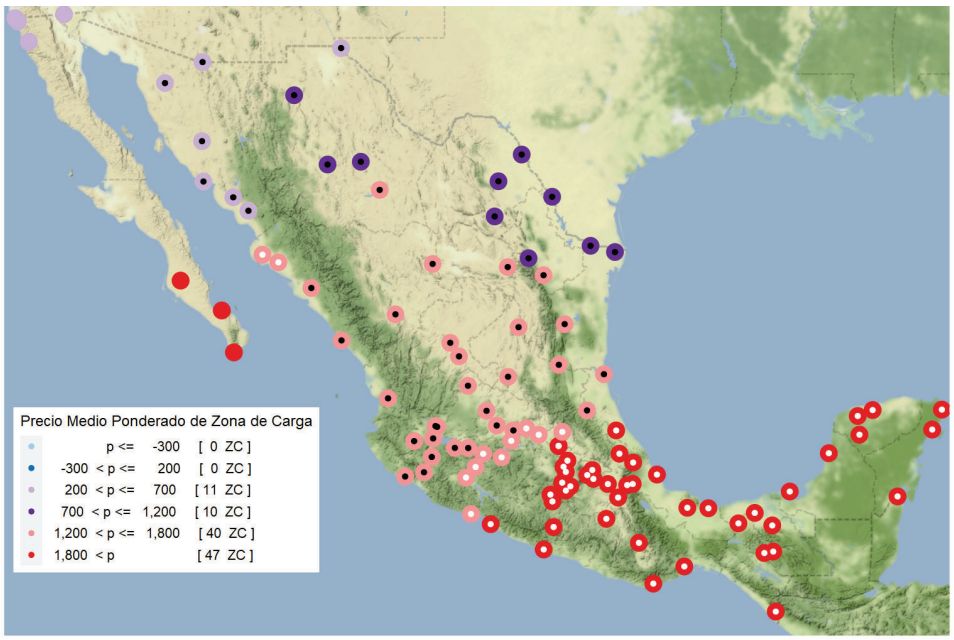
BCS



Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de Operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	18	19.94	14.50
BCS	19	13.75	12.34
SIN	20	13.69	18.60

Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]

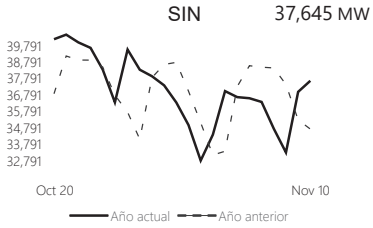


Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

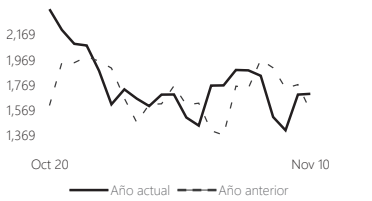
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.

Demanda pico [MW]

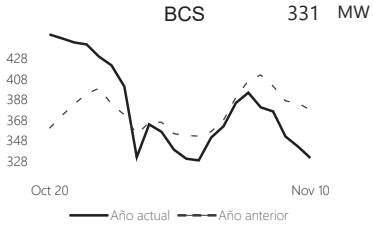
SIN 37,645 MW



BCA 1,696 MW

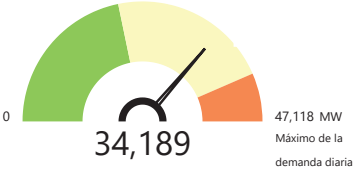


BCS 331 MW



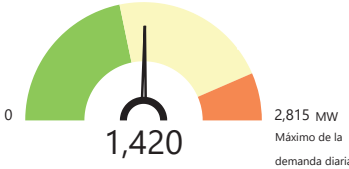
Demanda promedio del día [MW]

SIN



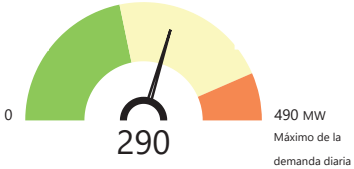
47,118 MW
Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCA



2,815 MW
Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

BCS



490 MW
Máximo de la demanda diaria del año anterior +15%

Cortes de energía de la solución del MDA [MWh]

BCA	0.00
BCS	0.00
SIN	0.00

Glosario de términos

Generación

CIL - Contrato de Interconexión Legado
HI - Hidroeléctrica
IMP - Importación
NP - No Programable
RN - Renovable
TE - Térmica

Servicios Conexos

RREG - Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia
RR10 - Reserva Rodante de 10 Minutos
RNR10 - Reserva No Rodante de 10 Minutos
RRS - Reserva Rodante Suplementaria
RNRS - Reserva No Rodante Suplementaria

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

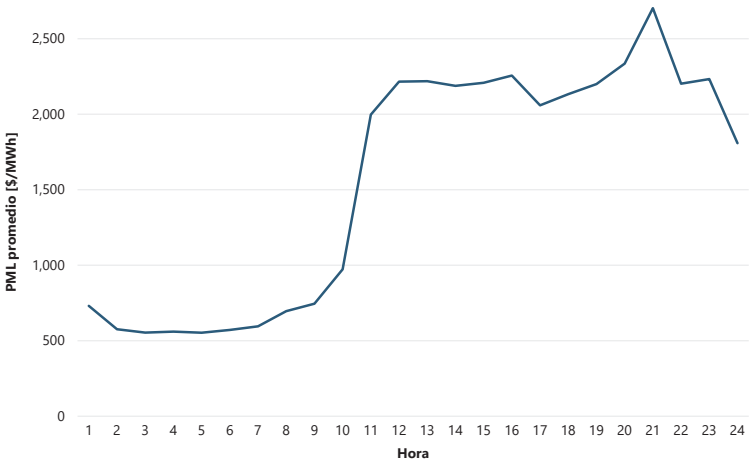
Día de operación: 10 nov 2020

PML máximo y mínimo [$/MWh]

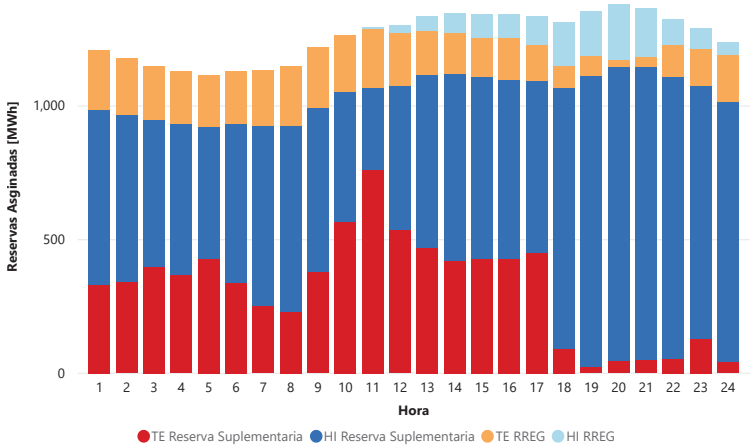
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML							
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	CHIAPAS	OCOSINGO	3,920.00	2,706.42	574.43	639.19	21	02OCO-115	1	1	1
PML MIN	SONORA	PITIQUITO	11.00	2,291.76	-656.61	-1,623.83	11	04MNV-230	1	1	1

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

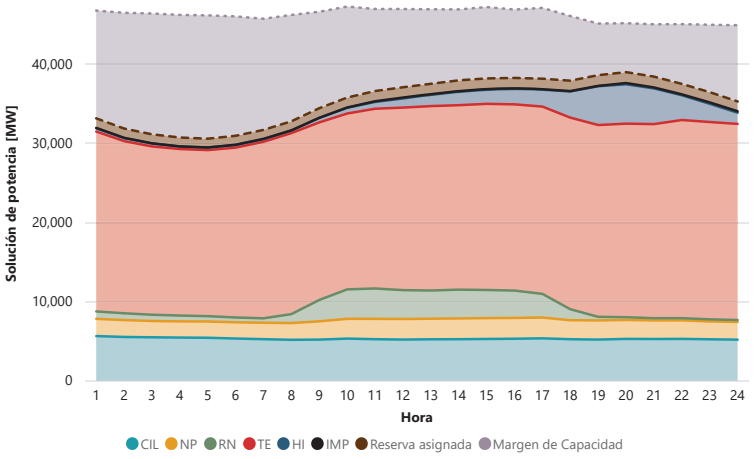
PML promedio, 24 horas (SIN)



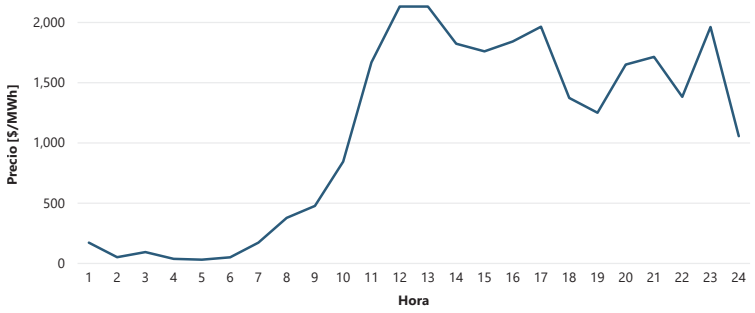
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (SIN)



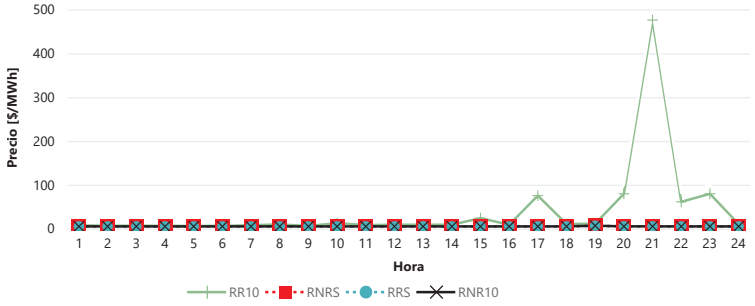
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (SIN)



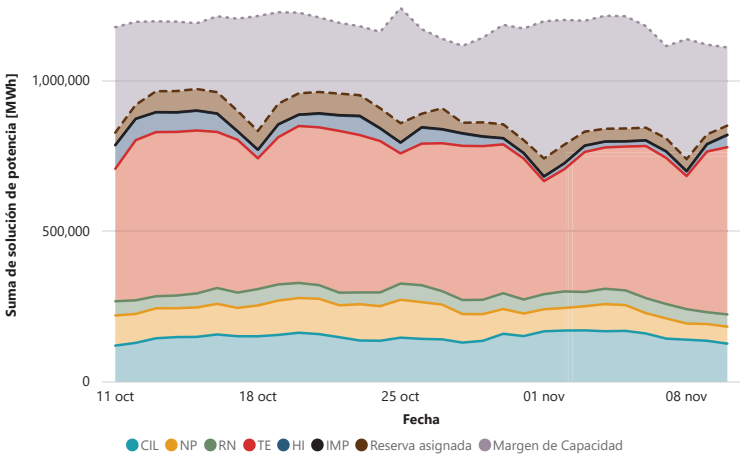
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (SIN)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (SIN)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (SIN)



Distribución de PML para el día de Operación (SIN)

Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atrás [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.00
[0 a 3,975)	100.00	100.00	99.80	99.47
[3,975 a 7,950)	0.00	0.00	0.19	0.53
[7,950 a 11,925)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,925 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,900 a 19,875)	0.00	0.00	0.00	0.00
[19,875 a 23,850)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,850 a 27,825)	0.00	0.00	0.00	0.00
[27,825 a 31,800)	0.00	0.00	0.00	0.00
[31,800 a 35,775)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Día de operación: 10 nov 2020

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]

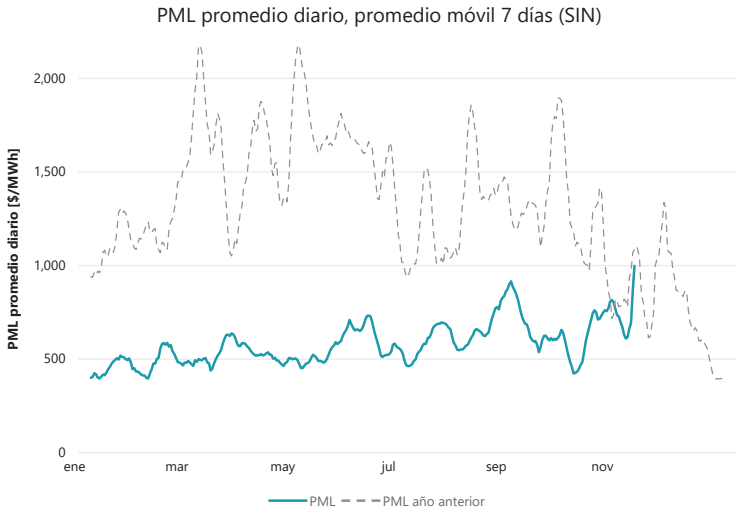
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

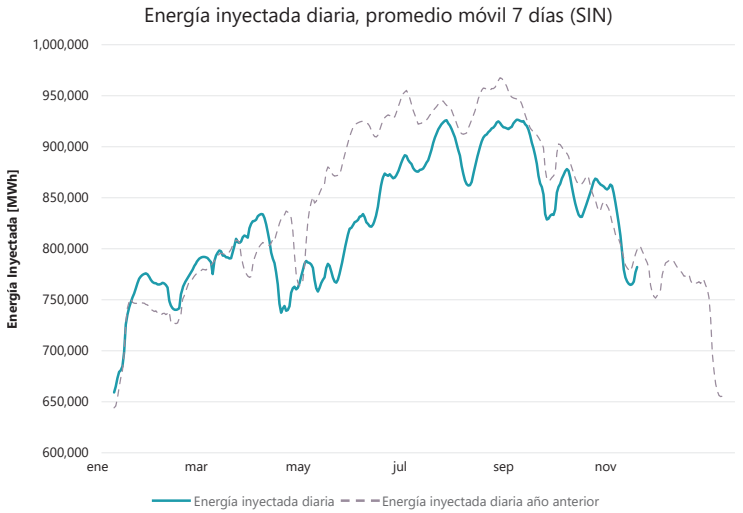
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	20	0.00
Ciclo Combinado	20	42.86
Combustión Interna	20	0.00
Importación	20	14.29
Térmica Convencional	20	28.57
Turbo Gas	20	14.29

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación

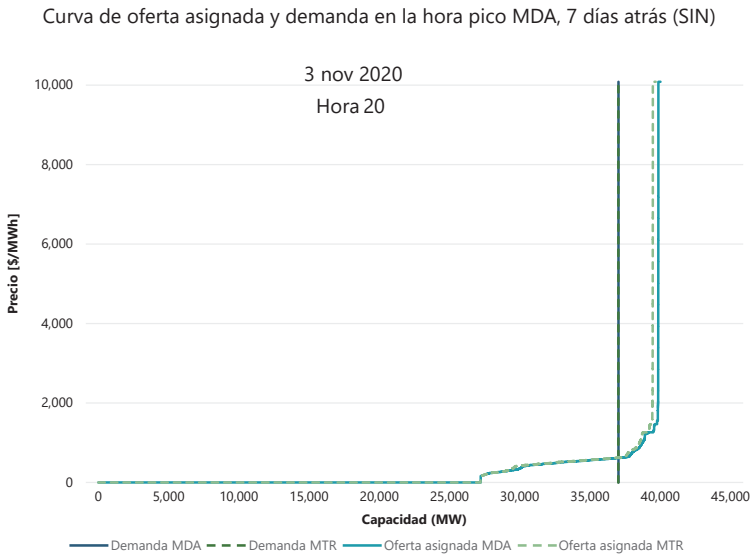
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	20	5,279.79	127,273.81
HI	20	9,187.89	214,712.21
IMP	20	156.00	1,579.00
NP	20	2,393.63	56,252.83
RN	20	349.28	40,701.63
TE	20	27,848.74	669,820.88
Total	**20**	**45,215.33**	**1,110,340.36**

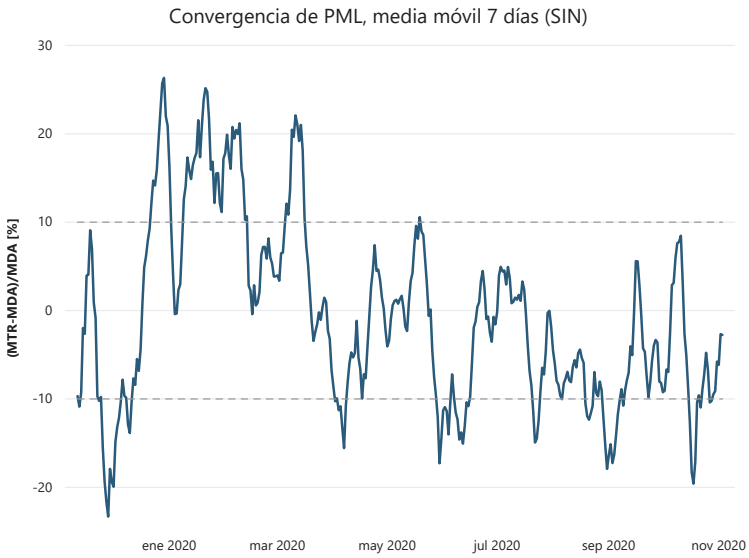
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]





SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

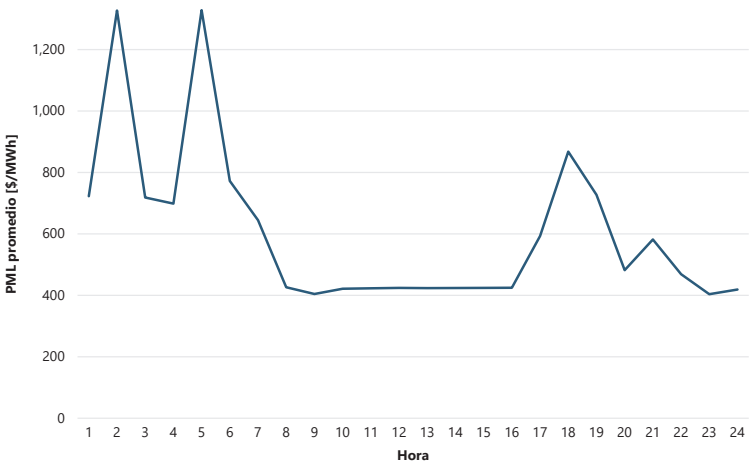
Día de operación: 10 nov 2020

PML máximo y mínimo [$/MWh]

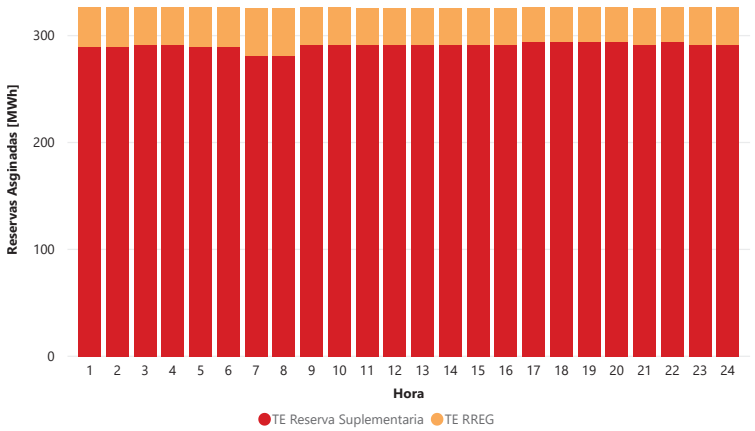
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML						
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	1,442.00	1,326.85	115.09	0.00	2	07SMN-115	1	1	1
PML MIN	VARIOS	VARIOS	390.00	404.23	-13.87	0.00	9	VARIOS	2	1	2

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh, MW y %]

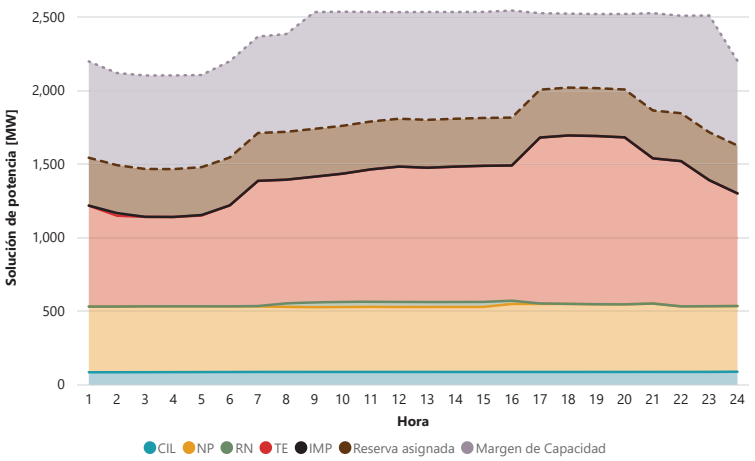
PML promedio, 24 horas (BCA)



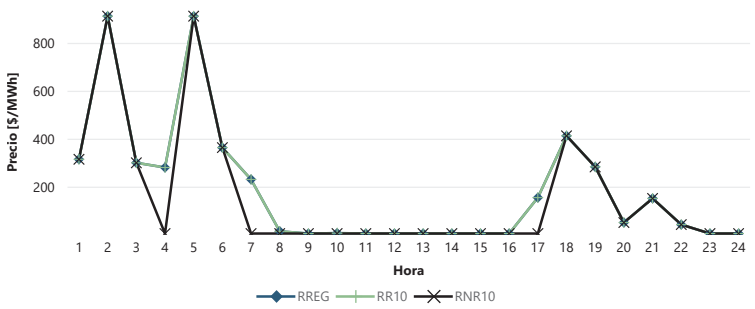
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCA)



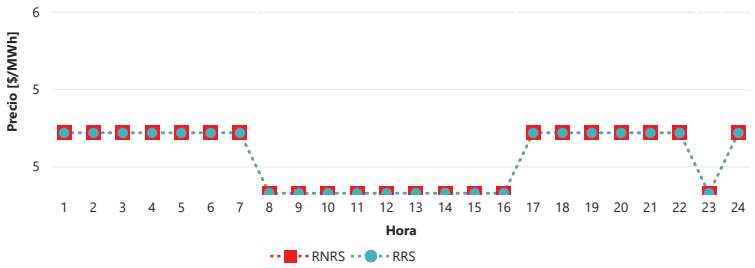
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCA)



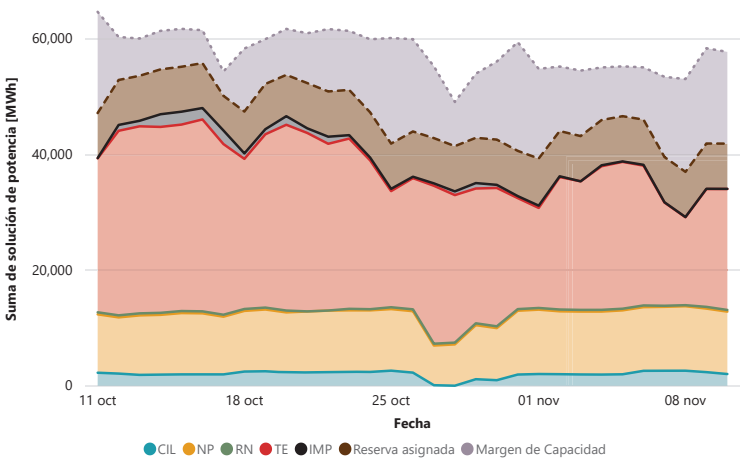
Precios de Servicios Conexos RREG, RR10, y RNR10, 24 horas (BCA)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCA)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (BCA)



Distribución de PML para el día de Operación (BCA)

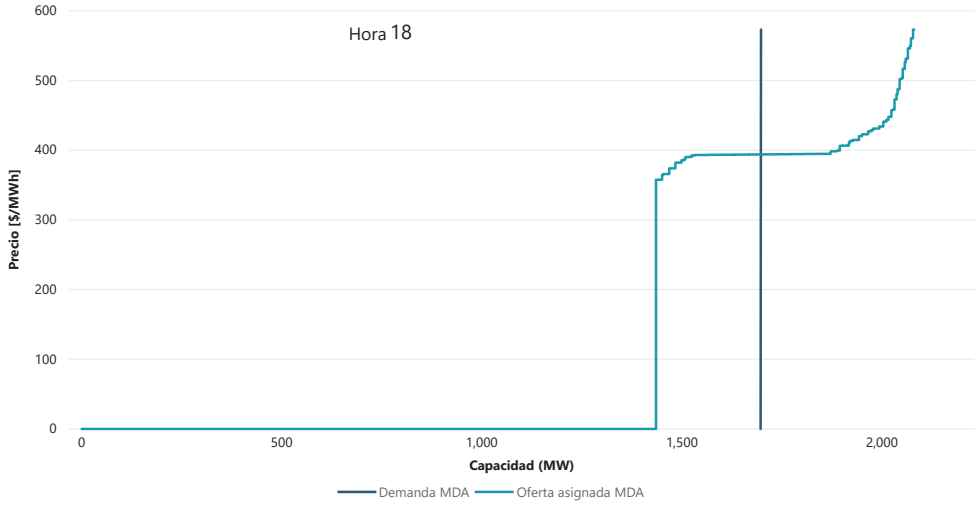
Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.00
[0 a 3,975)	100.00	100.00	99.80	100.00
[3,975 a 7,950)	0.00	0.00	0.20	0.00
[7,950 a 11,925)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,925 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,900 a 19,875)	0.00	0.00	0.00	0.00
[19,875 a 23,850)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,850 a 27,825)	0.00	0.00	0.00	0.00
[27,825 a 31,800)	0.00	0.00	0.00	0.00
[31,800 a 35,775)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 10 nov 2020

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]

Curva de oferta asignada y demanda, hora pico (BCA)



Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

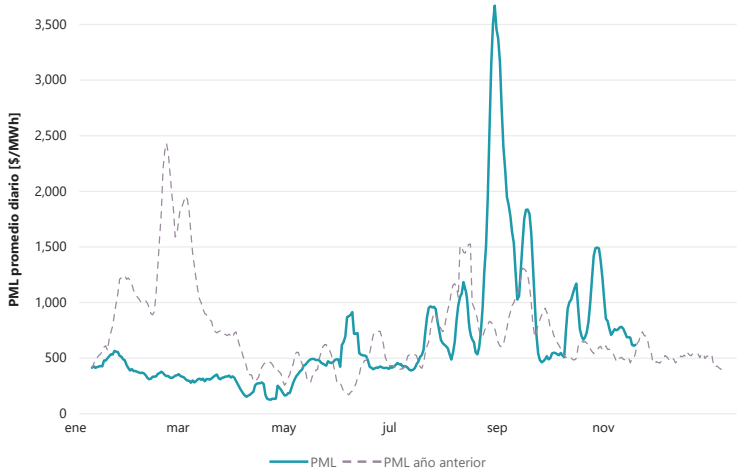
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	18	60.00
Importación	18	0.00
Térmica Convencional	18	0.00
Turbo Gas	18	40.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación

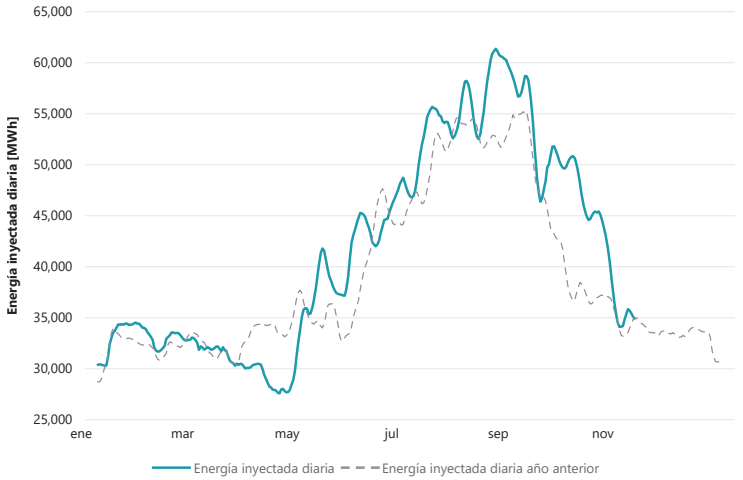
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	18	87.73	2,067.15
IMP	18	0.00	21.00
NP	18	462.20	10,789.80
RN	18	0.00	289.38
TE	18	1,976.16	44,603.39
Total	**18**	**2,526.09**	**57,770.72**

Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]

PML promedio diario, promedio móvil 7 días (BCA)

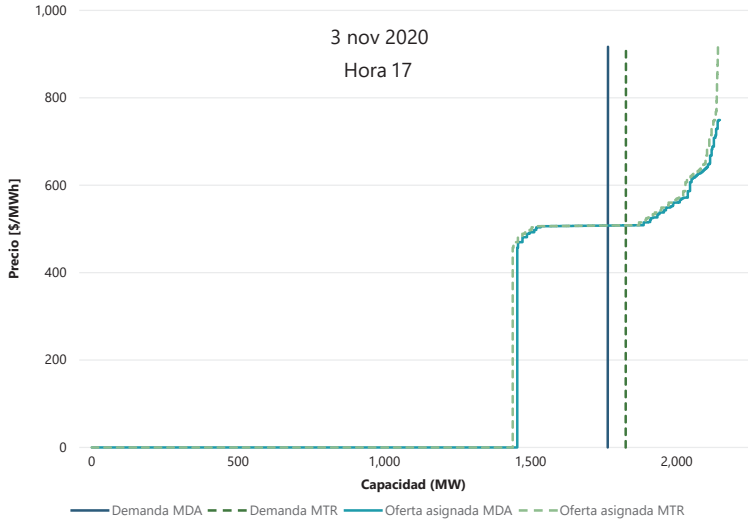


Energía inyectada diaria, promedio móvil 7 días (BCA)

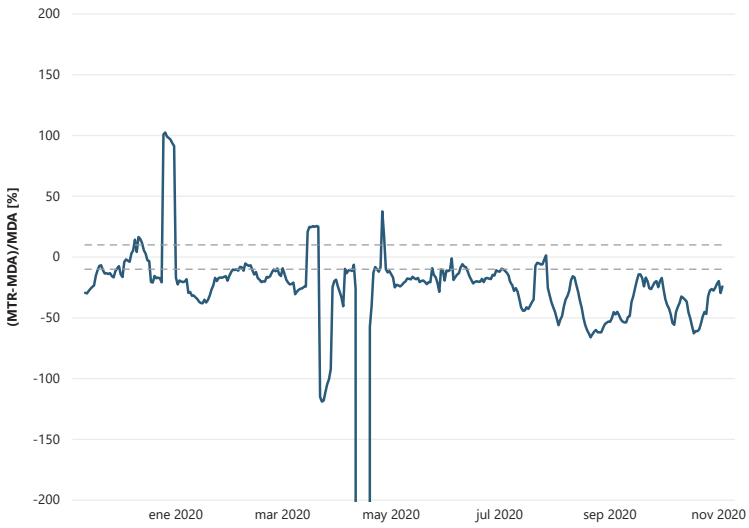


Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]

Curva de oferta asignada y demanda en la hora pico MDA, 7 días atrás (BCA)



Convergencia de PML, media móvil 7 días (BCA)[1]



[1]. Se consideran como límites del indicador +/- 200% y se excluyen del gráfico los valores que tienden a infinito cuando el denominador incluye precios cercanos a $0/MWh

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

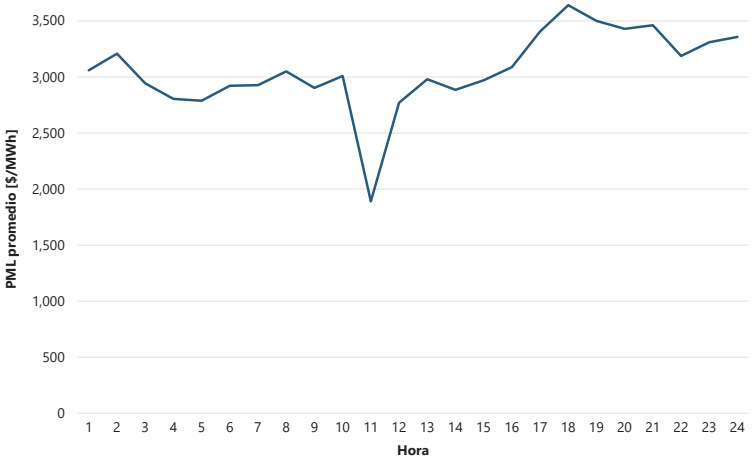
Día de operación: 10 nov 2020

PML máximo y mínimo [$/MWh]

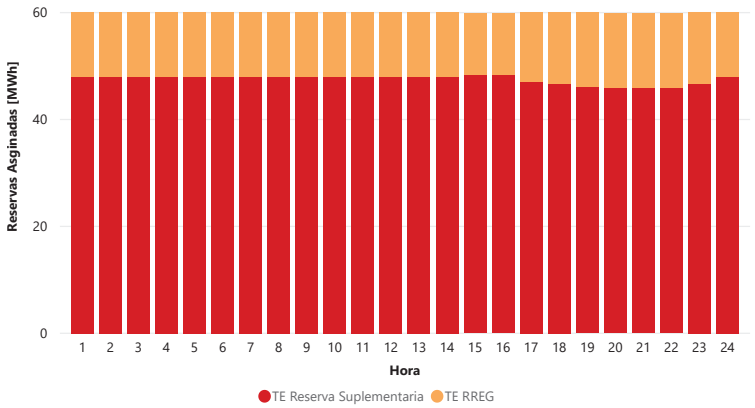
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	3,717.00	3,603.42	113.28	0.00	18	07MOR-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	1,797.00	1,877.05	-80.38	0.00	11	07GAO-115	1	1	1

PML, precios de Servicios Conexos, asignación y despacho [$/MWh]

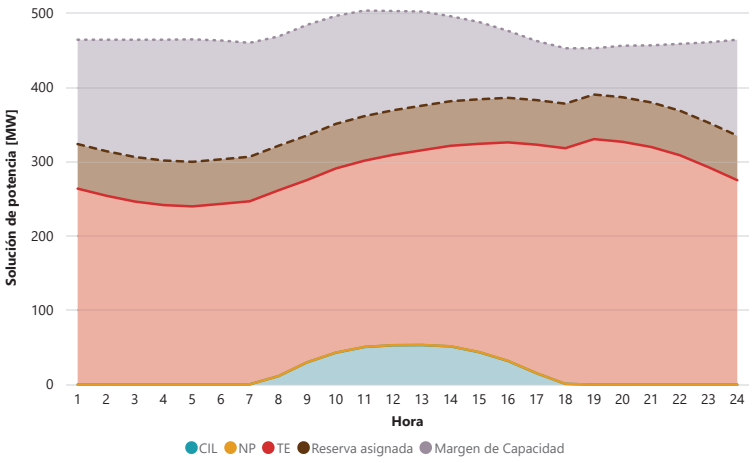
PML promedio, 24 horas (BCS)



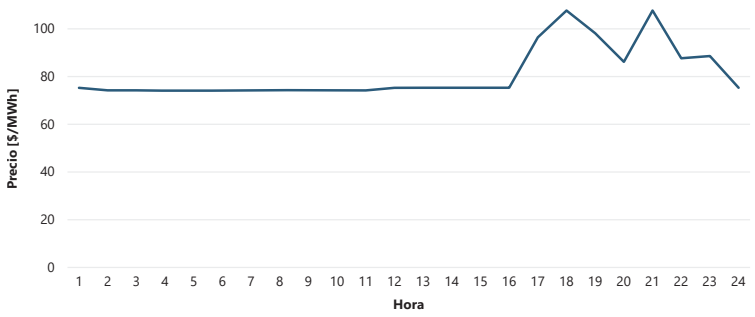
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



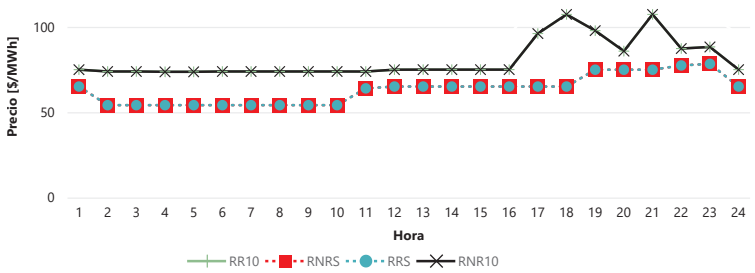
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



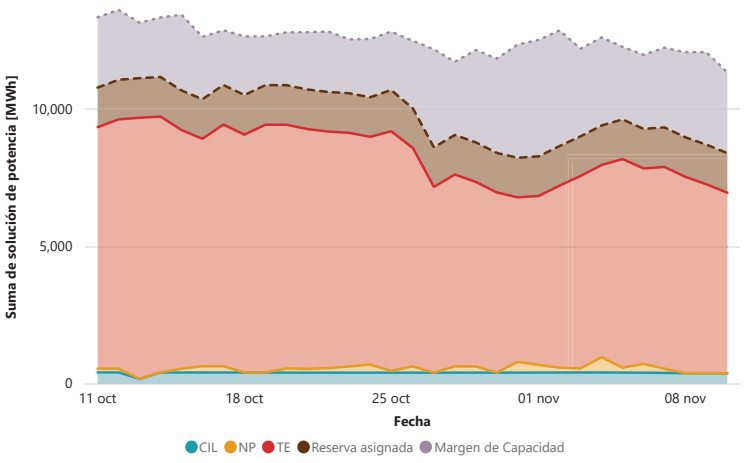
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días (BCS)



Distribución de PML para el día de Operación (BCS)

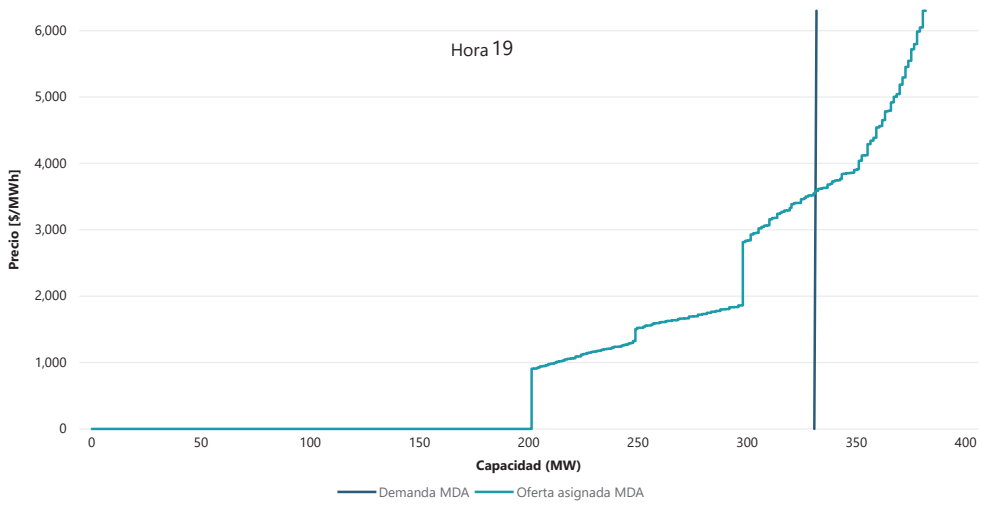
Rango	Día de Operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.00	0.00
[0 a 3,975)	100.00	100.00	97.20	41.90
[3,975 a 7,950)	0.00	0.00	2.80	58.10
[7,950 a 11,925)	0.00	0.00	0.00	0.00
[11,925 a 15,900)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,900 a 19,875)	0.00	0.00	0.00	0.00
[19,875 a 23,850)	0.00	0.00	0.00	0.00
[23,850 a 27,825)	0.00	0.00	0.00	0.00
[27,825 a 31,800)	0.00	0.00	0.00	0.00
[31,800 a 35,775)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

Día de operación: 10 nov 2020

Análisis de la hora pico MDA [$/MWh, MW, MWh, y %]

Curva de oferta asignada y demanda, hora pico (BCS)



Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

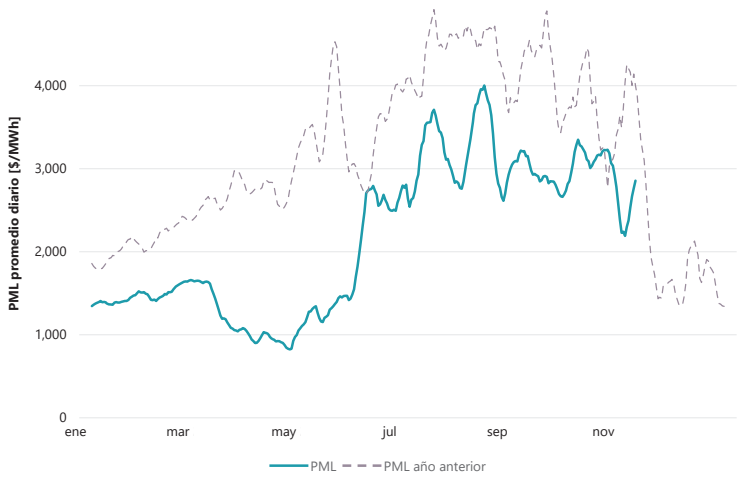
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	19	14.29
Térmica Convencional	19	0.00
Turbo Gas	19	85.71

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación

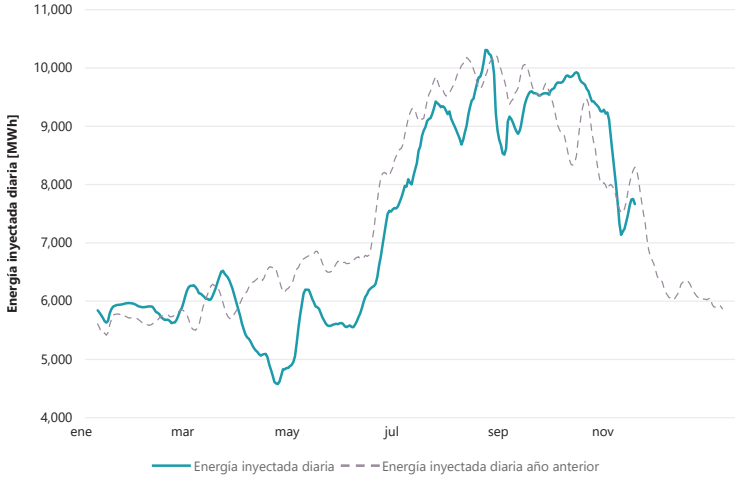
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	19	0.00	385.38
NP	19	0.00	1.45
TE	19	452.91	10,946.19
Total	**19**	**452.91**	**11,333.01**

Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]

PML promedio diario, promedio móvil 7 días (BCS)

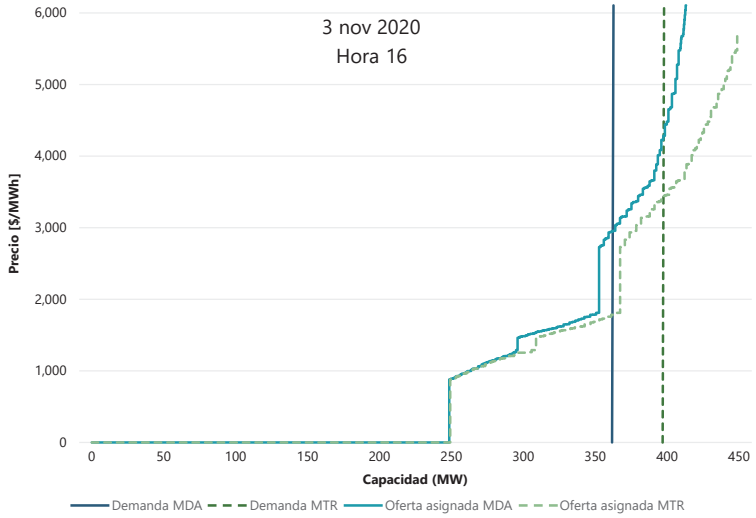


Energía inyectada diaria, promedio móvil 7 días (BCS)

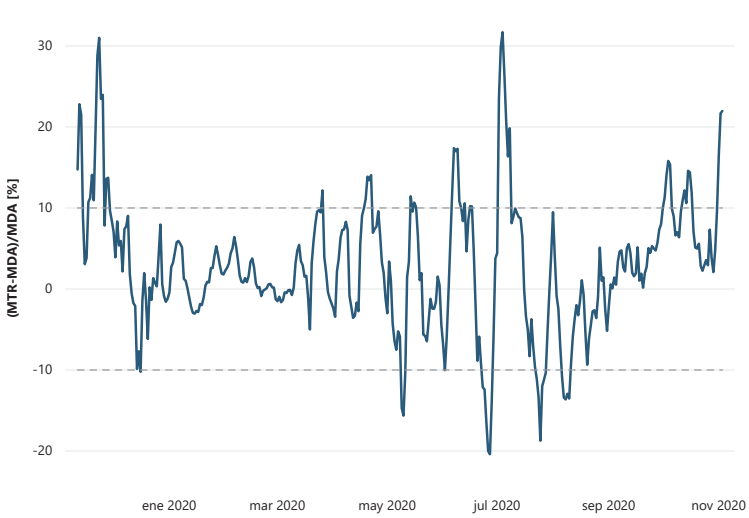


Análisis de la diferencia entre el MDA y el MTR [$/MWh, MW, y %]

Curva de oferta asignada y demanda en la hora pico MDA, 7 días atrás (BCS)



Convergencia de PML, media móvil 7 días (BCS)



Glosario de términos

Precio Marginal Local (PML) promedio por Sistema.

El PML promedio del día (punto negro) se calcula como la media aritmética de los promedios horarios de todos los PML.

Verde:	Desde el precio piso del Sistema hasta el PML promedio del año anterior más una desviación estándar.
Amarillo:	Desde el PML promedio del año anterior más una desviación estándar hasta el PML promedio del año anterior más dos desviaciones estándar.
Naranja:	Desde el PML promedio del año anterior más dos desviaciones estándar hasta el precio tope del Sistema.

Margen de Capacidad promedio del día después de reservas.

Promedio de la capacidad disponible después de satisfacer la demanda más los requerimientos de reservas para el Día de Operación.

Naranja:	Desde cero hasta el promedio del 5 % de las horas del año anterior con los valores mínimos de Margen de Capacidad.
Amarillo:	Desde el promedio del 5 % de las horas del año anterior con los valores mínimos de Margen de Capacidad hasta el promedio del 45 % de las horas del año anterior con los valores mínimos de Margen de Capacidad.
Verde:	Desde el promedio del 45 % de las horas del año anterior con los valores mínimos de Margen de Capacidad hasta 100 %.

$$CO_i = LDMax_{i_{HI,TE}} + SP_{i_{CIL}} + SP_{i_{NP}} + SP_{i_{RN}} + SP_{i_{IMP}}$$

$$D_i = SP_{i_{CIL}} + SP_{i_{NP}} + SP_{i_{RN}} + SP_{i_{TE}} + SP_{i_{HI}} + SP_{i_{IMP}}$$

$$MC_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^{24} \left(CO_i - D_i - Res_{i_{HI,TE}} \right)}{24}$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
CO_i	Capacidad Ofertada para la hora i.
$LDMax_{i_{HI,TE}}$	Límite de Despacho Económico Máximo en la hora i de la generación HI programable y TE económica.
$SP_{i_{CIL}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta CIL.
$SP_{i_{NP}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta NP.
$SP_{i_{RN}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta RN.
$SP_{i_{TE}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta TE
$SP_{i_{HI}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta HI.
$SP_{i_{IMP}}$	Solución de Potencia en la hora i de IMP asignadas.
D_i	Demanda para la hora i.
$Res_{i_{HI,TE}}$	Reservas asignadas en la hora i de la generación HI programable y TE económica.
MC_{prom}	Margen de Capacidad promedio del Día de Operación.

Margen de Capacidad mínimo después de reservas.

Valor mínimo de la capacidad disponible horaria después de satisfacer la demanda más los requerimientos de reservas para el Día de Operación y promedio de los valores mínimos de la capacidad disponible horaria después de satisfacer la demanda más los requerimientos de reservas de los últimos 21 Días de Operación.

$$MC_i = \left\{ \frac{CO_i - D_i - Res_{i_{HI,TE}}}{CO_i} \right\} * 100$$

$$MCM_d = min\{MC_i\}$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
d	Día de Operación.
MCM_d	Margen de Capacidad Mínimo para el Día de Operación.
CO_i	Capacidad Ofertada para la hora i.
D_i	Demanda para la hora i.
$Res_{i_{HI,TE}}$	Reservas asignadas en la hora i de la generación HI programable y TE.
MC_i	Margen de Capacidad en la hora i.

Demanda pico.

Evolución del valor máximo de la demanda horaria en el MDA para los últimos 21 Días de Operación comparada con los mismos 21 Días de Operación del año anterior.

$$D_i = \left\{ SP_{i_{CIL}} + SP_{i_{NP}} + SP_{i_{RN}} + SP_{i_{HI}} + SP_{i_{TE}} + SP_{i_{IMP}} \right\}$$

$$D_{max_d} = max\{D_i\}$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
d	Día de Operación.
D_i	Demanda la hora i para el Día de Operación.
$SP_{i_{CIL}}$	Solución de Potencia en la hora h del tipo de oferta CIL.
$SP_{i_{NP}}$	Solución de Potencia en la hora h del tipo de oferta NP.
$SP_{i_{RN}}$	Solución de Potencia en la hora h del tipo de oferta RN.
$SP_{i_{HI}}$	Solución de Potencia en la hora h del tipo de oferta HI.
$SP_{i_{TE}}$	Solución de Potencia en la hora h del tipo de oferta TE.
$SP_{i_{IMP}}$	Solución de Potencia en la hora h de IMP asignadas.
D_{max_d}	Demanda Pico del Día de Operación.

Demanda promedio del día.

Promedio de la sumatoria de las Soluciones de Potencia por tipo de generación para el Día de Operación.

Naranja:	Demanda promedio diaria superior al 100 % de la demanda diaria máxima del año anterior.
Amarillo:	Demanda promedio diaria a partir del 50 % de la demanda diaria máxima del año anterior hasta el 100 % de la demanda diaria máxima del año anterior.
Verde:	Demanda promedio diaria inferior al 50 % de la demanda diaria máxima del año anterior.

$$D_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^{24} \left(SP_{i_{CIL}} + SP_{i_{NP}} + SP_{i_{RN}} + SP_{i_{HI}} + SP_{i_{TE}} + SP_{i_{IMP}} \right)}{24}$$

Donde

D_{prom}	Demanda promedio para el Día de Operación.
i	Hora del Día de Operación.
$SP_{i_{CIL}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta CIL.
$SP_{i_{NP}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta NP.
$SP_{i_{RN}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta RN.
$SP_{i_{HI}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta HI.
$SP_{i_{TE}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta TE.
$SP_{i_{IMP}}$	Solución de Potencia en la hora i de IMP asignadas.

Cortes de energía de la solución del MDA.

Sumatoria de los Cortes de Energía en la solución del MDA. Cuando se presentan cortes de energía, los precios tienden a ser iguales o cercanos al precio tope del sistema.

$$Ce = \sum_{i=1}^{24} Corte_i$$

	i	Hora del Día de Operación.
Donde	Ce	Sumatoria de Cortes de Energía para el Día de Operación.
	$Corte_i$	Corte de Energía en la hora i del Día de Operación.

PML máximo y mínimo.

Información de los NodosP en los cuales se registraron los PML máximo y mínimo del Sistema en el Día de Operación.

PML promedio, 24 horas.

PML promedio horario del MDA para el Día de Operación en el sistema.

Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas.

Asignación por tipo de Reserva de Regulación y Reserva Suplementaria del tipo de generación Térmica económica e Hidroeléctrica programable.

$$RS_{i_{TE}} = RNR10_{i_{TE}} + RR10_{i_{TE}} + RNRS_{i_{TE}} + RRS_{i_{TE}}$$

$$RS_{i_{HI}} = RNR10_{i_{HI}} + RR10_{i_{HI}} + RNRS_{i_{HI}} + RRS_{i_{HI}}$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
$RS_{i_{TE}}$	Reserva Suplementaria asignada en la hora i de la generación TE económica.
$RS_{i_{HI}}$	Reserva Suplementaria asignada en la hora i de la generación HI programable.
$RNR10_{i_{TE}}$	Reserva No Rodante de 10 minutos asignada en la hora i de la generación TE económica.
$RNR10_{i_{HI}}$	Reserva No Rodante de 10 minutos asignada en la hora i de la generación HI programable.
$RR10_{i_{TE}}$	Reserva Rodante de 10 minutos asignada en la hora i de la generación TE económica.
$RR10_{i_{HI}}$	Reserva Rodante de 10 minutos asignada en la hora i de la generación HI programable.
$RNRS_{i_{TE}}$	Reserva No Rodante Suplementaria asignada en la hora i de la generación TE económica.
$RNRS_{i_{HI}}$	Reserva No Rodante Suplementaria asignada en la hora i de la generación HI programable.
$RRS_{i_{TE}}$	Reserva Rodante Suplementaria asignada en la hora i de la generación TE económica.
$RRS_{i_{HI}}$	Reserva Rodante Suplementaria asignada en la hora i de la generación HI programable.

Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas.

Despacho económico horario por tipo de oferta incluyendo el requerimiento de reserva asignada y la capacidad disponible no asignada en el MDA para el Día de Operación en el sistema.

$$\begin{array}{c} SP_{CIL_i} \\ SP_{NP_i} \\ SP_{RN_i} \\ SP_{TE_i} \\ SP_{HI_i} \\ SP_{IMP_i} \\ Res_i \\ MC_i \end{array}$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
SP_{CIL}	Solución de Potencia del tipo de oferta CILen la hora i.
SP_{NP}	Solución de Potencia del tipo de oferta NP en la hora i.
SP_{RN}	Solución de Potencia del tipo de oferta RN en la hora i.
SP_{TE}	Solución de Potencia del tipo de oferta TE en la hora i.
SP_{HI}	Solución de Potencia del tipo de oferta HI en la hora i.
SP_{IMP}	Solución de Potencia en la hora i de IMP asignadas.
Res_i	Reservas asignadas en la hora i.
MC_i	Margen de Capacidad en la hora i.

Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas.

Precio promedio horario de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia en el MDA para el Día de Operación en el sistema.

Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas.

Precio promedio horario de Reservas Rodantes de 10 minutos, Reservas No Rodantes de 10 minutos, Reservas Rodantes Suplementarias y Reservas No Rodantes Suplementarias en el MDA para el Día de Operación en el sistema.

Despacho y asignación por tipo de generación, 30 días.

Sumatoria diaria del despacho económico por tipo de oferta incluyendo el requerimiento de reserva asignada y la capacidad disponible no asignada en el MDA para los últimos 30 Días de Operación en el Sistema.

$$
\begin{aligned}
SP_{CIL_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{CIL_i} \\
SP_{NP_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{NP_i} \\
SP_{RN_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{RN_i} \\
SP_{TE_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{TE_i} \\
SP_{HI_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{HI_i} \\
SP_{IMP_d} &= \sum_{i=1}^{24} SP_{IMP_i} \\
Res_d &= \sum_{i=1}^{24} Res_i \\
MC_d &= \sum_{i=1}^{24} MC_i
\end{aligned}
$$

Donde

d	Día de Operación.
i	Hora del Día de Operación.
SP_{CIL_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta CIL para el Día de Operación d.
SP_{CIL_i}	Solución de Potencia del tipo de oferta CIL para la hora i del Día de Operación.
SP_{NP_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta NP para el Día de Operación d.
SP_{NP_i}	Solución de Potencia del tipo de oferta NP para la hora i del Día de Operación.
SP_{RN_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta RN para el Día de Operación d.
SP_{RN_i}	Solución de Potencia del tipo de oferta RN para la hora i del Día de Operación.
SP_{TE_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta TE para el Día de Operación d.
SP_{TE_i}	Solución de Potencia del tipo de oferta TE para la hora i del Día de Operación.
SP_{HI_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta HI para el Día de Operación d.
SP_{HI_i}	Solución de Potencia del tipo de oferta HI para la hora i del Día de Operación.
SP_{IMP_d}	Solución de Potencia en el Día de Operación d de IMP asignadas.
SP_{IMP_i}	Solución de Potencia de la hora i de IMP asignadas en el Día de Operación.
Res_d	Reservas asignadas para el Día de Operación d.
Res_i	Reservas asignadas en la hora i para el Día de Operación.
MC_d	Margen de Capacidad para el Día de Operación d.
MC_i	Margen de Capacidad en la hora i para el Día de Operación.

Distribución del PML para el Día de Operación.

Comparativo de la distribución de los PML (NodoP-hora) del MDA para el Día de Operación, 7 días previos, promedio de los últimos 21 Días de Operación y promedio de los 21 Días de Operación equivalentes del año previo.

Curva de oferta asignada y demanda, hora pico.

Estimación del precio de cierre del mercado a partir de los siguientes supuestos:

a. Sólo se consideran Ofertas de Compra y Ofertas de Venta asignadas.
b. Sólo se analizan las UCE cuya Solución de Potencia es mayor que cero.
c. No se incluye en el cálculo la asignación ni los requerimientos de reservas.
d. El rango ofertado despachable de las UCE hidroeléctricas (HI) se calcula como la diferencia entre el Límite de Despacho Económico Mínimo y Máximo.
e. Se estima que la energía base (precio cero) corresponde a la sumatoria de los tres elementos siguientes: (1) Límites Mínimos de Despacho Económico de las Ofertas de Venta HI (2) Solución de Potencia de las Ofertas de Venta CIL, NP y RN y (3) Valor mínimo entre los Límites Mínimos de Despacho Económico y la Solución de Potencia de las Ofertas de Venta TE.
f. Se considera que la demanda máxima es inflexible.
g. Sólo se incluyen las Ofertas de Importación asignadas. Las importaciones asignadas por Confiabilidad son consideradas a precio cero.

Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología.

Porcentaje de las UCE por tipo de tecnología térmica que se encuentran asignadas entre el Límite de Despacho Económico Mínimo y el Límite de Despacho Económico Máximo. Se descarta del análisis las UCE HI.

$$
DP_{T_h} = \frac{UCE_j}{UCE_{TE}} * 100
$$

Donde

DP_{T_h}	Despacho parcial por tipo de tecnología en la hora de Demanda Pico.
j	Grupo de tecnología perteneciente al tipo de oferta TE
h	Hora de Demanda Pico.
UCE_j	Número de UCE de un grupo de tecnología perteneciente a la oferta TE despachada dentro de sus límites de despacho económico.
UCE_{TE}	Número total de UCE perteneciente a la oferta TE dentro de sus límites de despacho económico.

Capacidad y energía ofertada por tipo de generación.

Suma de la capacidad ofertada por tipo de Oferta de Venta para la hora en que se registró la demanda máxima y la Solución de Potencia por tipo de Oferta de Venta en el MDA para el Día de Operación.

$$
Cap_h = \begin{cases} SP_{CIL_h} \\ SP_{NP_h} \\ SP_{NP_h} \\ LDMax_{TE_h} \\ LDMax_{HI_h} \\ SP_{IMP_h} \end{cases}
$$

Donde

h	Hora de Demanda Pico.
Cap_h	Capacidad en la hora h.
SP_{CIL_h}	Solución de Potencia del tipo de oferta CIL en la hora h.
SP_{NP_h}	Solución de Potencia del tipo de oferta NP en la hora h.
SP_{RN_h}	Solución de Potencia del tipo de oferta RN en la hora h.
$LDMax_{TE_h}$	Límite de Despacho Económico Máximo del tipo de oferta TE económica en la hora h.
$LDMax_{HI_h}$	Límite de Despacho Económico Máximo del tipo de oferta HI programable en la hora h.
SP_{IMP_h}	Solución de Potencia en la hora h de IMP asignadas.

$$
E_D = \begin{cases} \sum_{i=1}^{24} SP_{CIL_i} \\ \sum_{i=1}^{24} SP_{NP_i} \\ \sum_{i=1}^{24} SP_{RN_i} \\ \sum_{i=1}^{24} LDMax_{TE_i} \\ \sum_{i=1}^{24} LDMax_{HI_i} \\ \sum_{i=1}^{24} SP_{IMP_i} \end{cases}
$$

Donde

i	Hora del Día de Operación.
E_D	Energía diaria.
$SP_{i_{CIL}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta CIL.
$SP_{i_{NP}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta NP.
$SP_{i_{RN}}$	Solución de Potencia en la hora i del tipo de oferta RN.
$LDMax_{TE_i}$	Límite de Despacho Económico Máximo del tipo de oferta TE económica en la hora i.
$LDMax_{HI_i}$	Límite de Despacho Económico Máximo del tipo de oferta HI programable en la hora i.
$SP_{i_{IMP}}$	Solución de Potencia en la hora i de IMP asignadas.

PML promedio diario, promedio móvil 7 Dias.

Comparativo entre el promedio móvil de 7 días del PML promedio diario en el MDA para el año en curso y el año inmediato anterior.

$$
\overline{PML}_{7d} = \frac{\sum_{k=0}^{6} PML_{d-k}}{7}
$$

Donde

$\overline{PML}_{7d}$	PML promedio móvil 7 días.
d	Día de Operación.
k	Número de días anteriores al Día de Operación actual.
PML_{d-k}	PML promedio del k-ésimo día previo al Día de Operación actual.

Energía Inyectada Diaria, Promedio Móvil 7 Días.

Comparativo entre el promedio móvil de 7 días de la sumatoria de Energía Inyectada en el MDA para el año en curso y el año inmediato anterior.

$$
EI_d = SP_{CIL_d} + SP_{NP_d} + SP_{RN_d} + SP_{TE_d} + SP_{HI_d} + SP_{IMP_d}
$$

$$
\overline{EI}_{7d} = \frac{\sum_{k=0}^{6} EI_{d-k}}{7}
$$

Donde

EI_d	Energía Inyectada para el Día de Operación.
d	Día de Operación.
k	Número de días anteriores al Día de Operación actual.
SP_{CIL_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta CIL para el Día de Operación d.
SP_{NP_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta NP para el Día de Operación d.
SP_{RN_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta RN para el Día de Operación d.
SP_{TE_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta TE para el Día de Operación d.
SP_{HI_d}	Solución de Potencia del tipo de oferta HI para el Día de Operación d.
SP_{IMP_d}	Solución de Potencia de IMP asignadas para el Día de Operación d.
$\overline{EI}_{7d}$	Energía Inyectada promedio móvil 7 días.
EI_{d-k}	Energía Inyectada promedio del k-ésimo día previo al Día de Operación actual.

Curva de oferta asignada y demanda en la hora pico MDA, 7 días atrás.

Comparativo entre la estimación del precio de cierre del MDA y el precio de cierre del MTR para la hora en que se registró la demanda máxima 7 días atrás

Convergencia de PML, Media Móvil 7 días.

Promedio móvil de la diferencia entre el PML promedio del MTR y el PML promedio del MDA.

$$
DIF(MDA-MTR)_d = \frac{PML(MTR)_d - PML(MDA)_d}{PML(MDA)_d}
$$

$$
\overline{DIF}_{7d} = \frac{\sum_{k=0}^{6} DIF(MDA-MTR)_{d-k}}{7}
$$

Donde

d	Día de Operación.
k	Número de días anteriores al Día de Operación actual.
$DIF(MDA-MTR)_d$	Diferencia entre los PML promedio del MDA y MTR para el Día de Operación d.
$PML(MTR)_d$	PML promedio del MTR para el Día de Operación d.
$PML(MDA)_d$	PML promedio del MDA para el Día de Operación d.
$\overline{DIF}_{7d}$	Promedio móvil de 7 días para la diferencia entre los PML del MDA y MTR. promedio .
$DIF(MDA-MTR)_{d-k}$	Diferencia de los PML promedio del MDA y MTR del k-ésimo día previo al Día de Operación actual.