REPORTE DIARIO DEL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO (MDA)

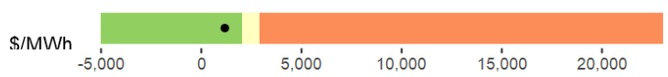
Monitor Independiente del Mercado (MIM)

Día de operación: 16 jul 2019

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

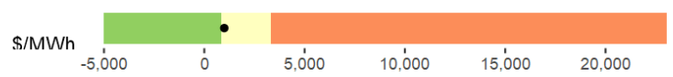
Sistema Interconectado Nacional (SIN)

1,176



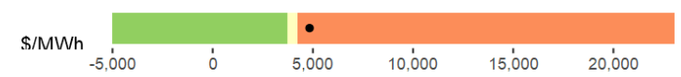
Sistema Interconectado Baja California (BCA)

994



Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

4,834



Análisis preliminar

El margen de capacidad para el BCA, después de considerar requerimientos de reservas, registró un valor mínimo de 1.92% en la hora 21. Las importaciones máximas asignadas fueron de 333 MW durante la hora 16.

El margen de capacidad para el BCS, después de considerar requerimientos de reserva, registró un valor mínimo de 0.02% en la hora 17. Se presentaron PML entre $5,015/MWh y $5,633/MWh en el 92% de sus nodos durante 10 horas.

Se presentó PML de $10,000/MWh en el nodo 08BEL-115 de la Gerencia de Control Regional (GCR) Peninsular durante la hora 7 como resultado de transacciones internacionales con Belice.

Noticias relevantes

El 15 de julio se presentaron 10 Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real: 3 en la GCR Noroeste, 2 en la GCR Norte, 2 en la GCR Noreste, 1 en la GCR Oriental, 1 en la GCR Peninsular y 1 en el BCS,

El 15 de julio, de las 00:14 h a las 00:55 h, la GCR Peninsular, del Sistema Interconectado Nacional, estuvo en Estado Operativo de Emergencia en la Zona Riviera Maya, por falla en el enlace Playa del Carmen L-53170-Chankanaab Dos y tener afectación de carga en la Isla de Cozumel. Enlace

El 15 de julio, de las 17:29 h a las 19:26 h, se declaró el BCS en Estado Operativo de Emergencia por contar con un margen de reserva operativo menor al requerido para soportar la contingencia sencilla. Enlace

Margen de capacidad promedio del día después de reservas [MW] [1]

SIN

7,930

BCA

178

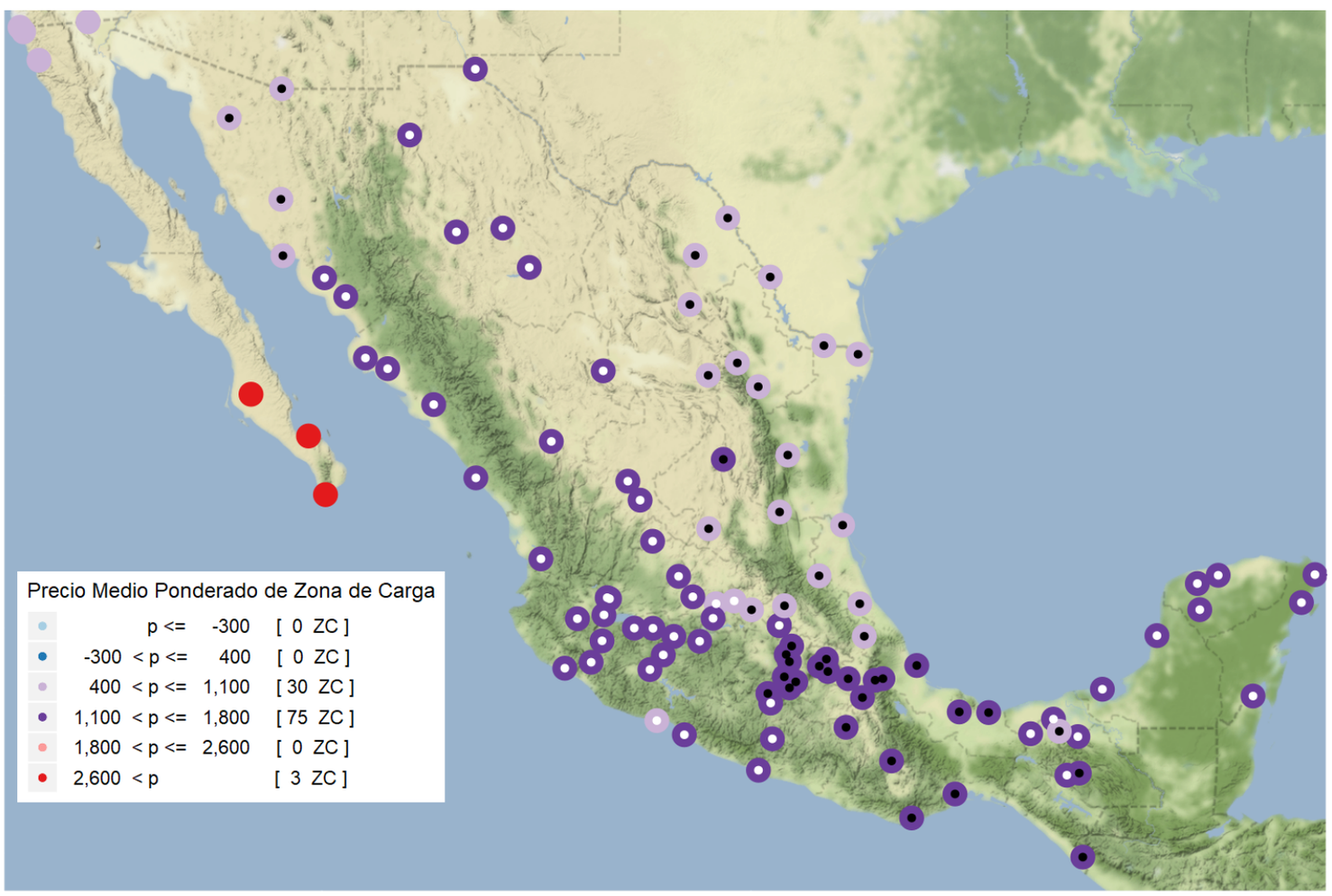
BCS

25

Margen de capacidad mínimo después de reservas [%]

Sistema	Hora	Día de operación (%)	Promedio 21 días (%)
BCA	21	1.92	3.83
BCS	17	0.02	4.56
SIN	22	9.08	12.95

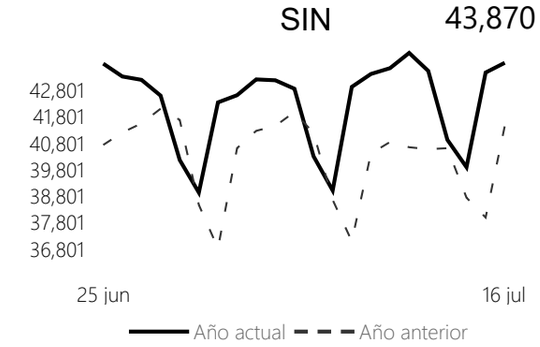
Precio Medio Ponderado de Zona de Carga, promedio diario [$/MWh]



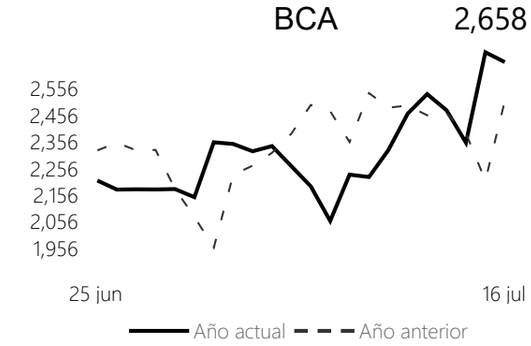
Congestión positiva **(Centros blancos)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es mayor que el costo de la entrega en el nodo de referencia.
Congestión negativa **(Centros negros)** indica que el costo de entrega de energía en este punto es menor que el costo de la entrega en el nodo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

Demanda pico [MW] [2]

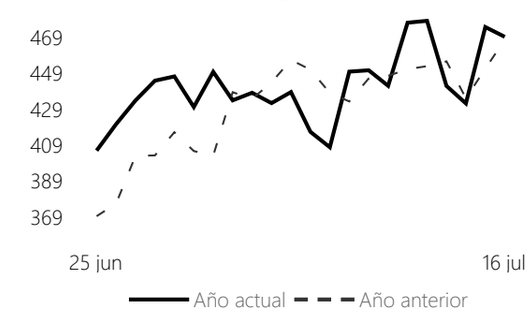
SIN 43,870 MW



BCA 2,658 MW

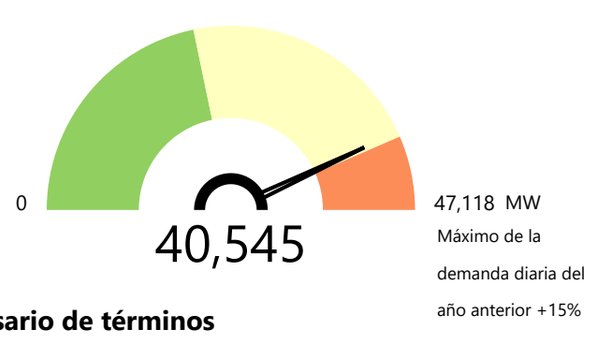


BCS 469 MW



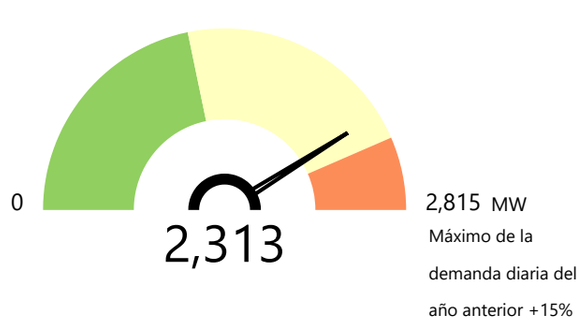
Demanda promedio del día [MW] [3]

SIN



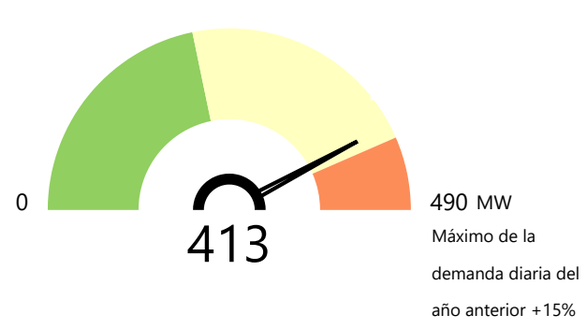
40,545

BCA



2,313

BCS



413

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

[1]. El margen de capacidad se calcula como la capacidad disponible de generación después de suministrar la demanda y los requerimientos de reserva. El área naranja representa el margen de capacidad del 5% de las horas con margen más bajo durante 2017 y 2018, el amarillo el 45% siguiente y el verde el 50% restante.
[2]. La demanda se estima como la suma de inyecciones de energía por generación e importación.
[3]. El área naranja indica una demanda diaria superior al 100% de la demanda diaria máxima del año anterior, el área amarilla entre 50% y 100% y el área verde valores menores al 50%

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

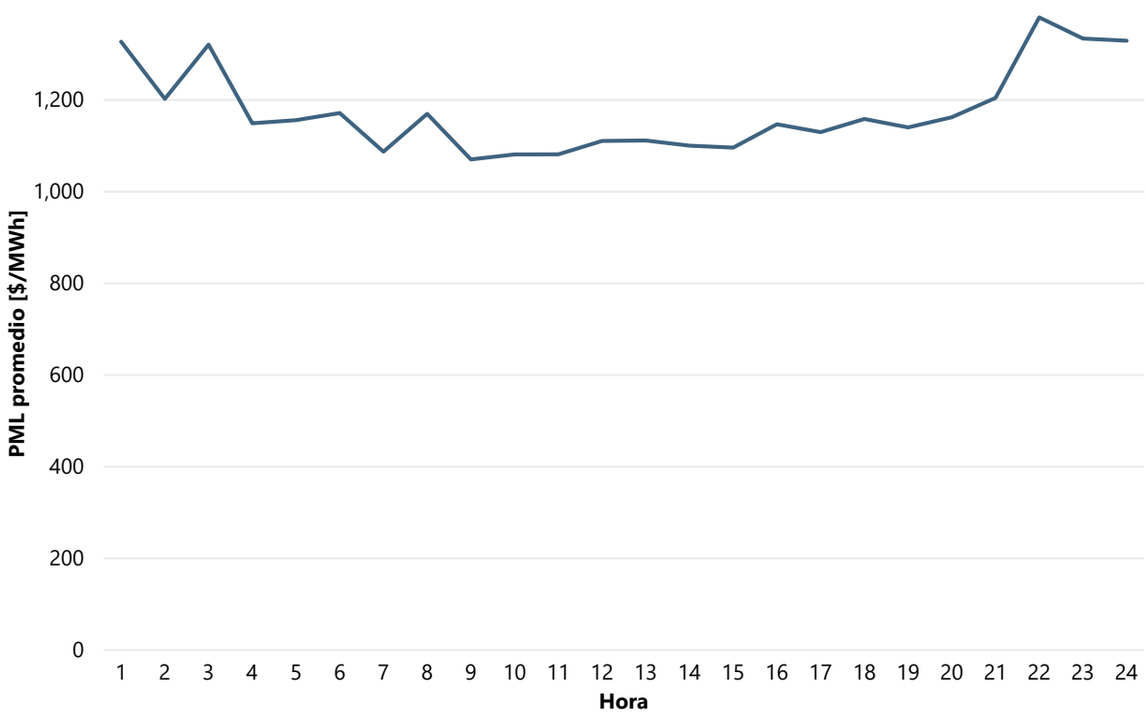
Día de operación: 16 jul 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

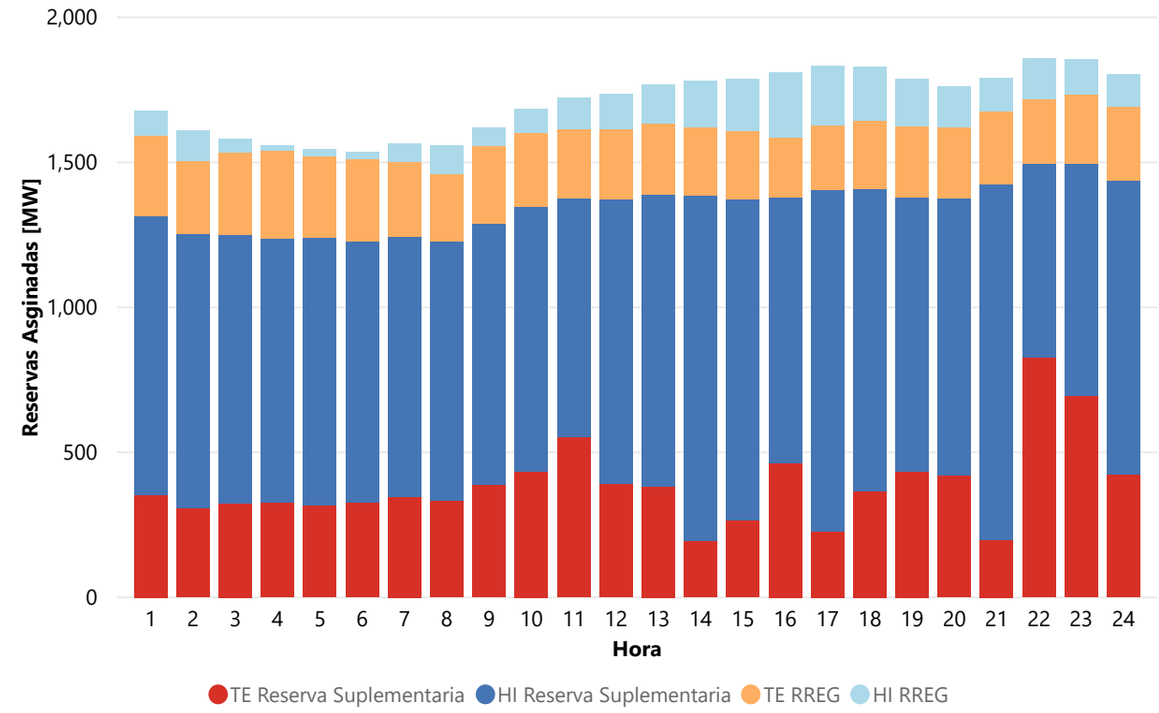
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML			Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
				Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]					
PML MAX	QUINTANA ROO	CHETUMAL	10,000.00	1,019.98	293.48	8,686.54	7	08BEL-115	1	1	1
PML MIN	SONORA	PITIQUITO	240.00	1,114.51	-64.54	-810.24	12	04MNV-230	1	1	1

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

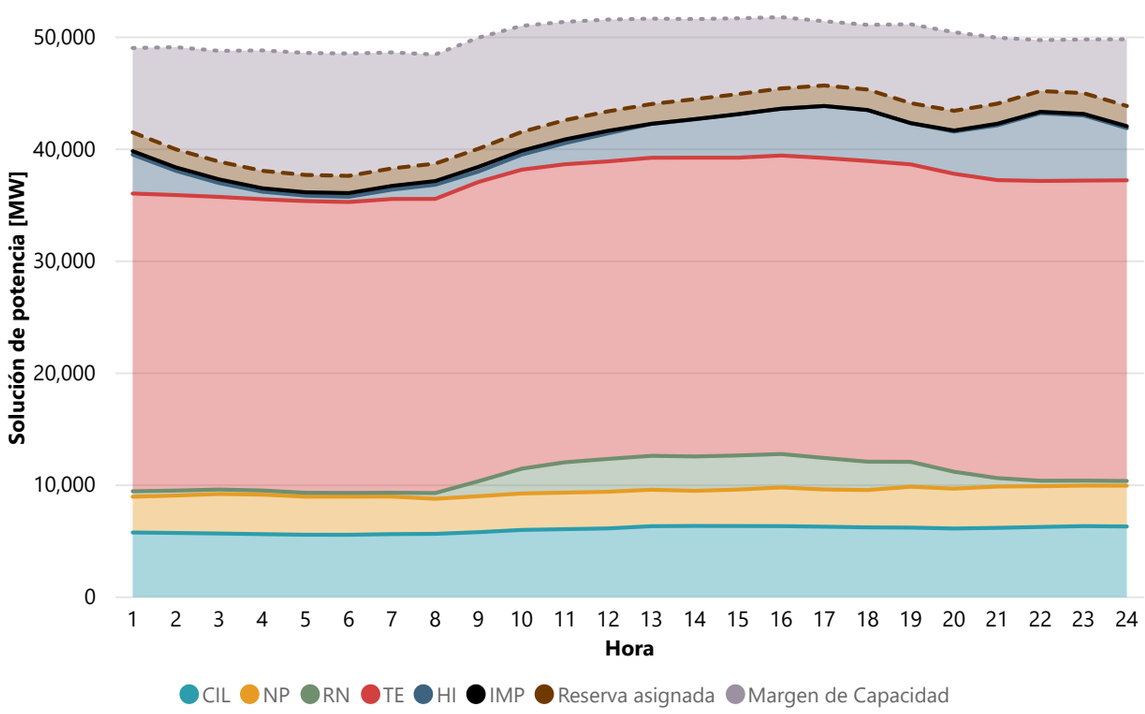
PML promedio, 24 horas (SIN)



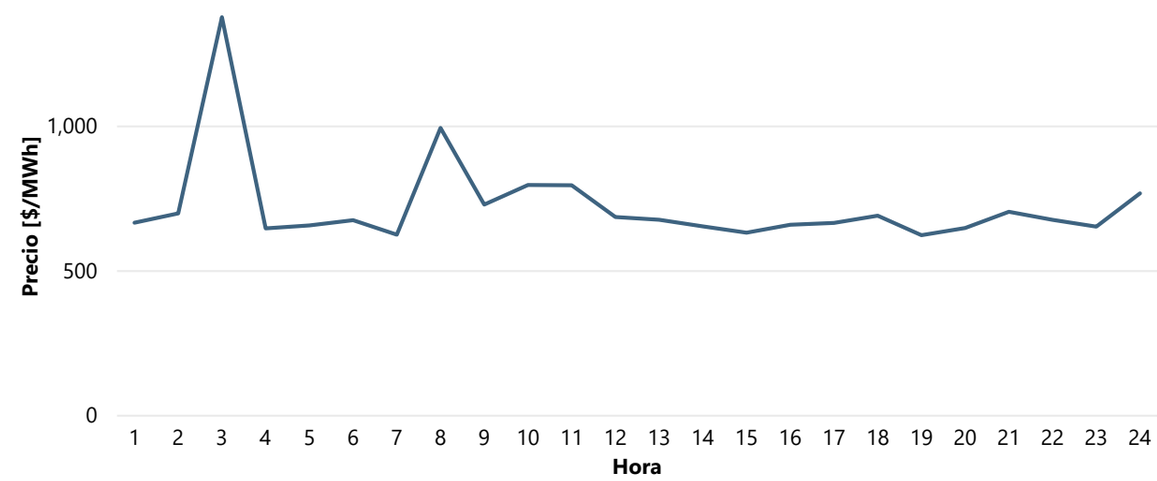
Asignación por tipo de reserva y tipo de generación, 24 horas (SIN)



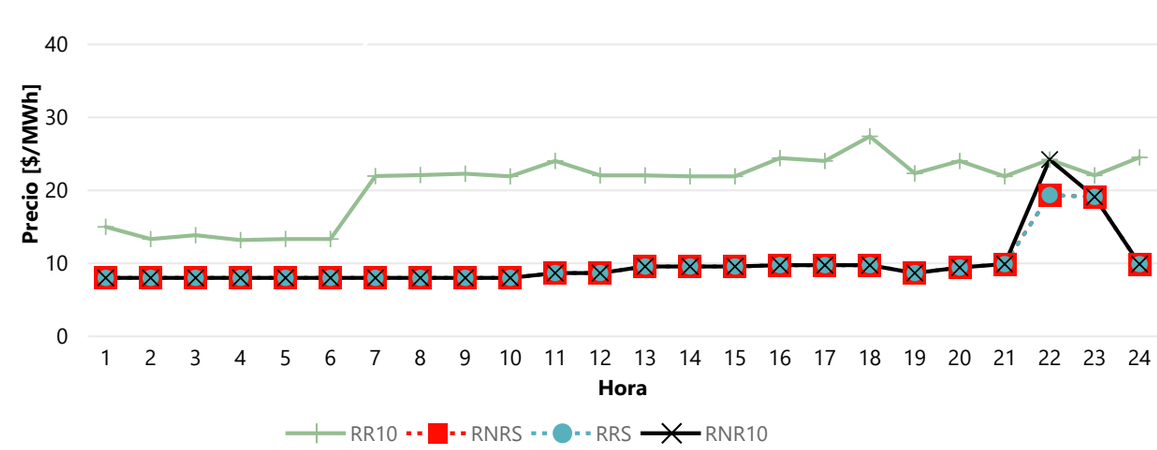
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (SIN)



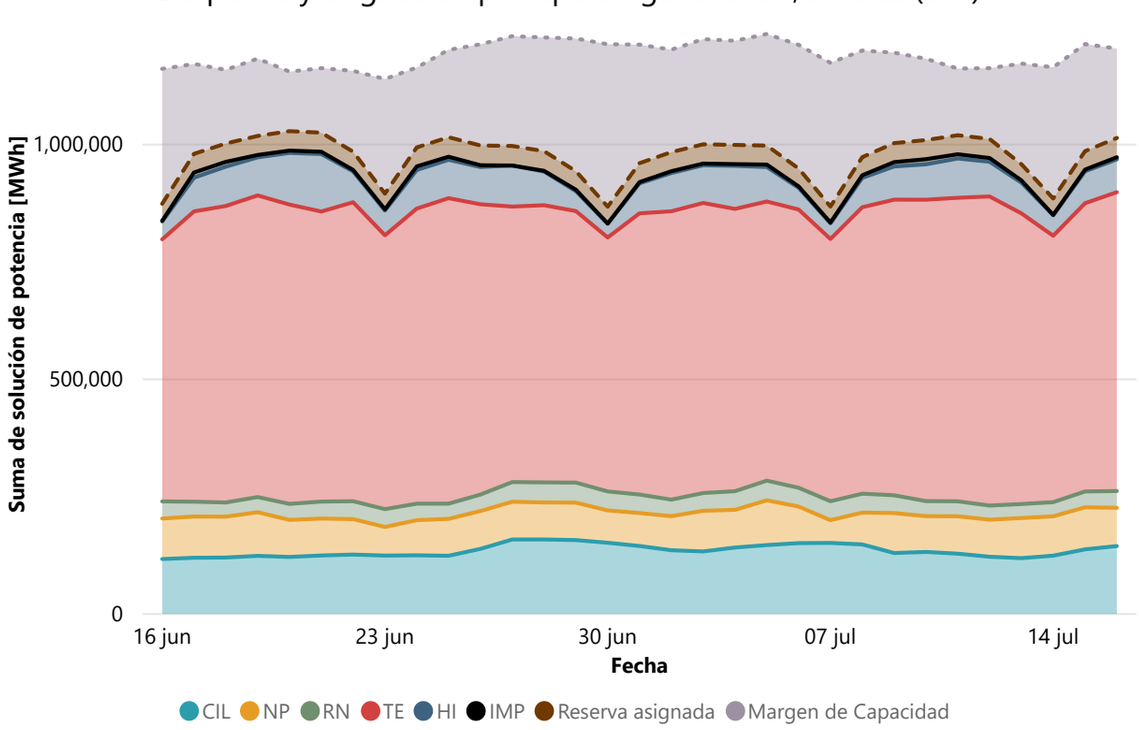
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (SIN)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (SIN)



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



Distribución de PMLs 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 2,562)	99.24	94.51	97.66	86.45
[2,562 a 5,124)	0.75	5.04	2.03	13.23
[5,124 a 7,686)	0.00	0.45	0.28	0.30
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.01	0.01
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	0.00
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.01	0.00
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Día de operación: 16 jul 2019

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

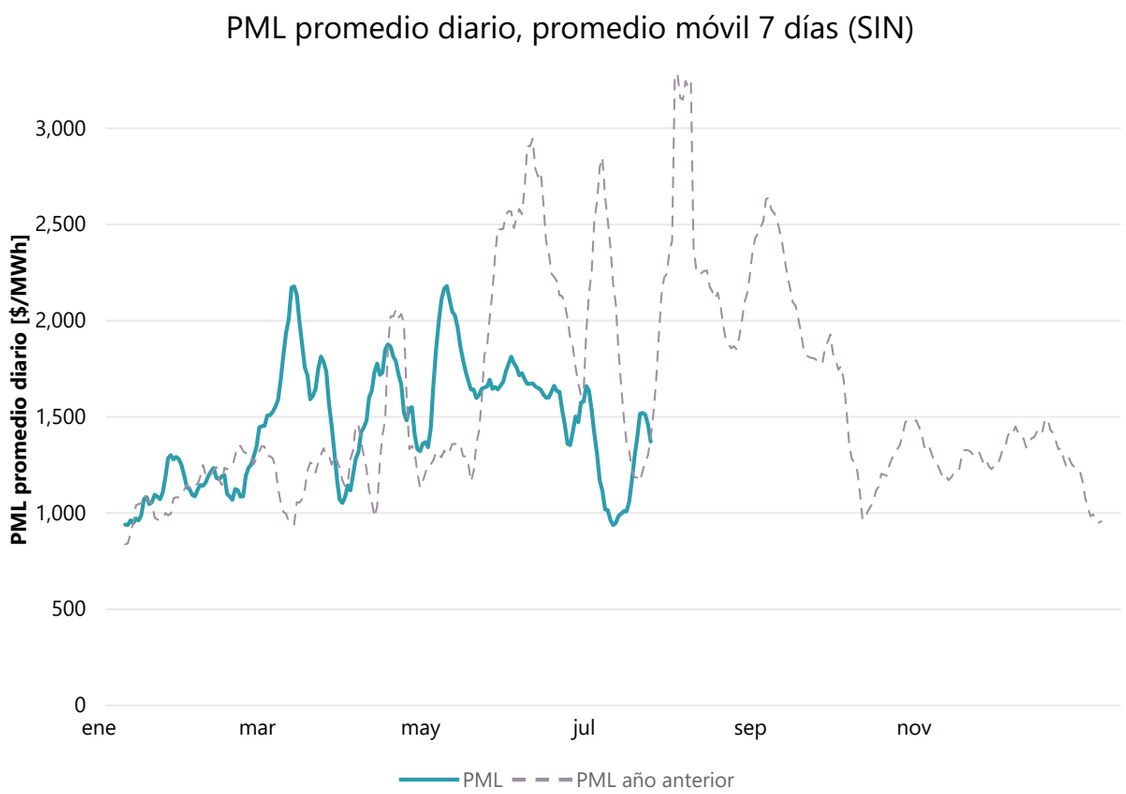
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

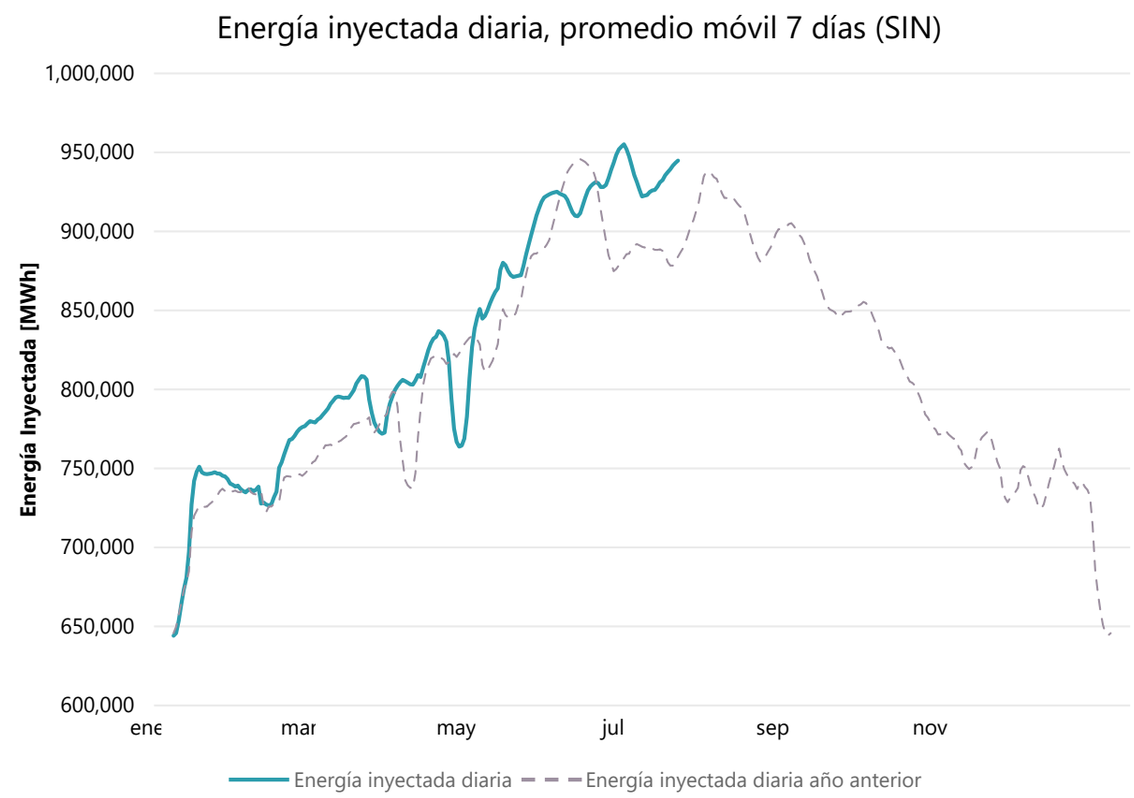
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Carboeléctrica	17	28.57
Ciclo Combinado	17	14.29
Combustión Interna	17	0.00
Importación	17	7.14
Térmica Convencional	17	50.00
Turbo Gas	17	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

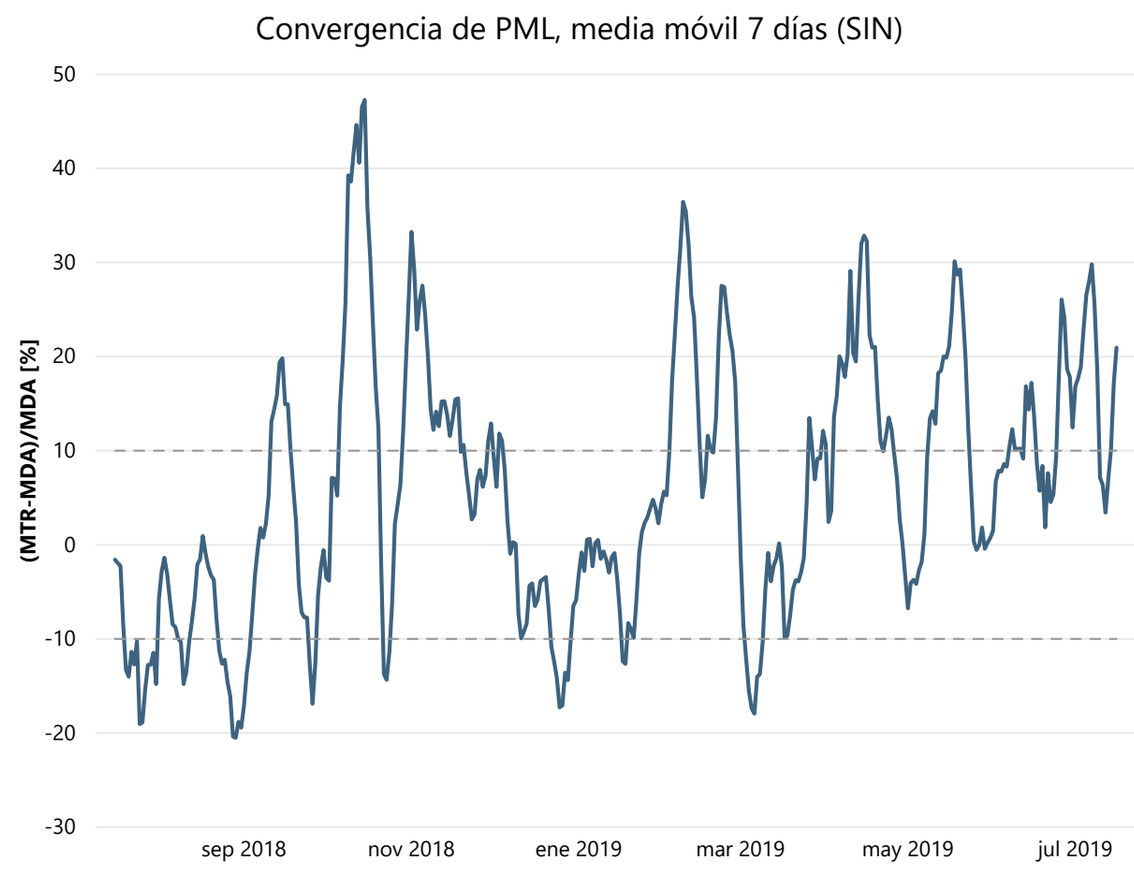
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	6,300.06	144,788.85
HI	17	9,119.24	218,437.76
IMP	17	1.00	4,565.00
NP	17	3,325.15	81,448.89
RN	17	2,811.62	35,763.44
TE	17	29,883.16	719,456.10
Total	**17**	**51,440.23**	**1,204,460.04**

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





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



[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

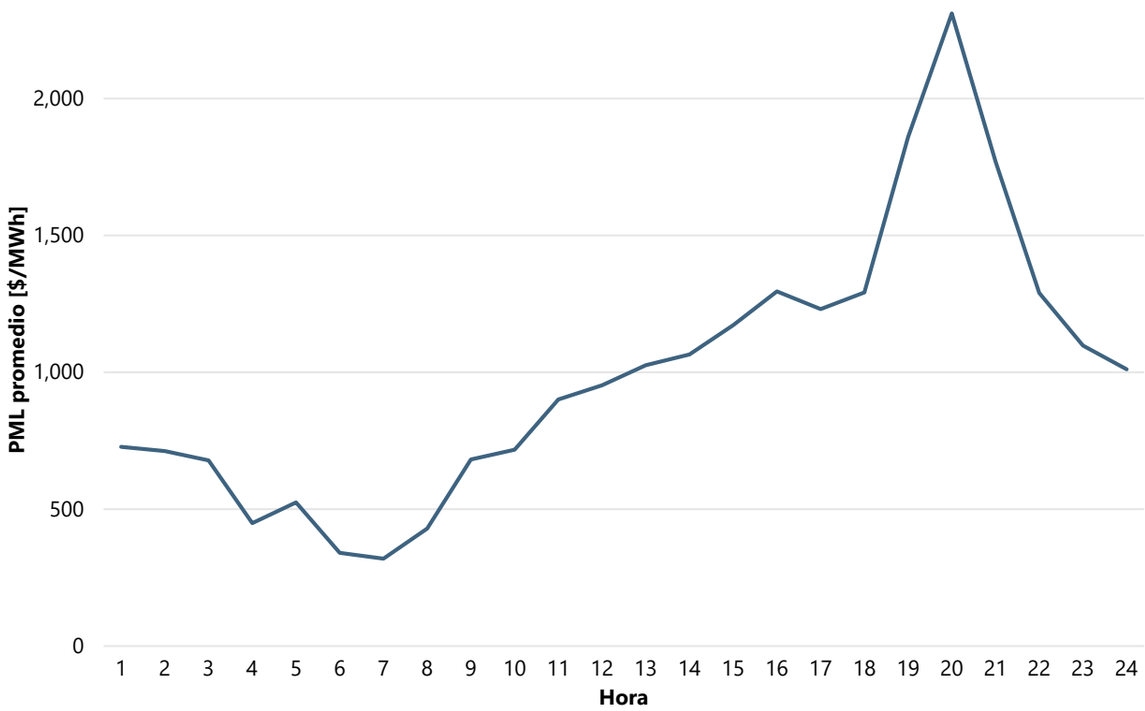
Día de operación: 16 jul 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

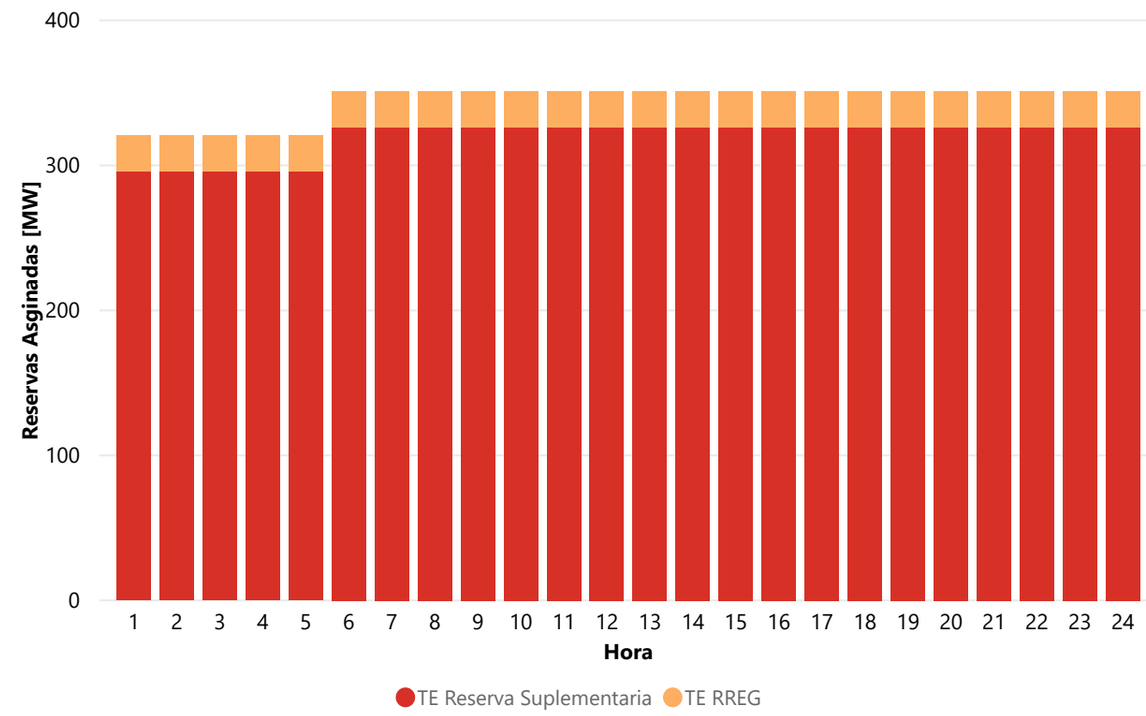
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML: Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI	2,545.00	2,217.90	326.72	0.00	20	07SAF-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA	309.00	312.63	-3.37	0.00	7	07JOV-230	1	1	1

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

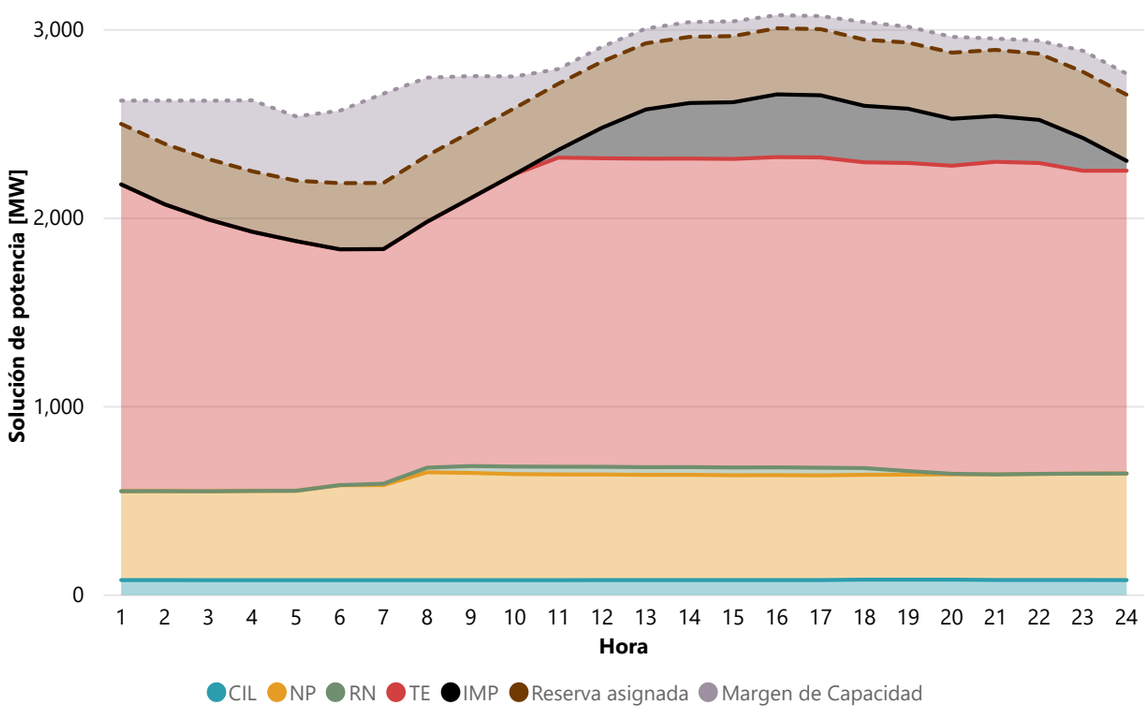
PML promedio, 24 horas (BCA)



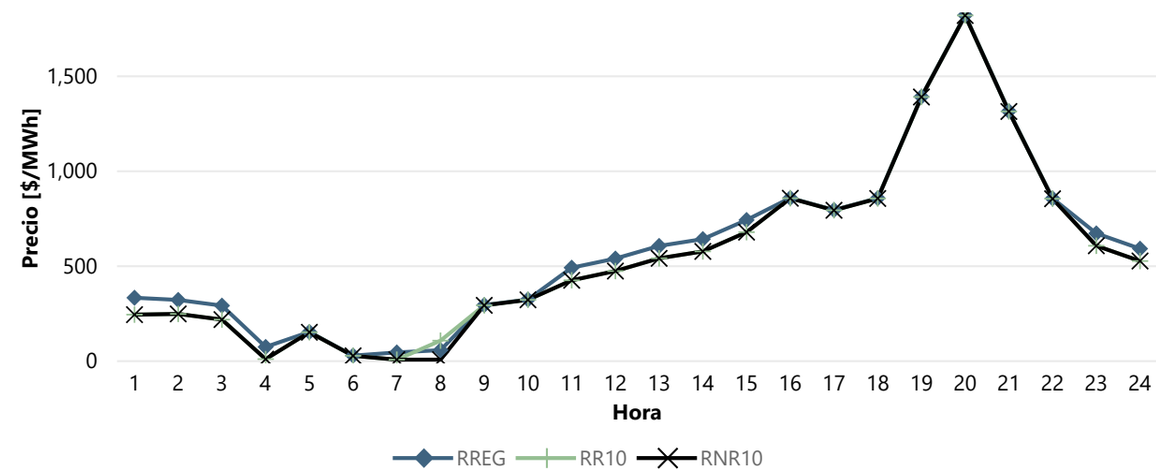
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCA)



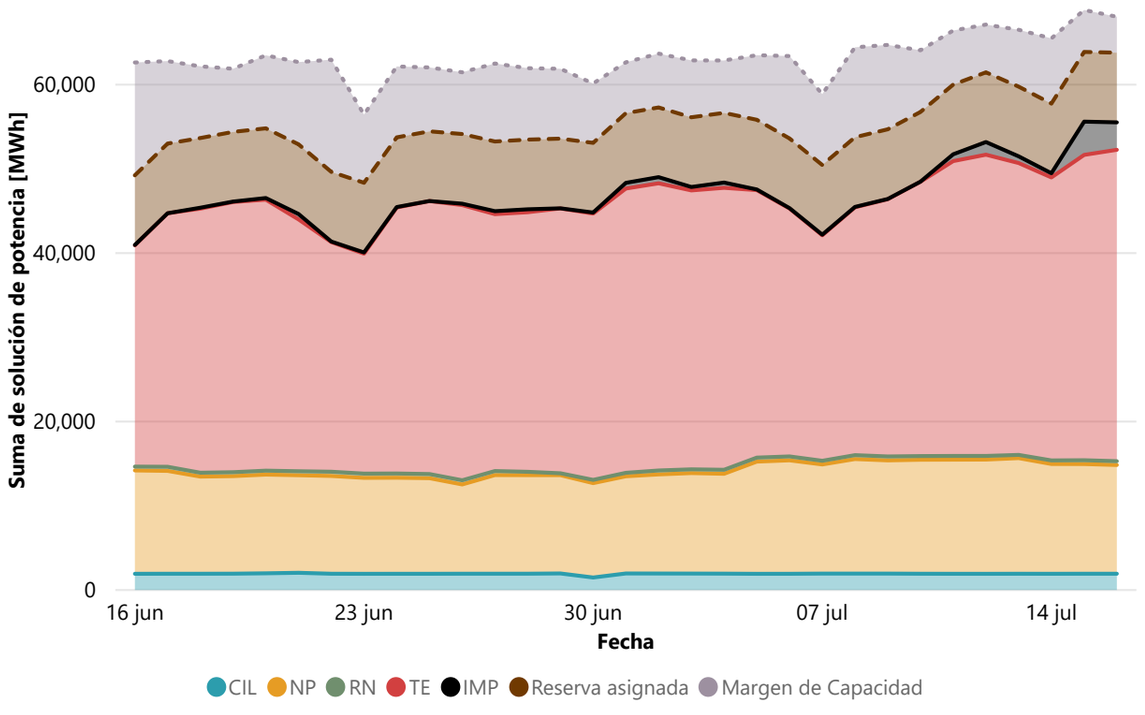
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCA)



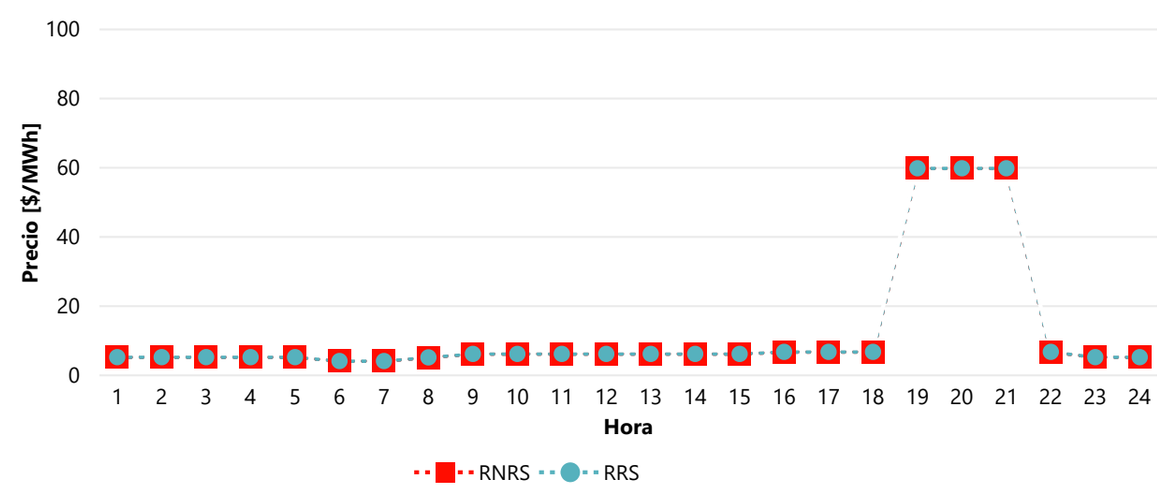
Precios de Servicios Conexos RREG, RR10, y RNR10, 24 horas (BCA)



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



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCA)



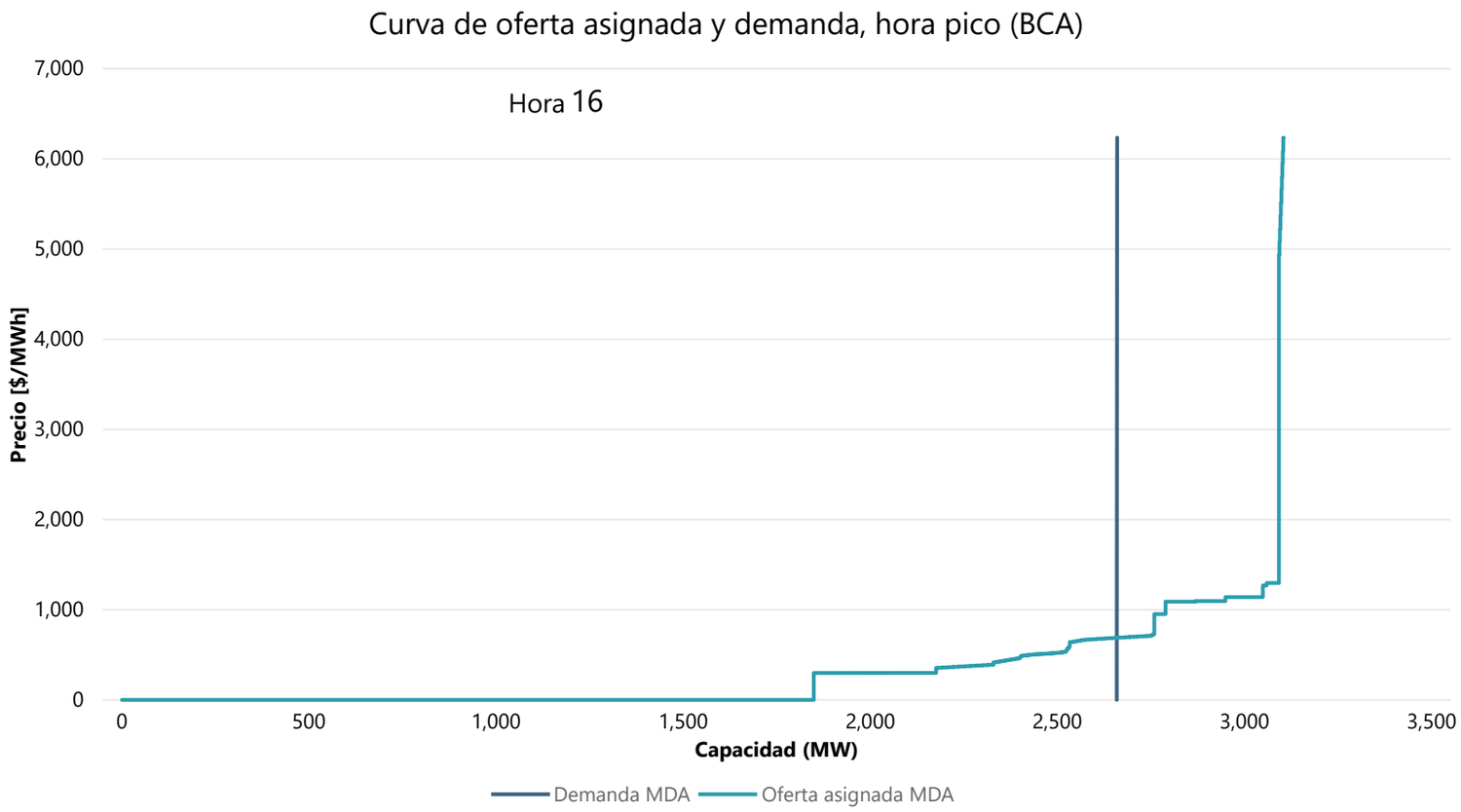
Distribución de PMLs para el día de operación (BCA)

Rango	Día de operación [%]	7 días atras [%]	21 días anteriores [%]	21 días anteriores, 1 año atras [%]
[-5,000 a 0)	0.00	0.00	0.19	0.76
[0 a 2,562)	100.00	100.00	99.55	83.37
[2,562 a 5,124)	0.00	0.00	0.20	7.94
[5,124 a 7,686)	0.00	0.00	0.06	3.77
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.00	0.37
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	0.92
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.00	2.87
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

Día de operación: 16 jul 2019

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



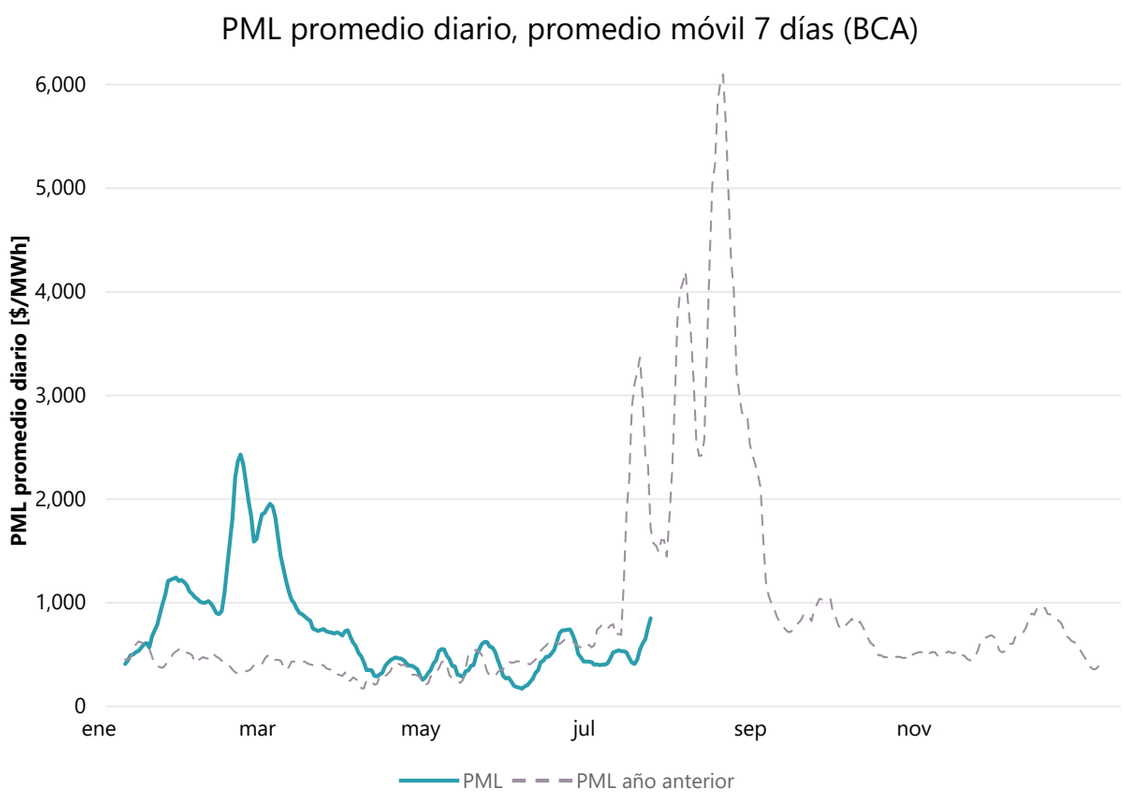
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

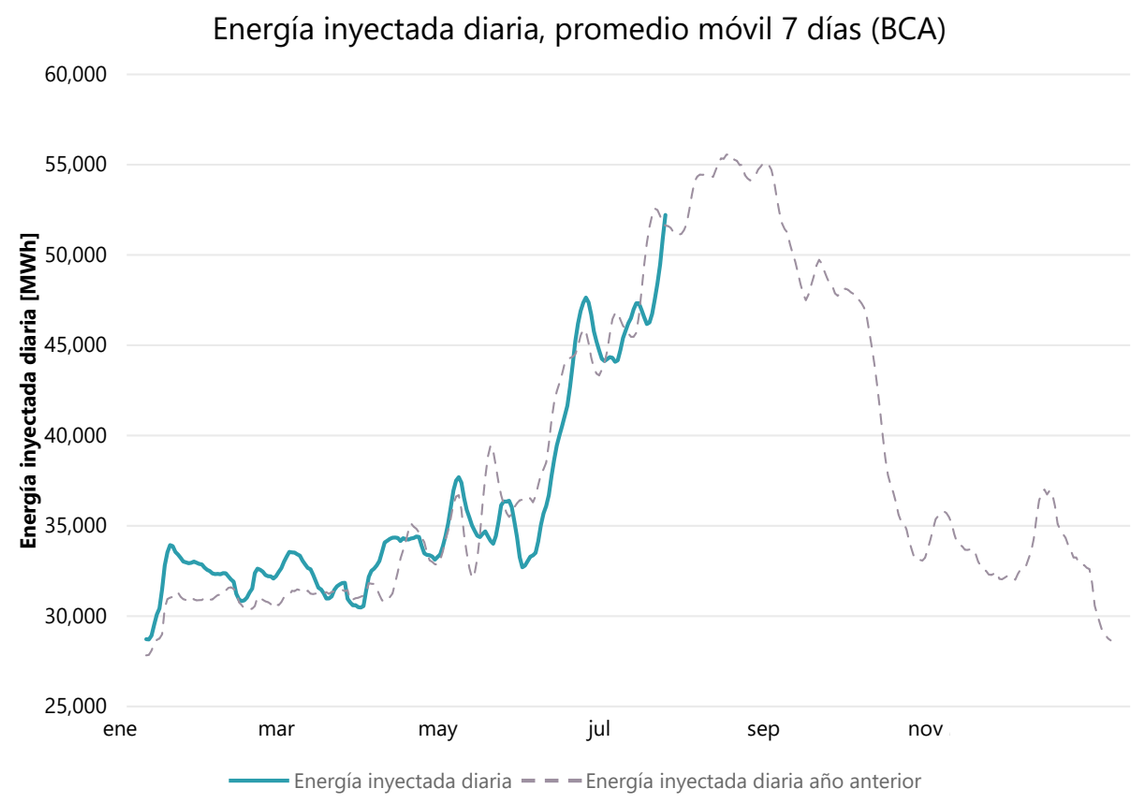
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Ciclo Combinado	16	41.67
Importación	16	41.67
Térmica Convencional	16	16.67
Turbo Gas	16	0.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

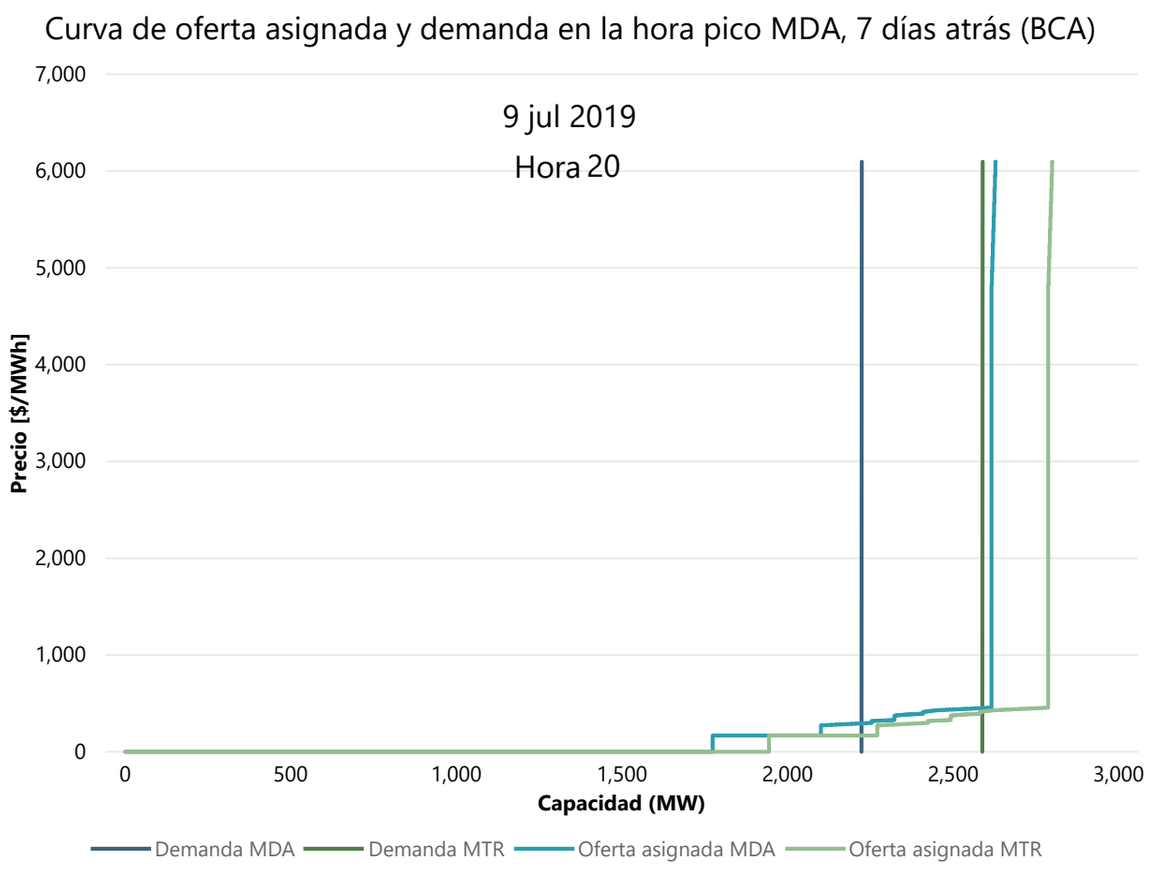
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	16	80.40	1,934.52
IMP	16	333.00	3,258.00
NP	16	556.93	12,910.02
RN	16	41.20	452.44
TE	16	2,067.00	49,505.00
Total	**16**	**3,078.53**	**68,059.98**

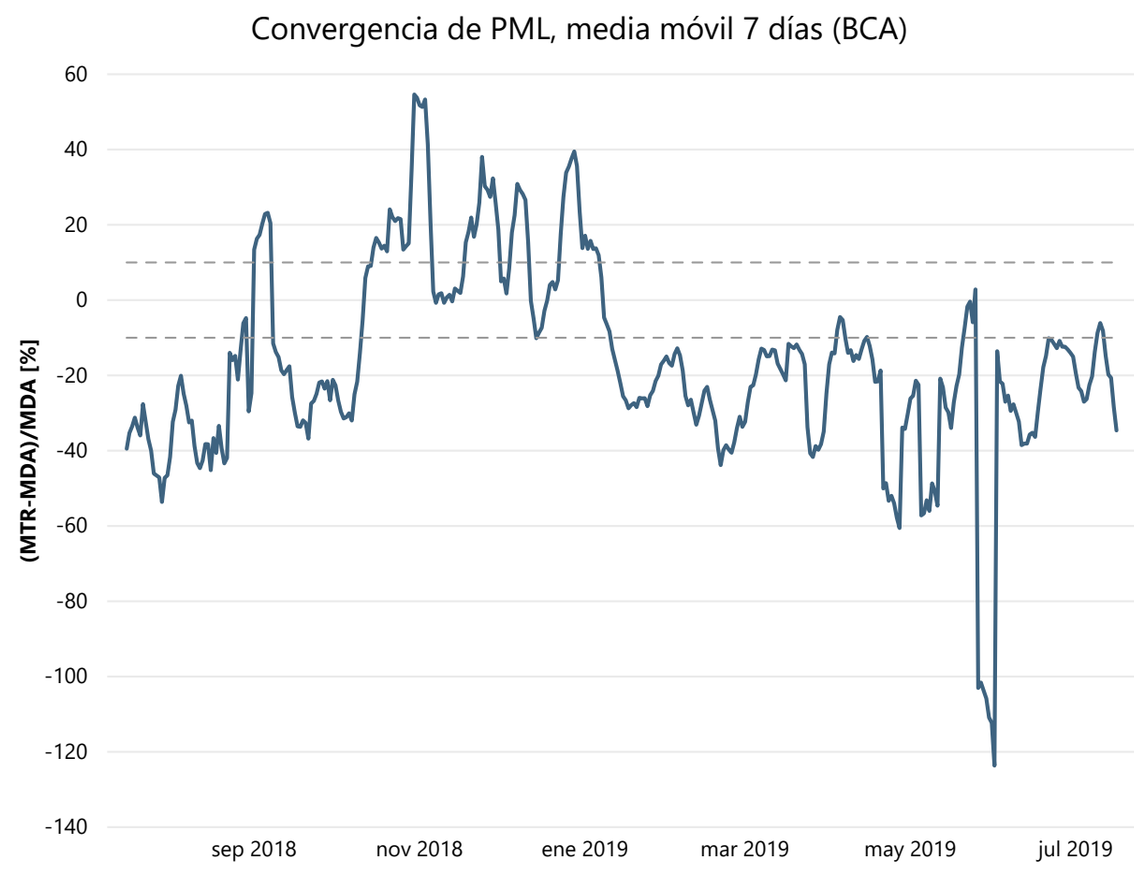
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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





[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

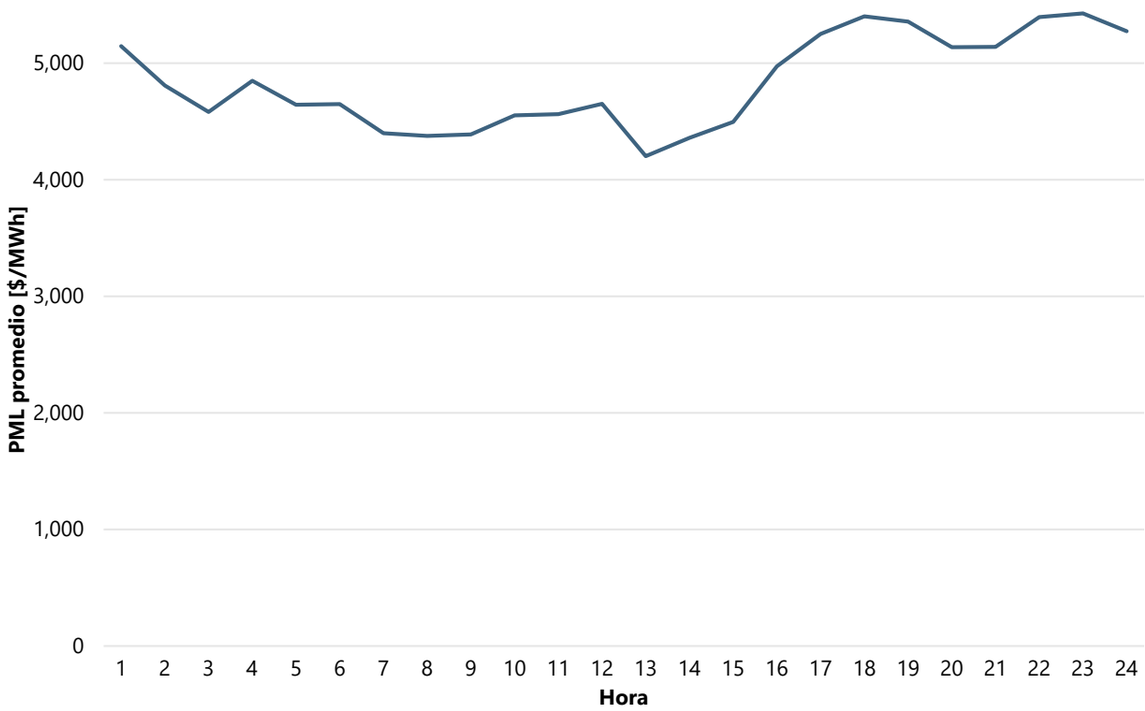
Día de operación: 16 jul 2019

PML máximo y mínimo [$/MWh]

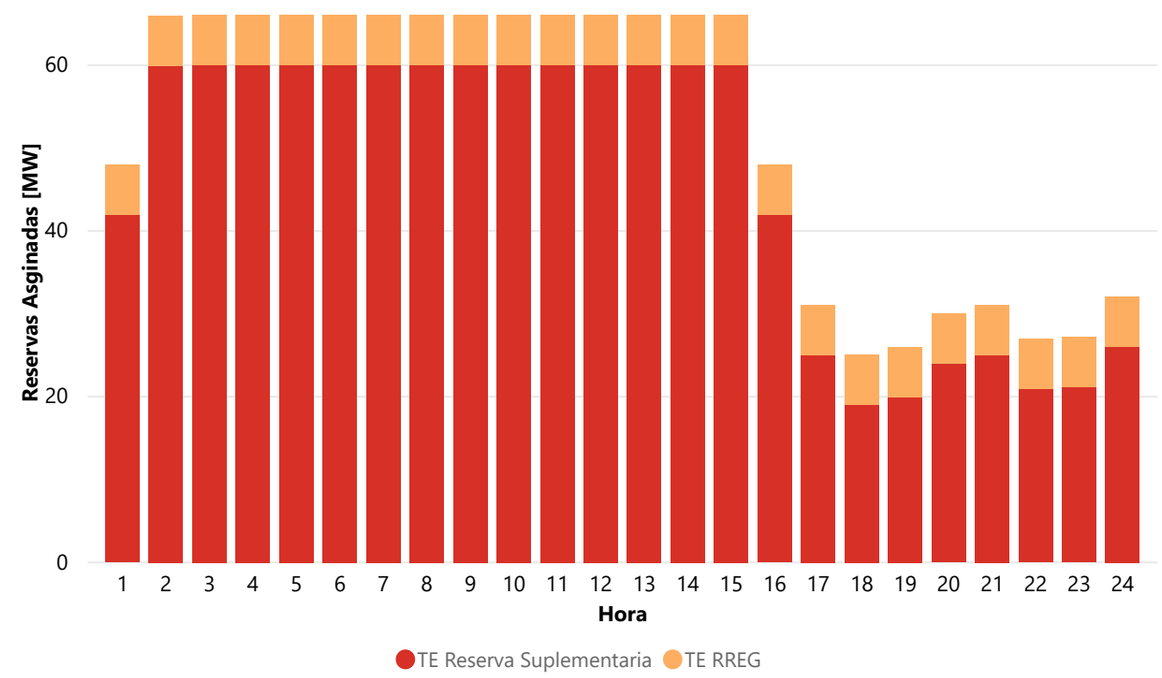
Descripcion	Estado	Localidad	PML [$/MWh]	Componentes del PML: Energía [$/MWh]	Pérdidas [$/MWh]	Congestión [$/MWh]	Hora	Nodo	# Observaciones	# Horas	# Nodos
PML MAX	BAJA CALIFORNIA SUR	LOS CABOS	5,633.00	5,450.54	182.19	0.00	23	07SNT-115	1	1	1
PML MIN	BAJA CALIFORNIA SUR	COMONDU	3,759.00	4,201.66	-443.02	0.00	13	07GAO-115	1	1	1

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

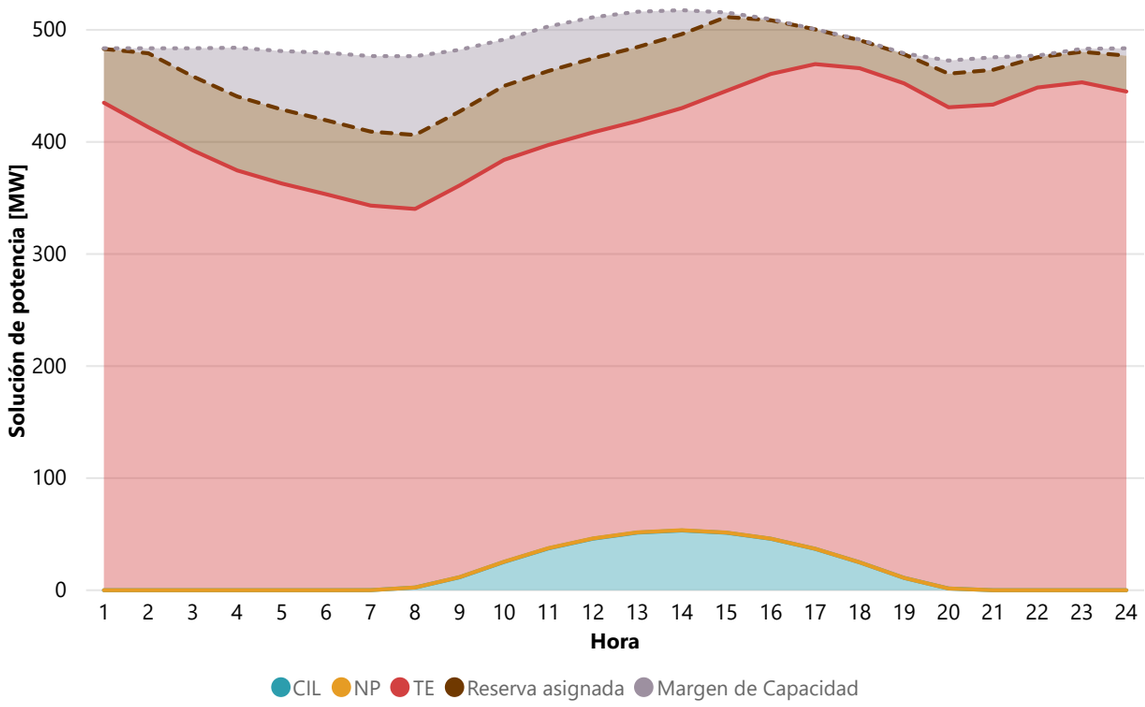
PML promedio, 24 horas (BCS)



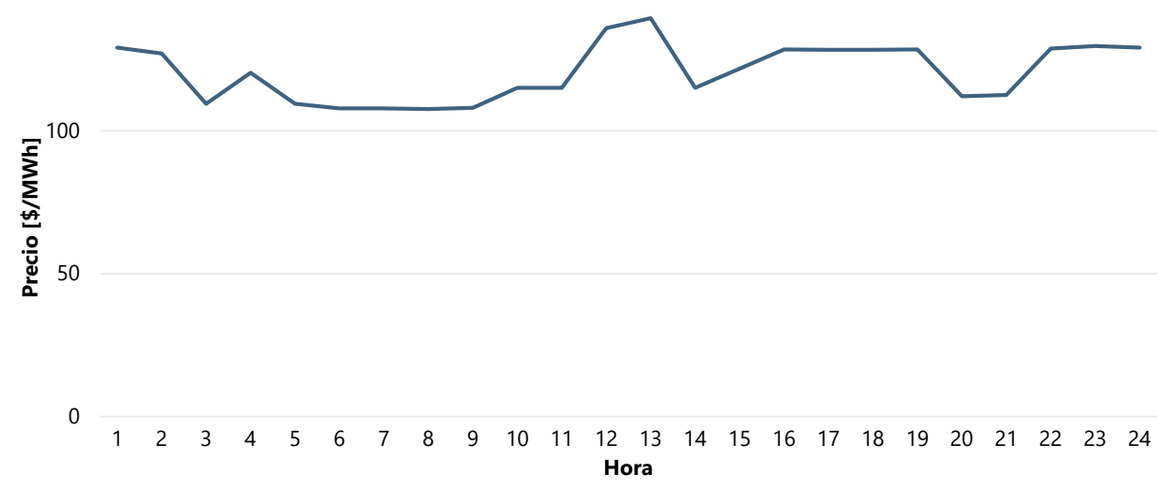
Asignación por tipo de reserva, 24 horas (BCS)



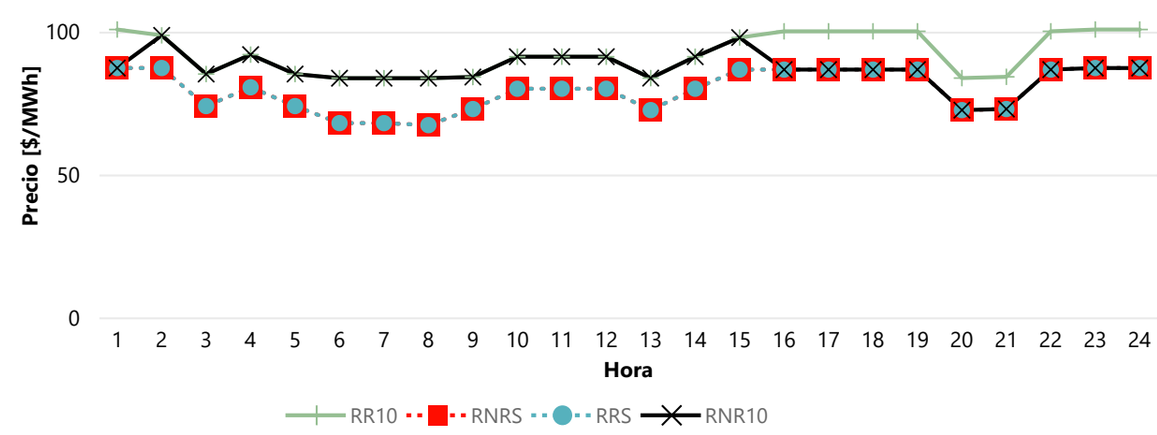
Despacho y asignación por tipo de generación, 24 horas (BCS)



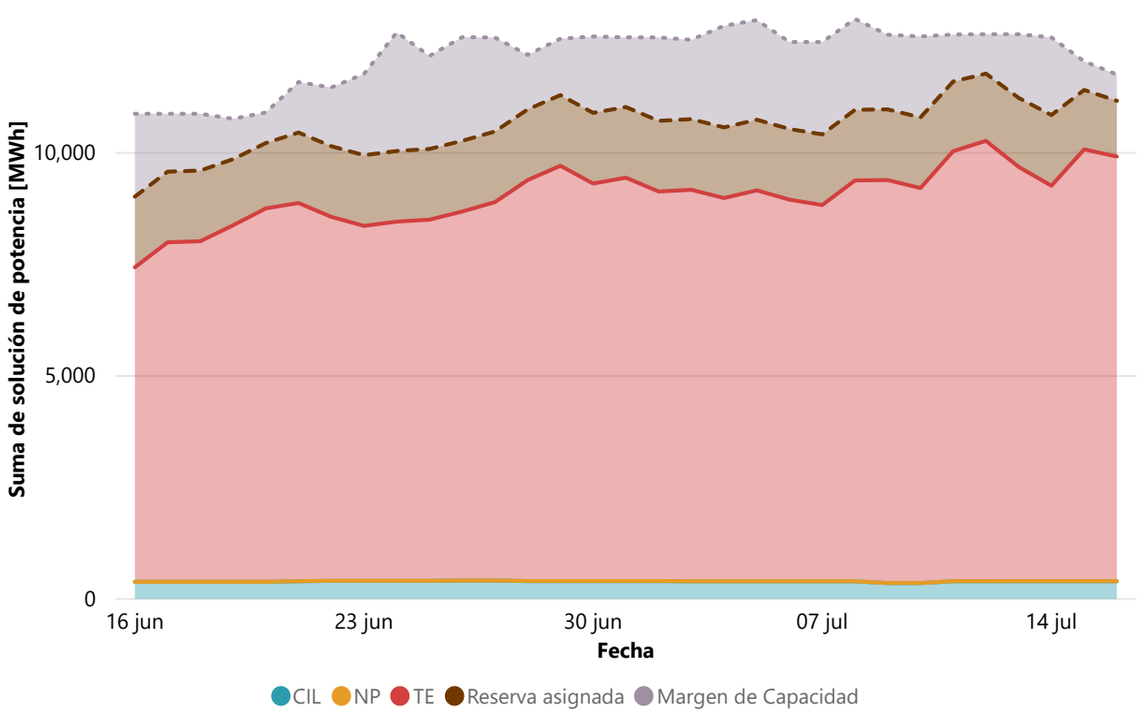
Precios de Servicios Conexos RREG, 24 horas (BCS)



Precios de otros Servicios Conexos, 24 horas (BCS)



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



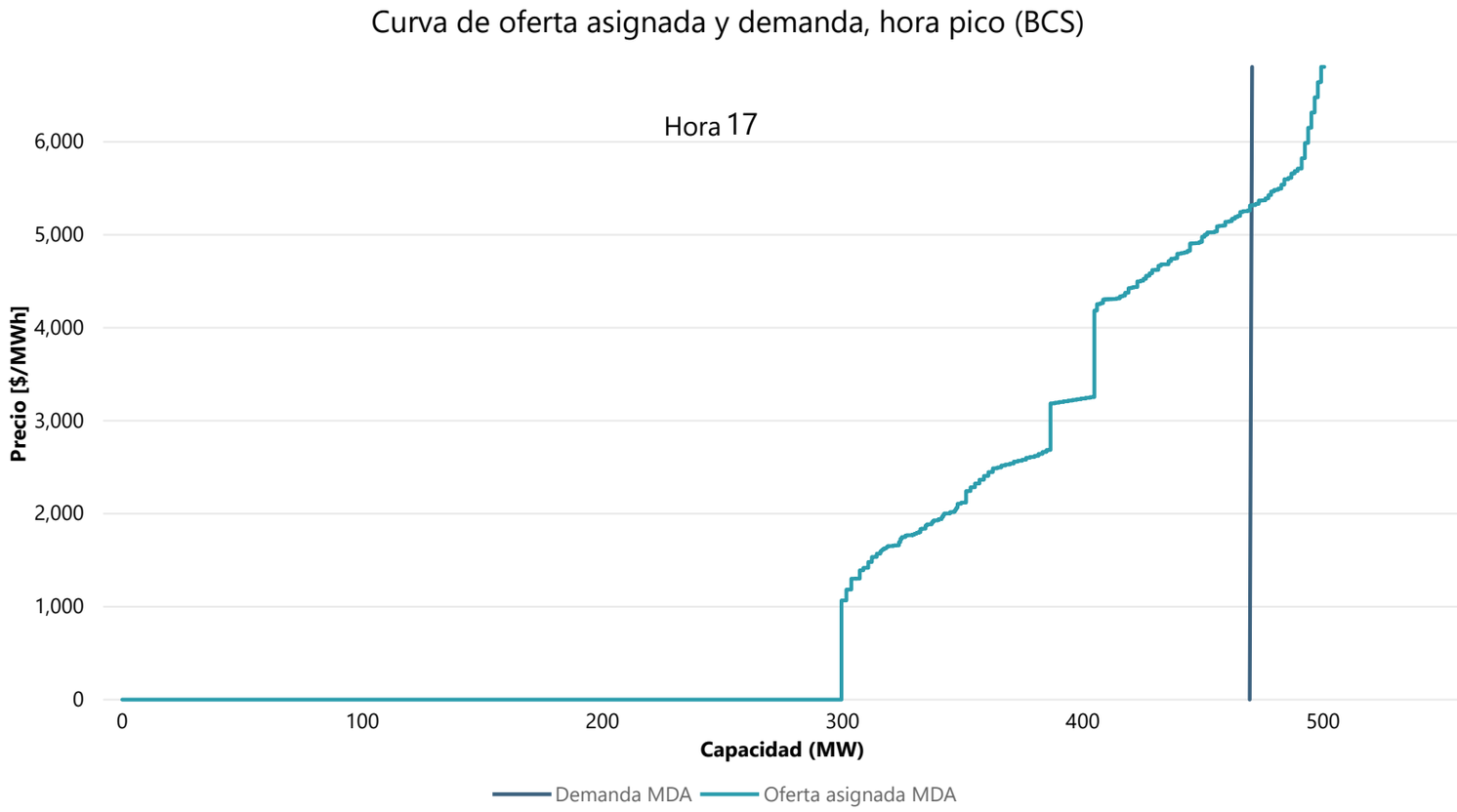
Distribución de PMLs para el día de operación (BCS)

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 2,562)	0.00	0.00	3.62	1.90
[2,562 a 5,124)	69.35	100.00	86.26	98.10
[5,124 a 7,686)	30.65	0.00	10.13	0.00
[7,686 a 10,248)	0.00	0.00	0.00	0.00
[10,248 a 12,810)	0.00	0.00	0.00	0.00
[12,810 a 15,372)	0.00	0.00	0.00	0.00
[15,372 a 17,934)	0.00	0.00	0.00	0.00
[17,934 a 20,496)	0.00	0.00	0.00	0.00
[20,496 a 23,055)	0.00	0.00	0.00	0.00

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA SUR

Día de operación: 16 jul 2019

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



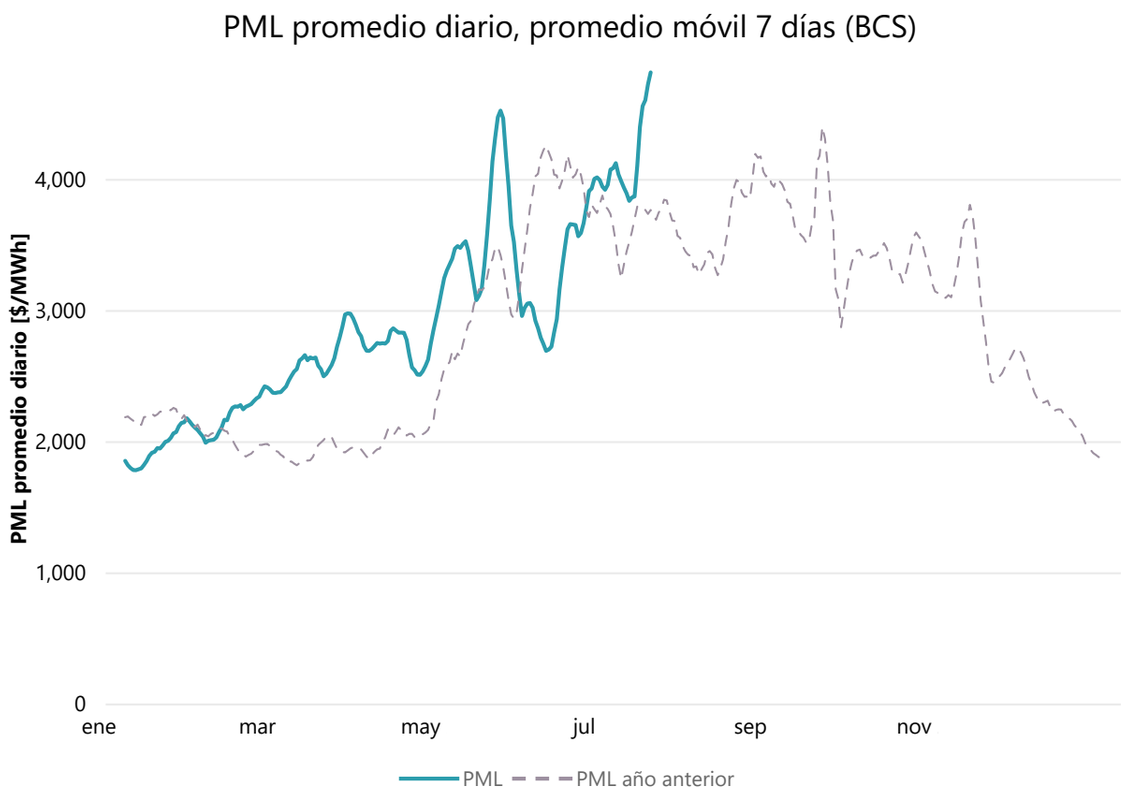
Unidades de Central Eléctrica despachadas parcialmente por tipo de tecnología

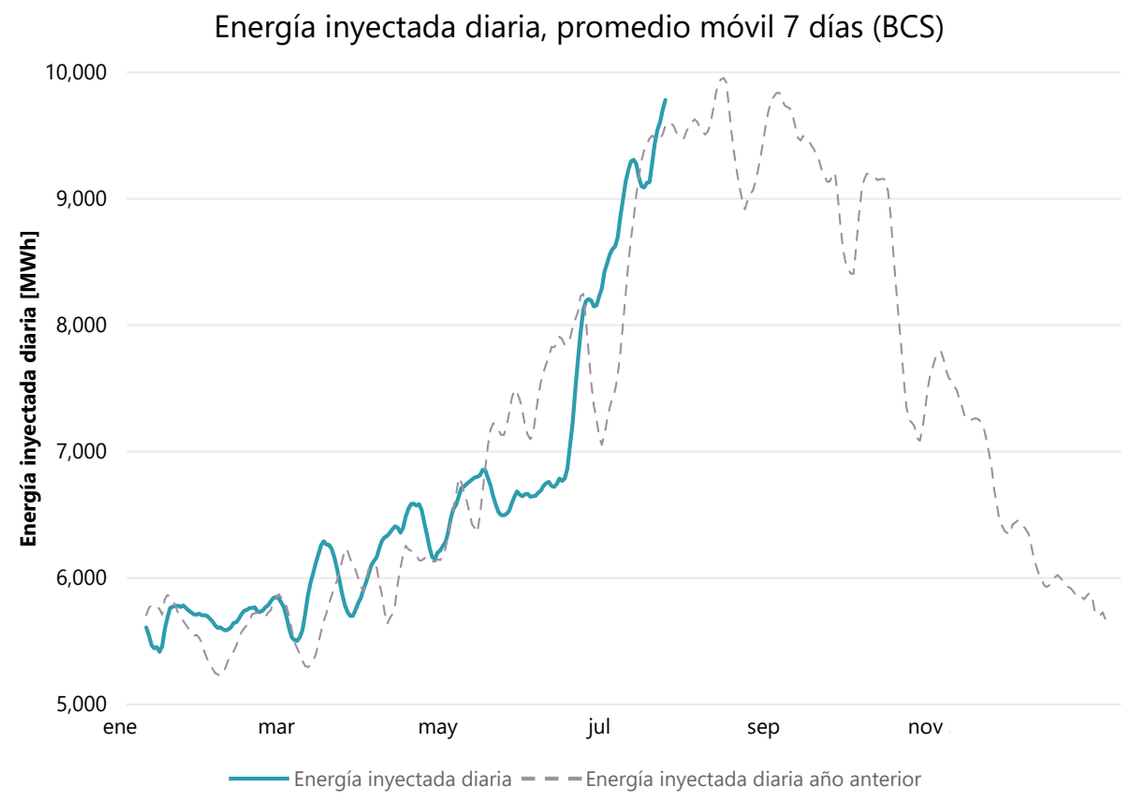
Tipo de Tecnología	Hora Pico	Proporción [%]
Combustión Interna	17	0.00
Térmica Convencional	17	0.00
Turbo Gas	17	100.00

Capacidad y energía ofertadas por tipo de generación [4]

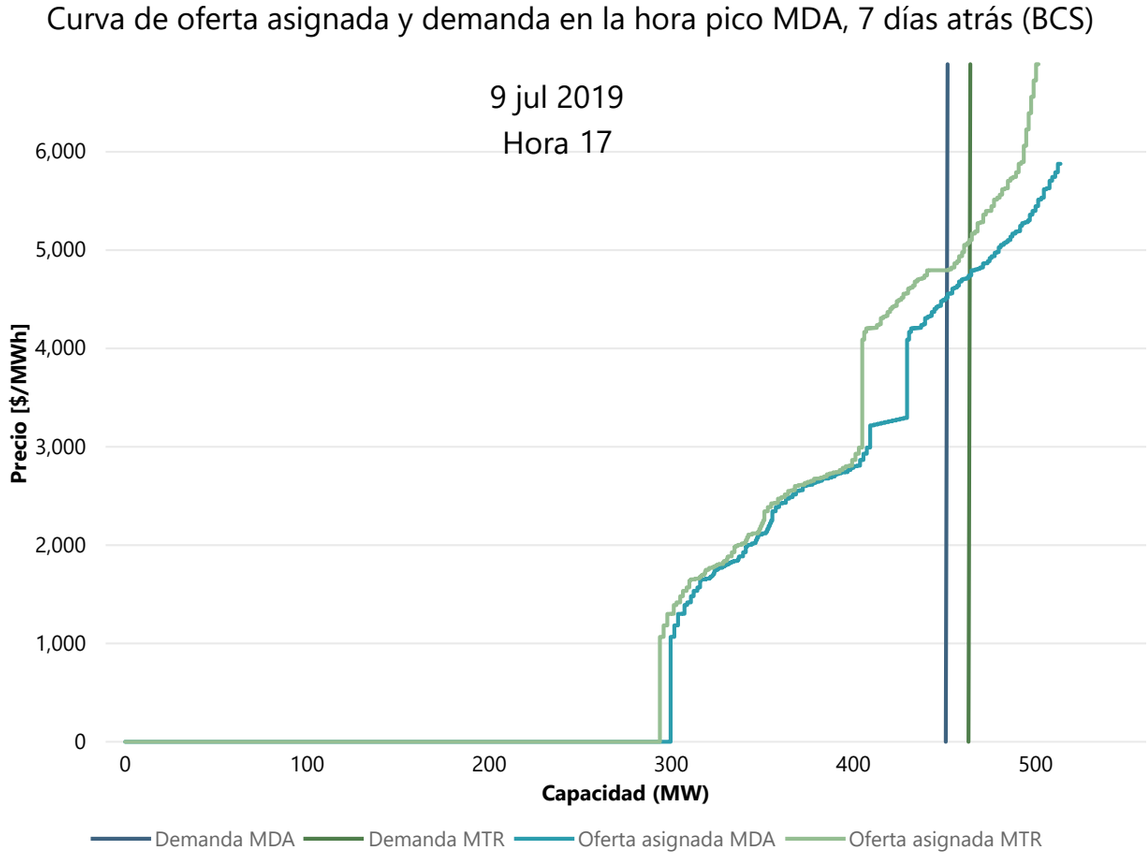
Tipo de generación	Hora Pico	Capacidad Hora Pico [MW]	Energía Diaria [MWh]
CIL	17	36.93	398.84
NP	17	0.06	1.50
TE	17	463.55	11,358.05
Total	**17**	**500.54**	**11,758.39**

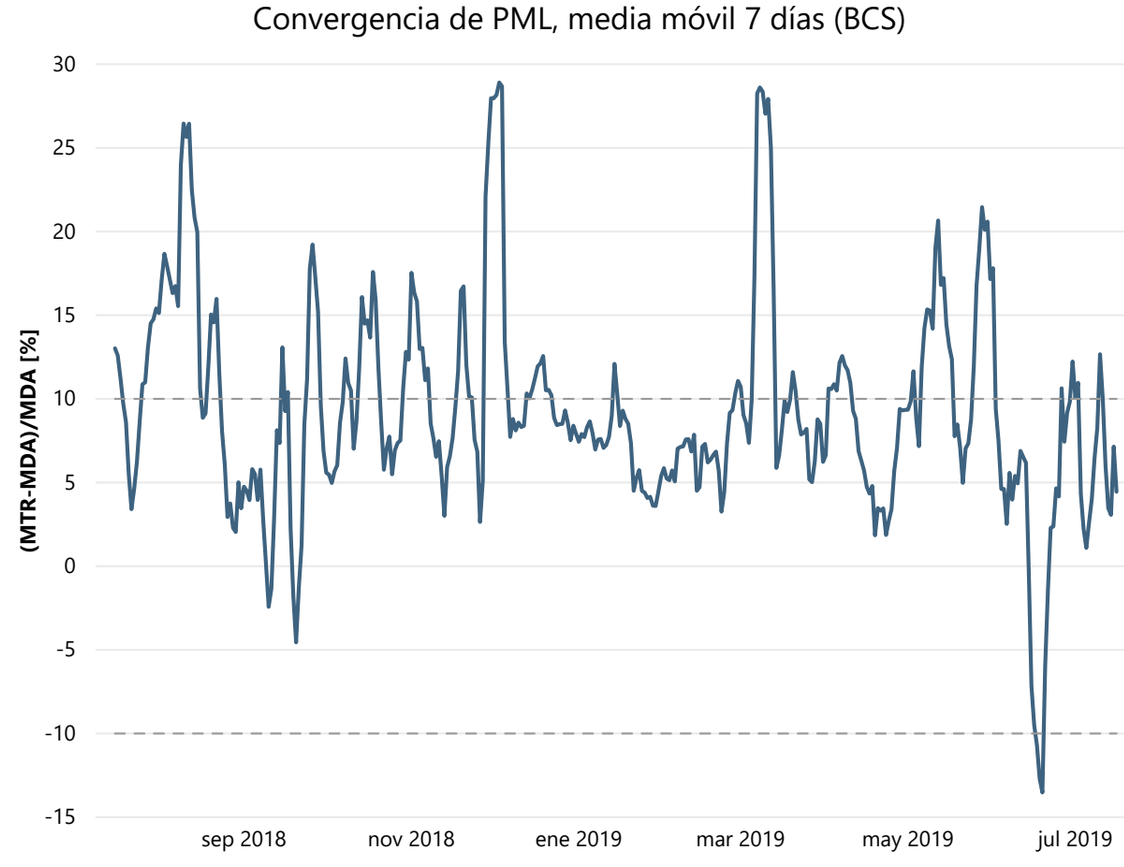
Análisis de largo plazo MDA [$/MWh y MW]





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





[4]. La hora pico se define como la hora con mayor demanda en el MDA para el día analizado.