

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XIX N° 228



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Diciembre 2019

Comité técnico
Norberto Coppari
Santiago Jensen

Coordinación General
Mariela Iglesia

Producción editorial
Sofía Colace
Pablo Rimancus
Agustín Zamora

Comité revisor
Mariela Iglesia

Diseño Gráfico
Andrés Boselli

Colaboración externa
Carlos Rey
Humberto Baroni

Elaborado por la Subgerencia Planificación Estratégica
Gerencia Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBSERVACIONES.....	1
DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	6
POTENCIA INSTALADA.....	7
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	9
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	10
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	12
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	15
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	18
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	19
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	21

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Diciembre 2019.

⚡ Introducción

En diciembre, la demanda neta de energía del MEM presentó un crecimiento del 2,7% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 23,7 °C, valor similar al de la media histórica del mes, el cual se ubica alrededor de los 23,1 °C. La temperatura media del año pasado para diciembre, por su parte, había sido de 22,4 °C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, los aportes de todos los ríos fueron inferiores a los históricos para el mes.

Producto de lo anterior, la generación hidráulica disminuyó un 22,7% en comparación al valor registrado en diciembre de 2018.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 912,2 GWh contra 488,5 GWh registrados en diciembre del año anterior. Así, la generación resultó un 86,7% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2018, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 77,2%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 730,1 GWh, mientras que en diciembre de 2018 había sido de 212,6 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 5,4% superior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 93,5 GWh contra 191,3 GWh alcanzados en diciembre de 2018. Por otra parte, no se registraron exportaciones durante diciembre, situación similar al año anterior, cuando fueron cercanas a cero.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 3.636,0 \$/MWh, equivalente a 60,7 U\$/MWh¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

Las demandas residencial, comercial e industrial registraron crecimientos del 3,1%, 4,4% y 0,3% respectivamente para diciembre del 2019 respecto al año anterior.

En materia de generación nucleoelectrica, las centrales nucleares Atucha I y Atucha II operaron con normalidad durante el mes. Por otra parte, la Central Nuclear Embalse detuvo sus operaciones del 30 de noviembre al 15 de diciembre para efectuar tareas de mantenimiento programadas. Cabe recordar que esta central comenzó a entregar energía a la red desde febrero del corriente año luego de concluir su plan de extensión de vida.

En relación a la generación de Otras Renovables, esta aumentó considerablemente en el último año debido principalmente a los ingresos de nueva generación eólica y fotovoltaica al sistema.

¹ Dólar mayorista promedio mensual del Banco Central de la República Argentina.

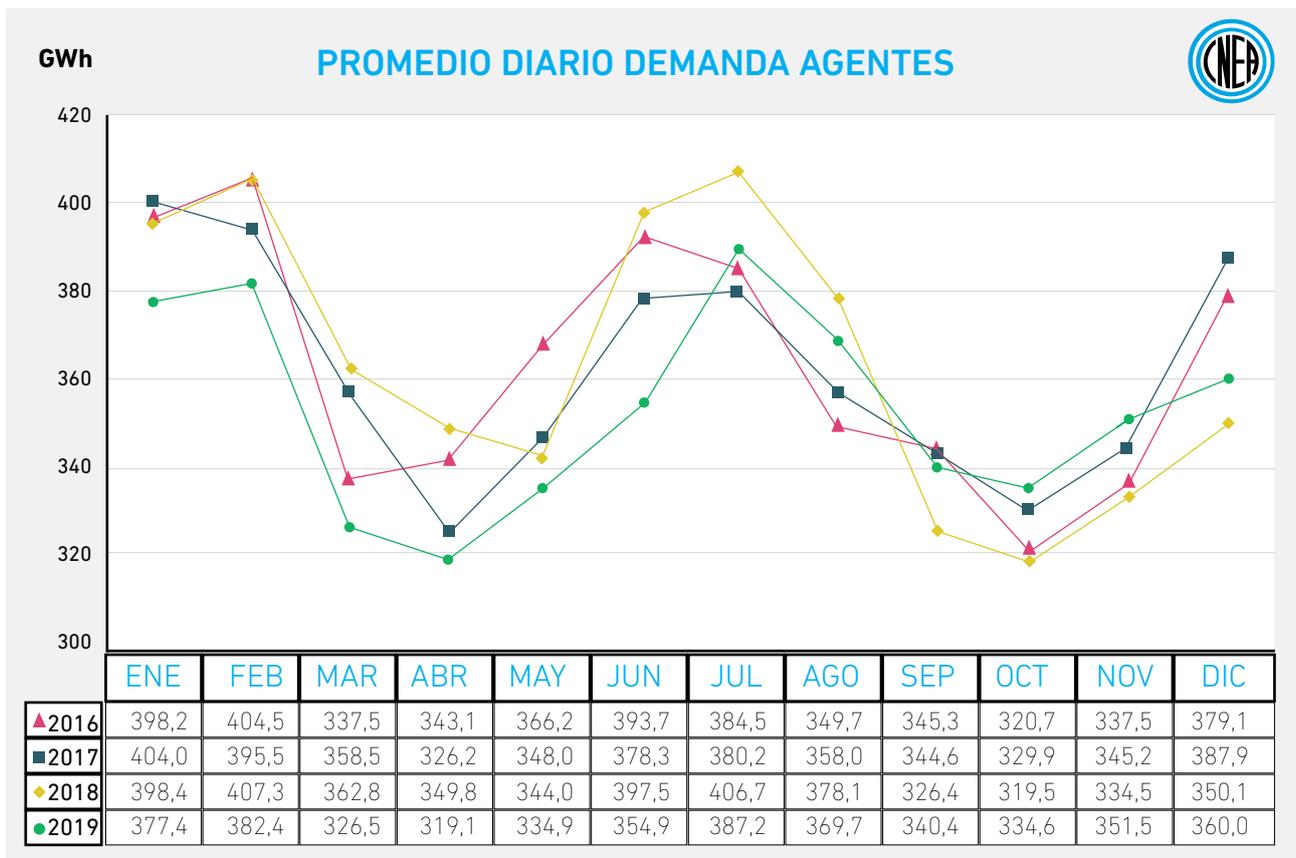
⚡ Demanda de Energía y Potencia

A continuación se muestra la evolución de la "demanda neta".

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2019 (%)
+2,7	-3,1	-3,1

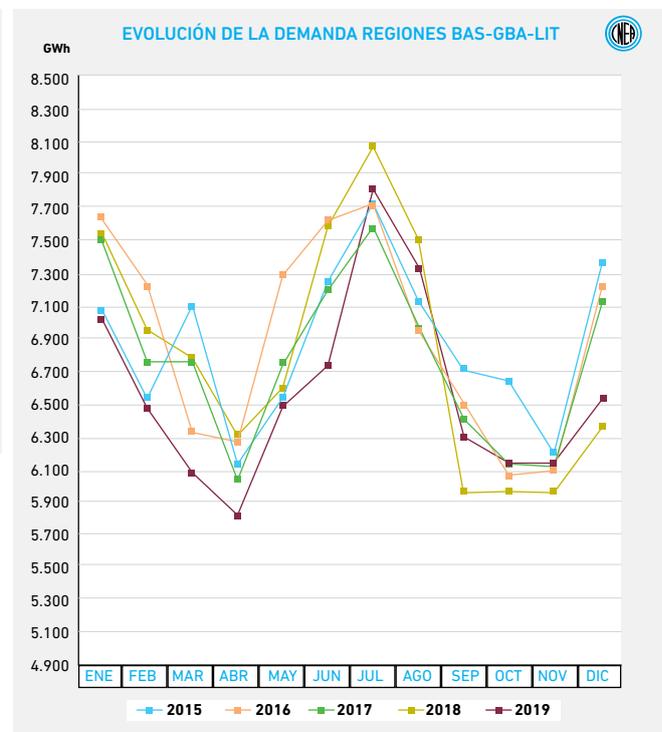
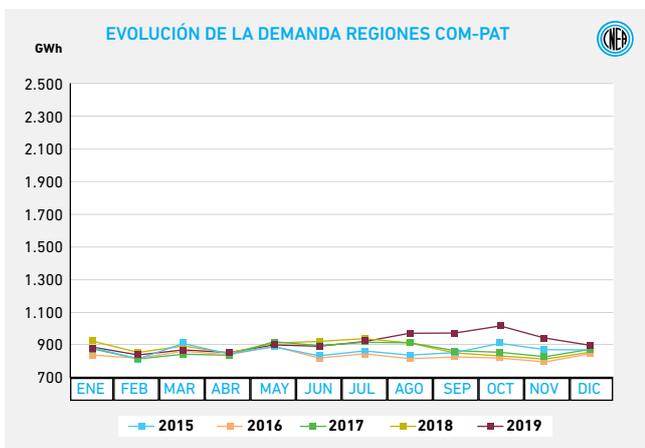
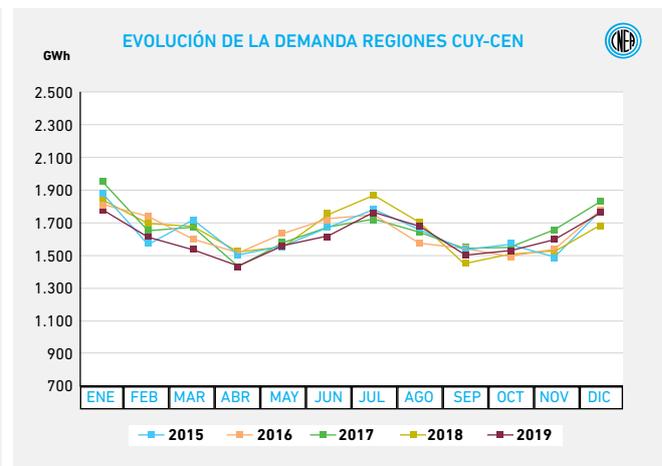
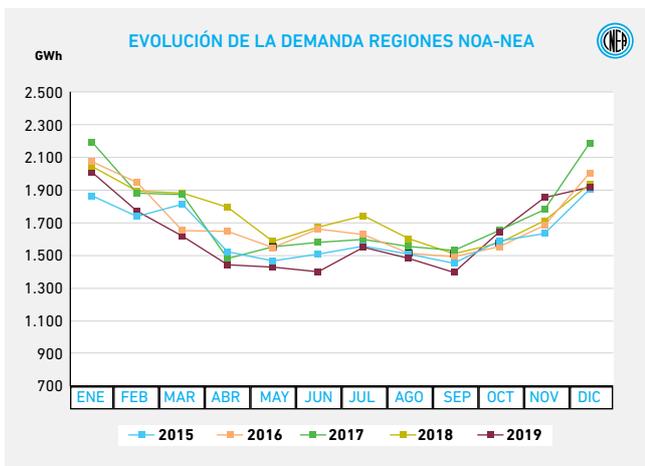
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado anual", en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado. En el mes de diciembre, al completarse el año, estos dos últimos valores son coincidentes.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes a partir del 2016 hasta la fecha.



A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

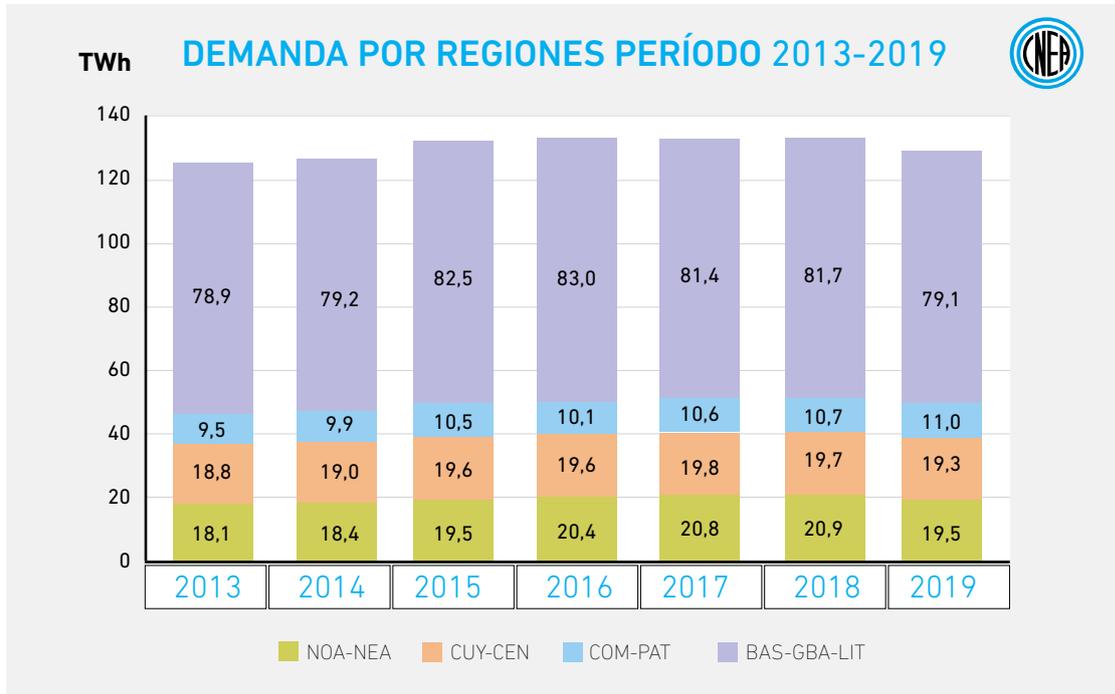
REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BA)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán
Patagonia (PAT)	Chubut, Santa Cruz



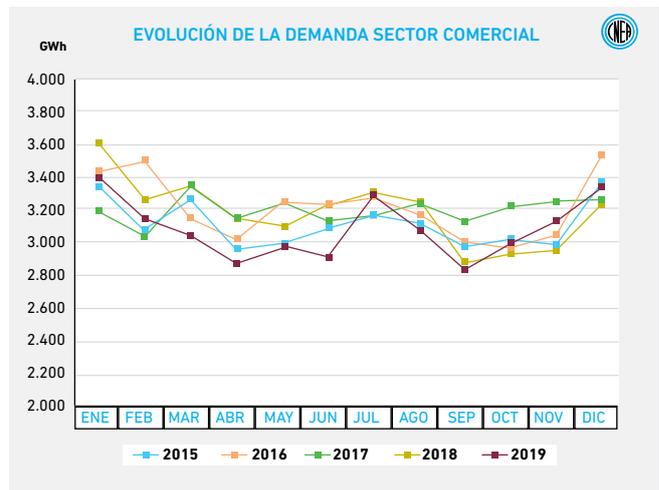
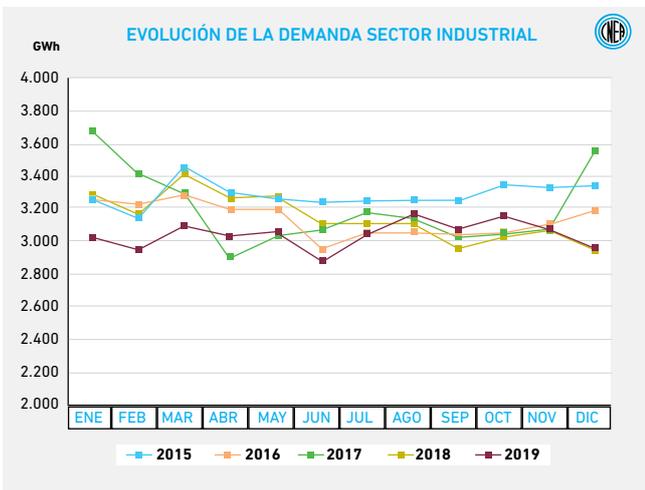
Durante el mes de diciembre en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.932 GWh, los cuales representan una disminución del 0,2% respecto a la demanda registrada el año anterior, de 1.937 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.759 GWh, valor 4,2% superior al alcanzado en diciembre de 2018 (1.688 GWh). Por otra parte, las regiones COM-PAT experimentaron una demanda de 893 GWh, equivalente a un aumento del 3,3% en comparación con la demanda registrada en diciembre del año pasado, de 864 GWh.

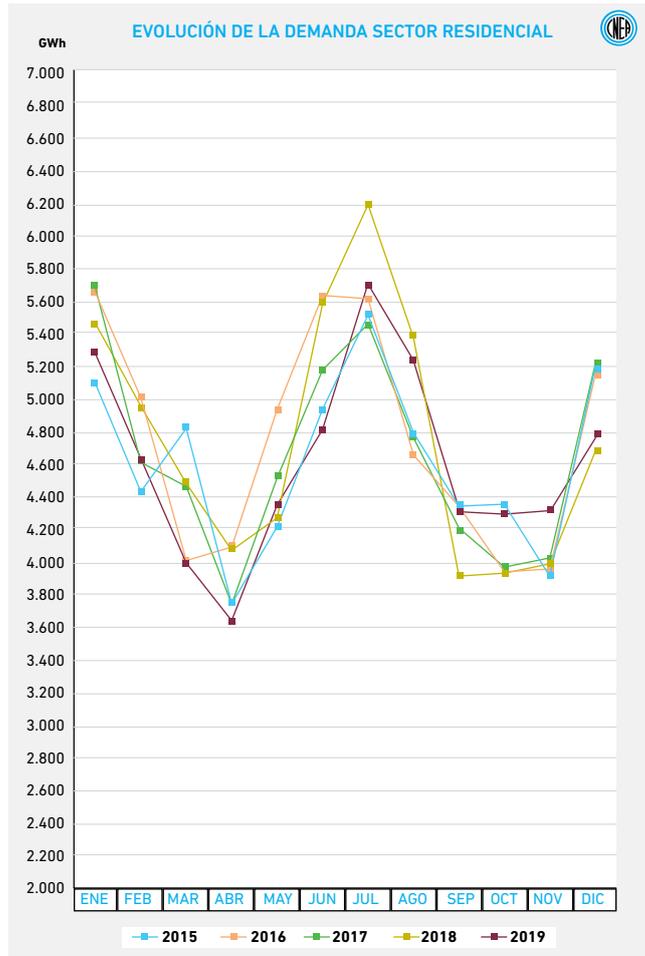
Dicho valor fue el más alto para estas regiones en los últimos cinco años. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.575 GWh, valor 3,2% superior al alcanzado en 2018, de 6.374 GWh.

En el siguiente gráfico se muestra cómo evolucionó la demanda por regiones en el periodo 2013-2019.



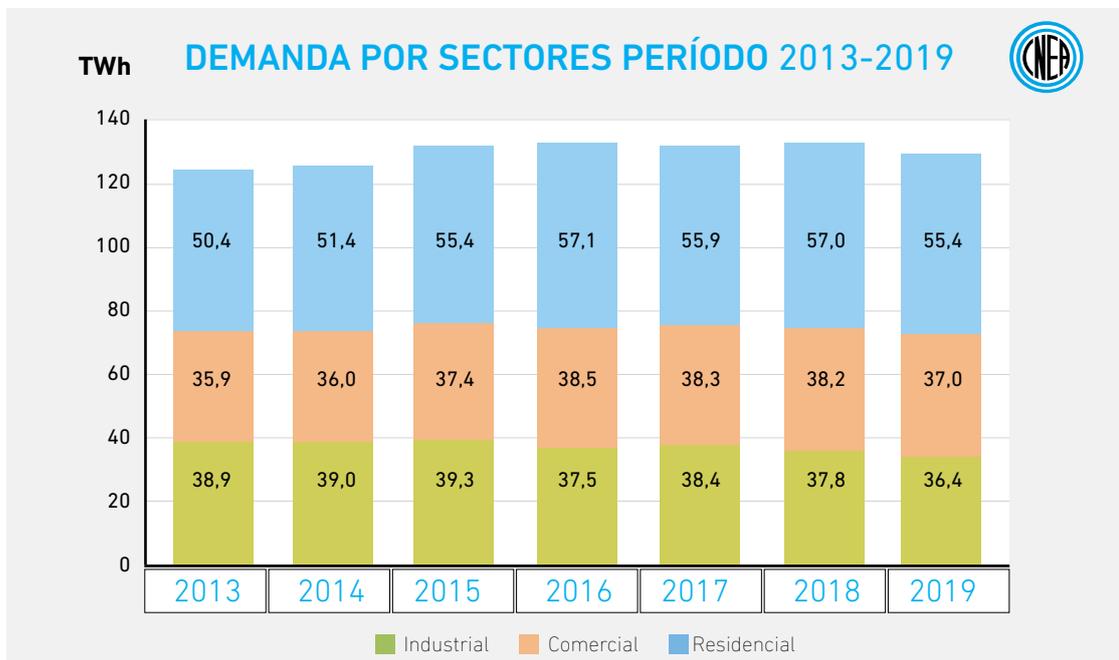
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por sectores de consumo.





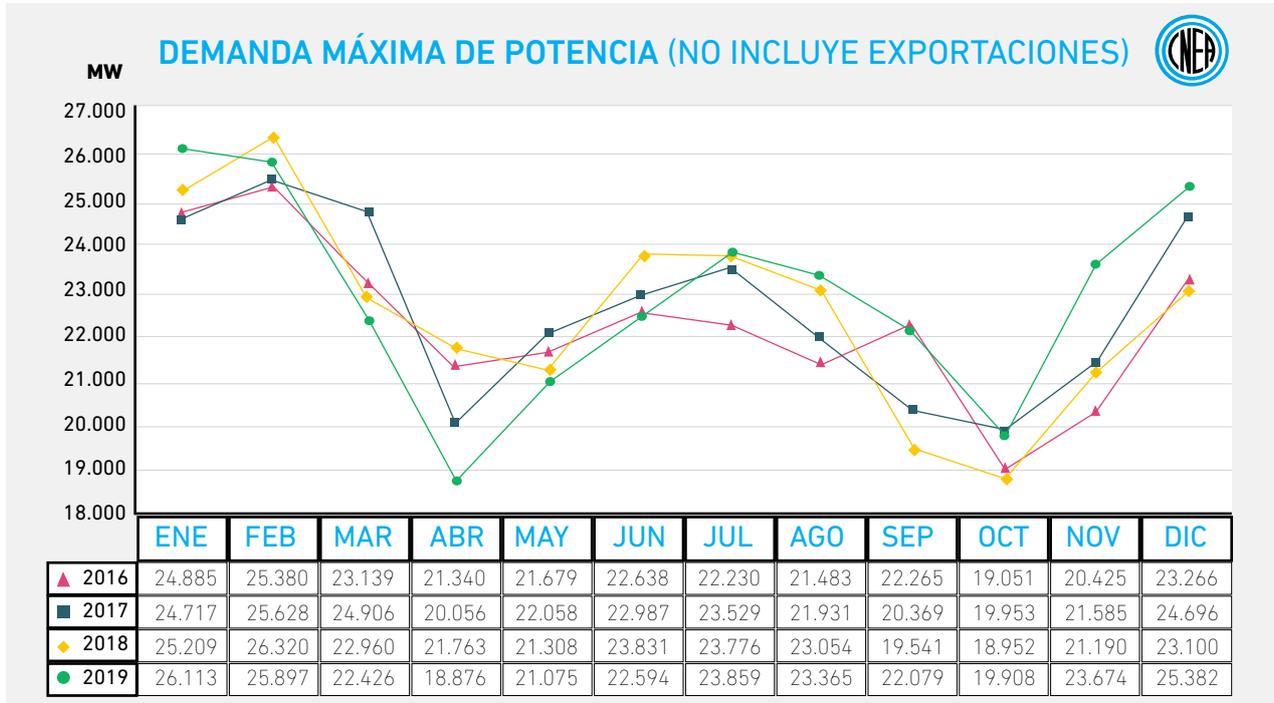
El sector residencial demandó en diciembre de 2019 un total de 4.835 GWh, que se tradujo en un crecimiento del 3,1% respecto al mismo mes de 2018, momento en el cual se demandaron 4.688 GWh. En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 3.363 GWh, valor 4,4% superior al alcanzado en diciembre del año pasado (3.222 GWh). Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.963 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2018 había sido de 2.953 GWh, se registró un aumento del 0,3%.

En el gráfico mostrado a continuación se presenta la evolución de la demanda por sectores en el periodo 2013-2019.

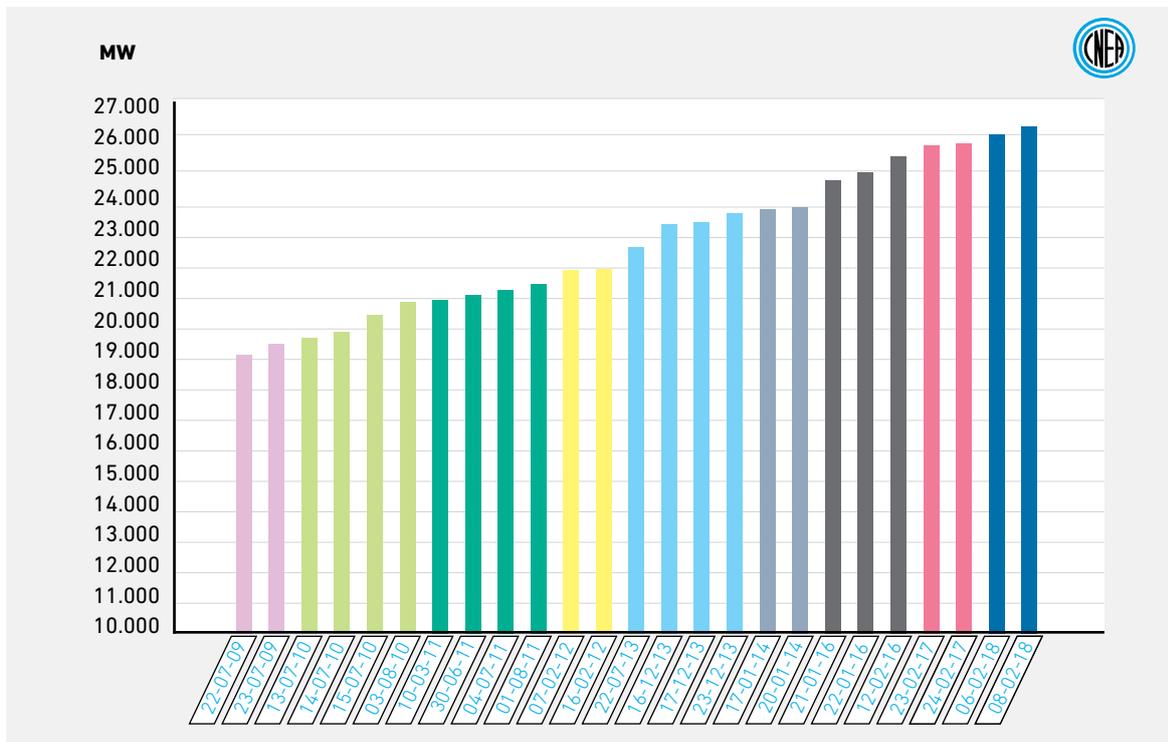


⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia aumentó un 9,9% tomando como referencia el mismo mes del 2018. Esta demanda fue la más alta para diciembre en los últimos cuatro años.



A continuación se pueden observar los picos de potencia registrados desde el año 2009. El mayor valor registrado, a la fecha, fue el 8 de febrero del 2018 con 26.320 MW.



⚡ Potencia Instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en cuatro grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID) u Otras Renovables. Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cinco tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan para aprovechar la energía: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC), Motores Diésel (DI), Biogás (BG) y Biomasa (BM).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), los biocombustibles y las hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

Si bien CAMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. A continuación se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	86,8	412,5	40,0	659,3	-	1.129,1	193,5	-	-	-	1.981,9
COM	-	500,9	1.486,5	81,0	2.068,4	-	4.768,7	-	152,7	-	-	6.989,8
NOA	261,0	998,6	1.471,7	362,6	3.093,9	-	219,7	184,5	58,4	3,0	2,0	3.561,5
CEN	-	825,6	534,0	45,2	1.404,8	683,0	918,0	61,2	86,0	8,7	-	3.161,7
GBA	2.110,0	1.975,8	3.441,7	254,0	7.781,5	-	-	-	-	21,9	-	7.803,4
BA	1.543,2	2.363,3	1.713,5	247,5	5.867,5	1.107,0	-	-	504,0	2,4	-	7.480,9
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	-	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,5	316,5	-	2.745,0	-	-	-	-	3.061,5
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	584,8	-	807,5	-	-	1.964,4
TOTAL SIN	4.251,2	7.395,8	11.244,7	1.653,4	24.545,1	1.790,0	11.310,3	439,2	1.608,6	43,7	2,0	39.738,9
Porcentaje					61,77	4,50	28,46	1,11	4,05	0,11	0,01	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	50,5	-	-1,6	48,9	-	22,0	5,4	108,8	5,2	-	190,3
ACUMULADO 2019	-200,0	158,7	210,3	-154,7	14,3	35,0	22,0	248,5	858,4	21,0	2,0	1.201,2

Este mes se registraron modificaciones de capacidad instalada en el SADI totalizando un aumento de 190,3 MW.

CEN

- Ingresó la Central Térmica (C.T.) a BG Gigena I, adicionando 1,2 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del Parque Eólico (P.E.) Manque, adicionando un total de 38 MW.
- Se modificó la Central Bioeléctrica (C.B.) Río Cuarto 1 (1,6 MW) de tecnología de DI a BG.
- Ingresó el Parque Fotovoltaico (P.F.) Agritur San Luis S.A., adicionando 0,5 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del P.F. De la Punta, adicionando un total de 5 MW al SADI.

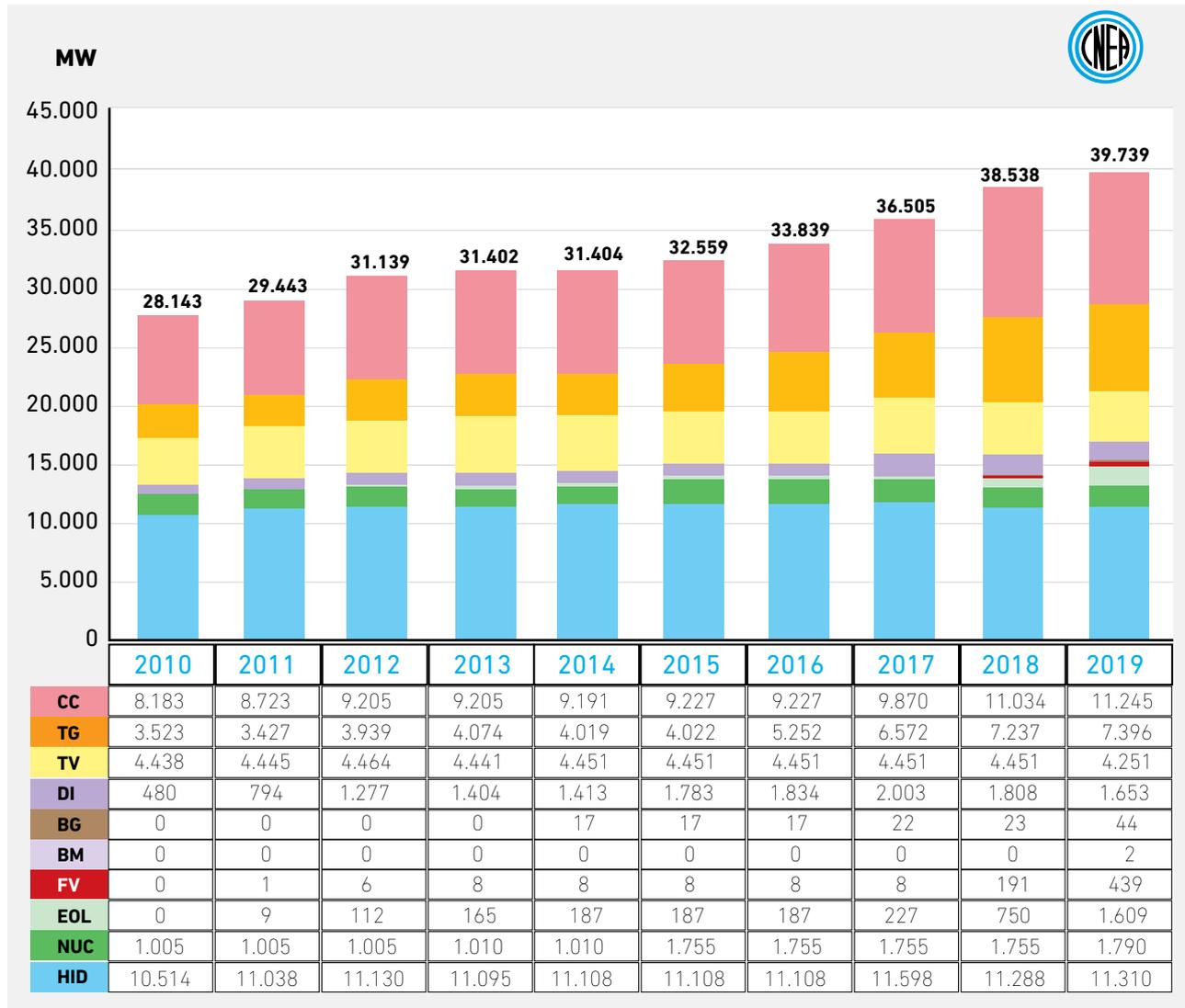
BA

- Ingresó la C.T. a BG Pergamino, adicionando 2,4 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del P.E. García del Río, adicionando un total de 10 MW.
- Ingresó el P.E. Mataco 3, adicionando 60,8 MW a la región.
- Se produjo el ingreso de TG pertenecientes a la C.T. San Pedro – Cierre CC, adicionando un total de 50,5 MW al SADI.

PAT

- Se produjo la repotenciación de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Futaleufú por 22 MW, totalizando para la central una potencia de 538 MW.

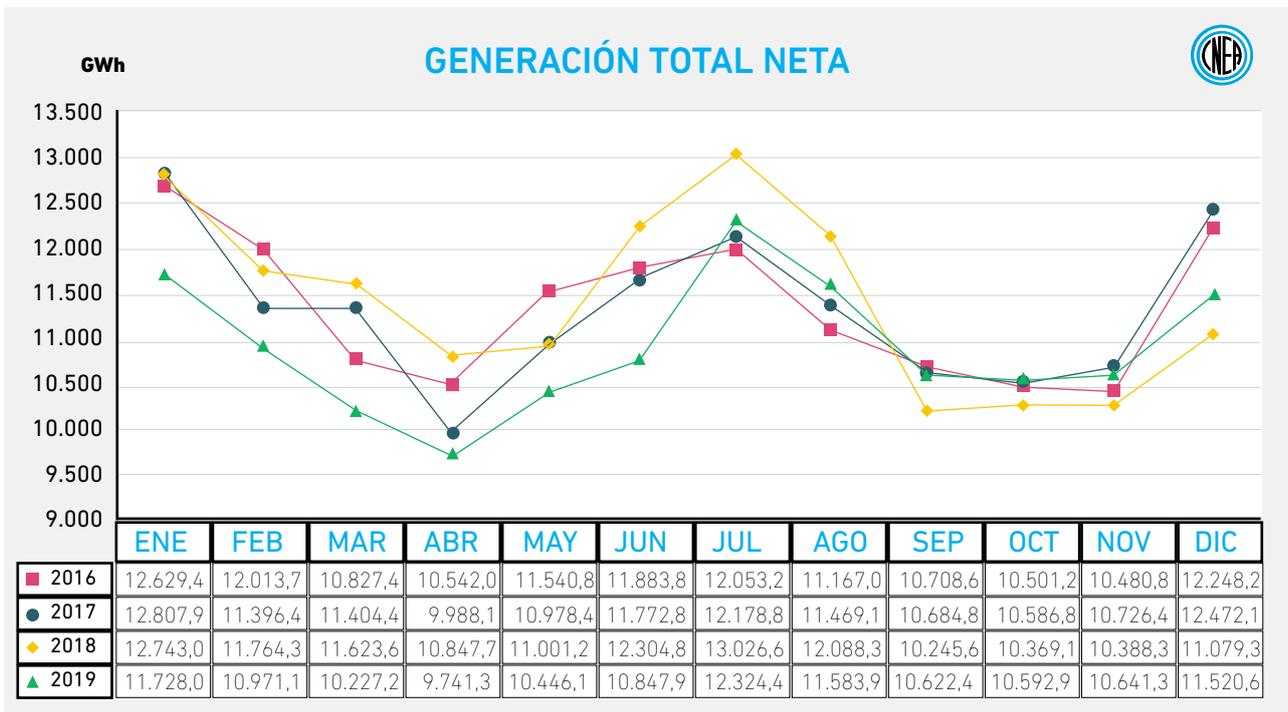
El siguiente cuadro muestra la evolución de la potencia instalada en el país de los últimos diez años.



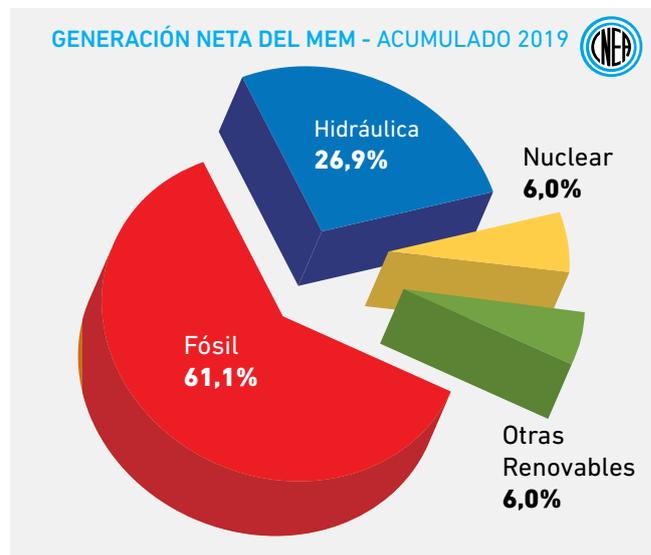
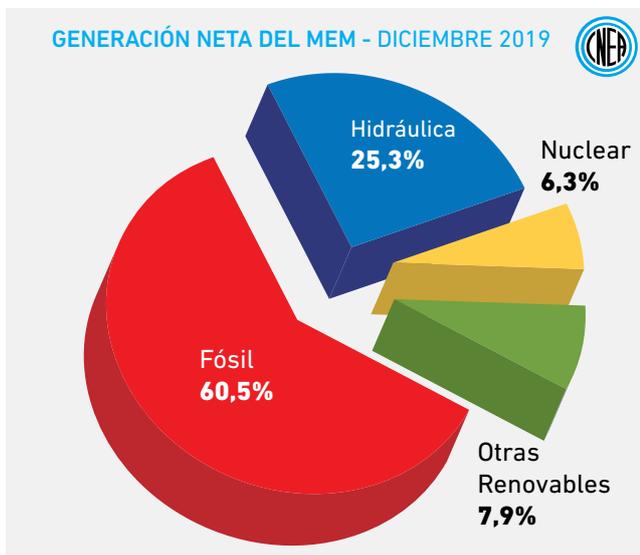
Se puede destacar el fuerte incremento producido en la potencia instalada en el año 2019 principalmente en la generación de fuentes renovables (1.130 MW) debido a los ingresos correspondientes con el Plan Renovar. Además se observó un marcado estancamiento en las fuentes de generación fósil (aumentó sólo en 14 MW), destacándose un decrecimiento en las tecnologías de TV y DI (355 MW).

⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica y Otras Renovables) fue un 4,0% superior a la de diciembre de 2018.



A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:



La generación de Otras Renovables, que surge de las gráficas precedentes, comprende la generación eólica, fotovoltaica, de hidroeléctricas de hasta 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa incorporadas hasta el momento.

⚡ Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidráulica

En la siguiente tabla se presentan los aportes que tuvieron en diciembre los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE DICIEMBRE (m ³ /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m ³ /s)
	2017	2018	2019	
URUGUAY	1.971	6.714	3.628	3.765
PARANÁ	15.793	12.857	10.154	13.329
LIMAY	309	299	275	314
COLLÓN CURÁ	375	252	272	400
NEUQUÉN	289	230	120	390
FUTALEUFÚ	446	312	317	343

Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m³/s para el río Paraná y de 8.300 m³/s para el río Uruguay, los posibles aumentos ya no se traducen en una mayor generación de las centrales respectivas, ya que al superar la capacidad de turbinado de las mismas deben volcarse los excesos de agua por los vertederos.

A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 31 de diciembre de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:

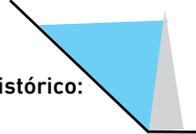
10.400 m³/s

Caudal medio histórico:

13.329 m³/s

Caudal máximo turbinado:

11.600 m³/s



YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,85 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 9.900 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:

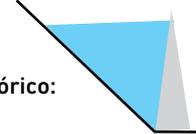
1.427 m³/s

Caudal medio histórico:

3.765 m³/s

Caudal máximo turbinado:

8.300 m³/s



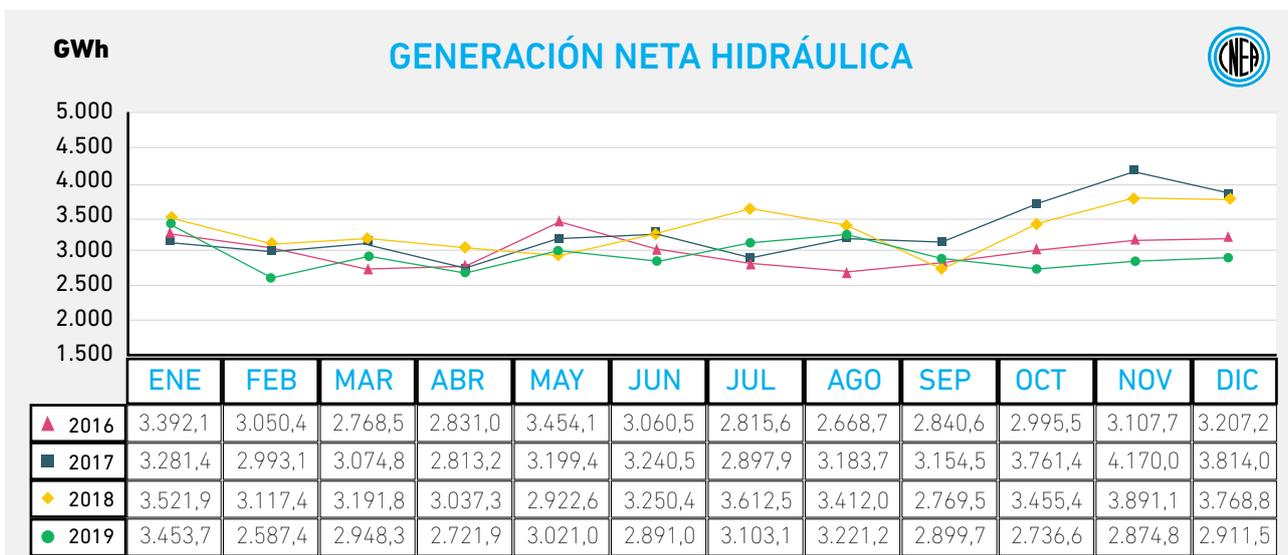
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	33,85 m
C.Min:	31,00 m

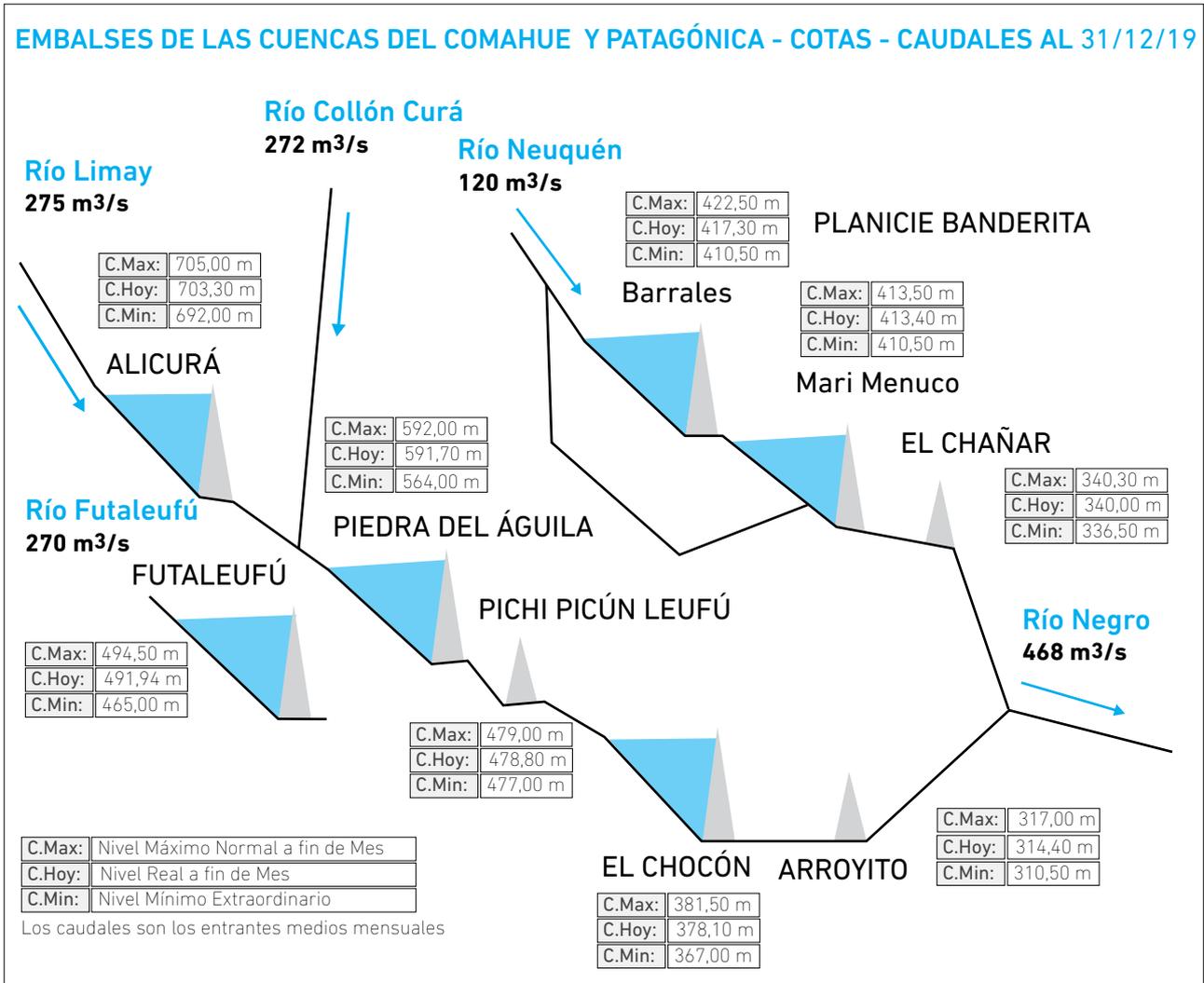
Turbinado: 836 m³/s
Vertido: 0 m³/s

Nota: * En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en Yacyretá es de 1.000 m³/s.

La generación hidráulica registró una disminución del 22,7% con respecto al valor registrado en diciembre de 2018. Este valor fue el más bajo para diciembre en los últimos cuatro años. A continuación se presenta su evolución.



En el siguiente esquema se puede apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue y el río Futaleufú, además de los caudales promedios del mes.

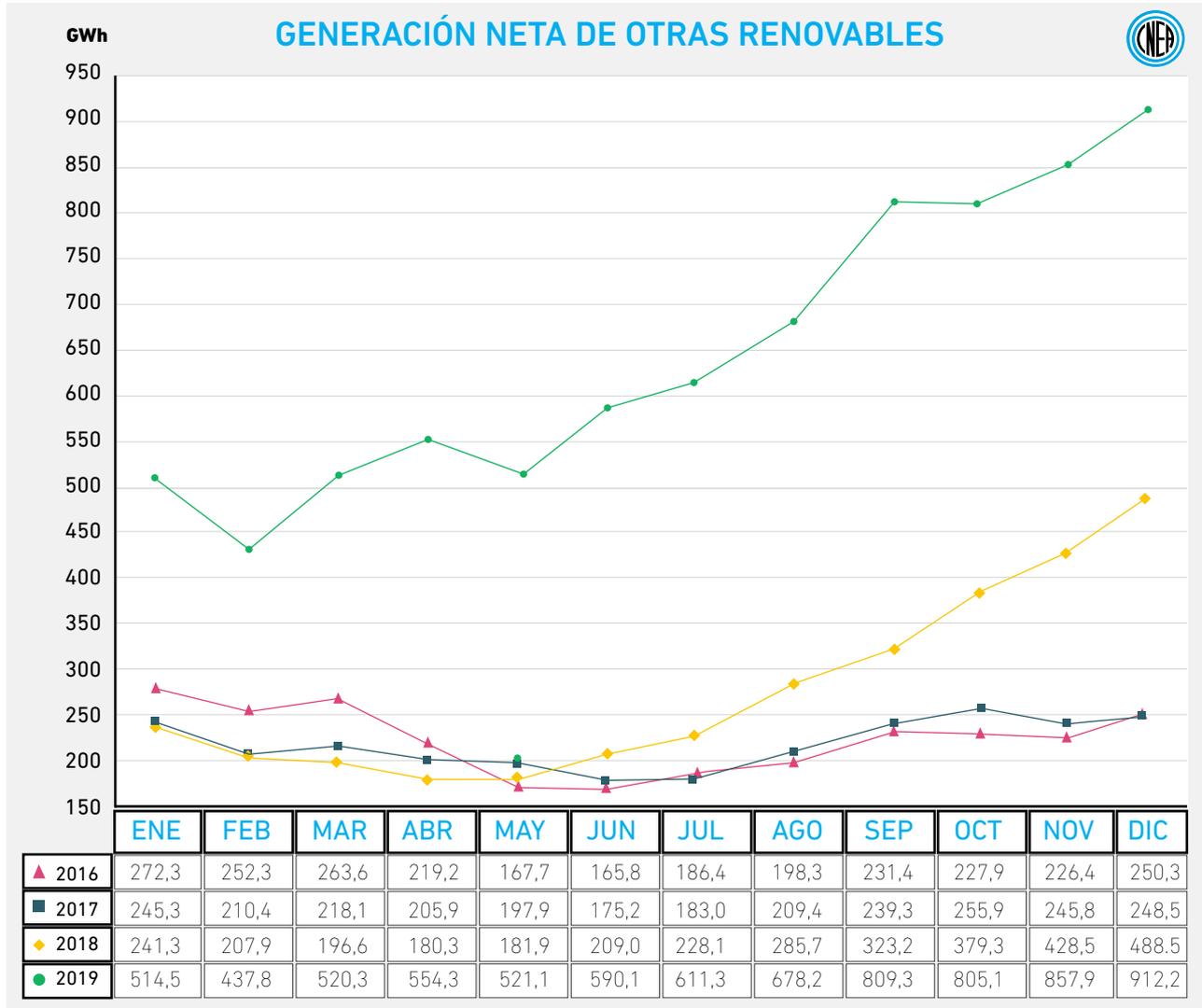


Nota. C = Cota.

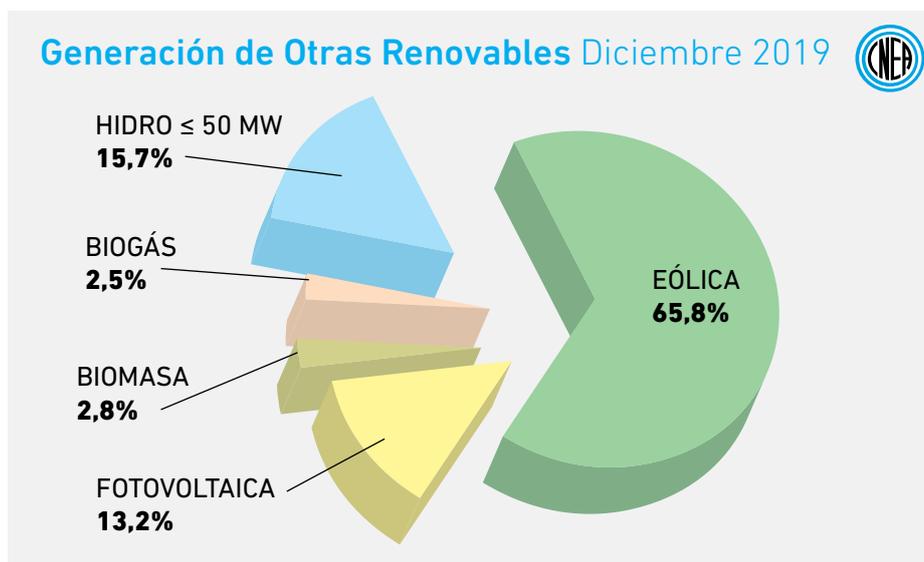
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 86,7% superior a la del mismo mes del año 2018. Esta generación fue la más alta para el mes de diciembre en los últimos cuatro años principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas en el último año.



A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.



En la siguiente tabla se presenta la potencia del mes de diciembre y la disponibilidad porcentual de los parques eólicos del país en el año.

POTENCIA Y DISPONIBILIDAD EÓLICA 2019

Nombre del Parque	Potencia (MW)	Ubicación	ENE %	FEB %	MAR %	ABR %	MAY %	JUN %	JUL %	AGO %	SEP %	OCT %	NOV %	DIC %	Disponibilidad Promedio
Arauco 1	25,2	La Rioja	21,6	27,5	32,2	29,5	33,0	27,1	28,0	35,5	33,1	48,0	47,6	44,2	34,0
Arauco 2	25,2	La Rioja	13,2	8,2	9,0	7,7	5,8	5,0	9,6	13,8	17,6	48,9	40,3	25,6	17,1
El Jume	8,0	Santiago del Estero	16,7	14,6	16,4	16,7	12,6	12,1	11,8	12,4	13,4	17,9	18,6	11,5	14,6
Necochea	0,25	Bs. As.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Corti	100,0	Bs. As.	53,7	26,3	41,7	39,7	37,0	48,8	49,8	43,3	47,8	40,6	48,1	46,2	43,6
La Castellana	100,8	Bs. As.	53,7	49,4	49,5	46,6	40,9	49,4	51,4	46,1	45,0	39,3	47,6	50,0	47,4
La Castellana 2	14,4	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	43,4	52,4	49,6	47,9	56,8	57,1	51,2
Villalonga 1	51,8	Bs. As.	60,2	47,7	56,7	49,2	40,0	39,4	54,2	49,2	52,4	51,2	54,4	53,1	50,6
Villalonga 2	3,45	Bs. As.	-	49,5	51,5	48,8	26,2	31,9	121,1	54,5	52,8	51,2	53,5	51,3	53,8
Pampa Energía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,9	50,6	22,4	25,9	33,5	28,7	38,5	50,8	36,5
De la Bahía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,4	61,2	65,5	50,7	48,9	44,7	46,2	48,1	50,8
La Genoveva 2	41,8	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	-	-	46,8	46,1	61,8	46,5	50,3
La Energética	20,0	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,1	51,6	51,1	47,3
García del Río	10,0	Bs.As.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58,9	58,9
Mataco 3	60,8	Bs.As.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,4	39,4
Rawson 1	52,5	Chubut	41,0	41,3	38,2	37,4	32,5	40,1	36,6	40,2	48,3	40,8	45,5	39,3	40,1
Rawson 2	31,2	Chubut	42,0	42,3	40,7	37,1	33,8	41,7	37,4	42,2	48,5	42,8	46,3	41,3	41,3
Rawson 3	25,1	Chubut	52,3	49,2	49,9	48,5	47,0	53,0	51,4	54,2	61,0	50,8	54,3	50,8	51,9
L. Blanca	50,0	Chubut	29,7	31,0	31,8	32,7	30,6	35,7	31,8	34,9	41,6	38,3	42,9	37,6	34,9
El Tordillo	3,0	Chubut	8,4	9,0	0,7	1,3	16,6	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4
Diadema	6,3	Chubut	64,6	49,1	40,3	50,8	48,2	54,9	53,0	48,6	43,5	43,9	58,8	62,2	51,5
Diadema 2	27,6	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	35,3	34,3	39,0	0,0	27,1
M. Behr	99,0	Chubut	68,3	52,5	49,7	58,1	56,1	65,1	58,7	58,6	68,3	58,7	62,1	68,7	60,4
Madryn 1	71,1	Chubut	56,5	51,7	53,1	50,4	45,6	51,5	47,1	53,5	51,7	54,8	57,0	51,5	52,0
Madryn 2	151,2	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	49,4	53,7	55,3	49,2	51,9
Garayalde	24,2	Chubut	63,8	53,5	51,7	51,3	46,2	56,2	48,8	60,2	65,0	51,7	65,7	59,5	56,1
Chubut Nor 1	28,8	Chubut	53,8	50,9	55,5	50,2	46,7	59,1	54,0	57,6	59,2	60,7	61,6	54,4	55,3
Aluar I	61,2	Chubut	-	44,2	51,3	48,4	48,4	57,0	56,5	68,2	65,5	54,5	31,3	46,9	52,0
Aluar Autog.	50,4	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61,8	52,9	57,4
Bicentenario 1	100,8	Santa Cruz	-	-	37,3	52,0	44,3	54,6	49,5	51,6	63,0	53,8	62,9	56,0	52,5
Bicentenario 2	25,2	Santa Cruz	-	-	-	51,2	44,1	49,5	47,2	51,8	61,6	53,0	59,1	50,0	51,9
Achiras	48,0	Córdoba	45,8	44,7	41,5	49,0	39,2	46,1	44,6	46,1	51,1	60,5	54,2	54,5	48,1
Manque	38,0	Córdoba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,7	49,7
La Banderita	39,6	La Pampa	-	-	-	49,3	49,3	49,3	47,0	52,6	41,4	40,8	49,4	51,6	47,9
Pomona 1	101,4	R. Negro	-	-	-	-	-	-	40,8	43,1	43,1	37,6	45,7	38,9	41,5
Genneia SA	11,7	R. Negro	-	-	-	-	-	-	-	39,0	46,8	46,4	54,0	43,3	45,9
Total	1.608,6		50,2	42,1	43,8	45,4	41,3	48,9	46,2	47,0	49,9	47,0	51,4	48,1	47,3

* Disponibilidad mensual media ponderada por potencia.

■ NOA ■ BA ■ PAT ■ CEN ■ COM

A continuación se presenta la potencia de diciembre y la disponibilidad porcentual de los parques fotovoltaicos del país en el año.

POTENCIA Y DISPONIBILIDAD FOTOVOLTAICA 2019

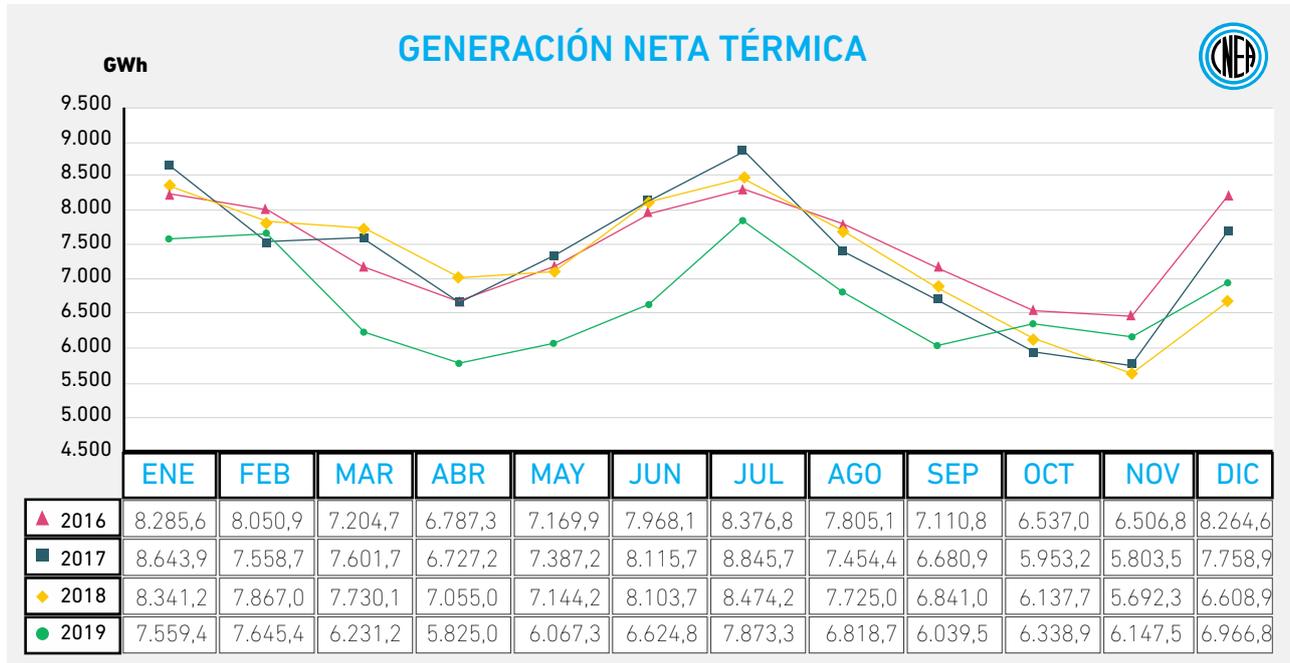
Nombre del Parque	Potencia (MW)	Ubicación	ENE %	FEB %	MAR %	ABR %	MAY %	JUN %	JUL %	AGO %	SEP %	OCT %	NOV %	DIC %	Disponibilidad Promedio
C. Honda 2	3,0	San Juan	28,0	28,5	25,7	24,3	19,5	21,2	21,2	26,2	28,9	28,9	30,6	28,8	26,0
C. Honda 1	2,0	San Juan	31,0	29,8	27,3	26,1	21,8	23,1	23,3	28,8	31,9	32,0	32,7	31,5	28,3
Chimberas 1	2,0	San Juan	31,6	21,4	28,6	27,4	21,8	22,8	21,3	28,5	31,6	31,3	31,4	32,7	27,5
Cord. Solar	80,0	San Juan	0,0	0,0	21,6	24,6	20,2	18,5	21,0	28,4	32,0	26,1	37,6	39,5	27,0
Las Lomitas	1,7	San Juan	24,2	16,6	21,9	24,2	14,2	18,1	18,4	25,8	31,3	37,4	42,4	38,7	26,1
S. Juan I y II	1,7	San Juan	24,5	22,9	20,1	18,6	16,0	16,7	17,1	21,3	22,3	22,6	25,4	26,4	21,2
Ullúm IV Sol.	13,5	San Juan	-	-	-	-	-	6,0	10,7	14,8	21,2	25,9	34,8	38,4	21,7
Ullúm Sol. 2	6,5	San Juan	-	-	-	-	-	-	9,5	16,4	21,3	26,8	32,8	39,6	24,4
P. S. Ullum 1	25,0	San Juan	25,4	15,3	20,6	24,7	17,4	16,9	16,5	24,6	31,0	32,9	37,1	38,2	25,1
P. S. Ullum 2	25,0	San Juan	23,4	30,4	29,6	25,4	17,6	16,8	16,7	24,8	31,4	33,9	37,6	39,5	27,2
P. S. Ullum 3	32,0	San Juan	22,3	29,6	29,5	25,2	17,4	16,7	15,2	23,7	31,0	33,4	38,5	39,4	26,8
Pasip Palmira	1,2	Mendoza	-	-	-	-	-	-	-	-	26,4	24,2	35,0	40,3	31,5
Cafayate	80,0	Salta	-	-	-	-	-	-	16,0	8,7	20,7	30,6	31,0	29,5	22,7
P. S. Chepes	2,0	La Rioja	18,3	20,4	13,4	16,2	11,7	14,9	15,0	19,3	22,8	19,6	20,7	21,0	17,8
Nonogasta	35,0	La Rioja	30,3	21,8	18,2	10,1	16,8	16,4	18,4	23,6	27,1	31,1	35,7	35,7	23,8
P. de los Llanos	12,0	La Rioja	0,0	3,0	12,1	13,3	13,8	13,9	14,9	23,0	29,5	30,7	32,4	44,1	21,0
P. S. Saujil	22,5	Catamarca	32,0	29,0	23,8	23,1	18,5	17,3	19,7	23,6	23,4	28,8	36,6	36,7	27,7
P. S. Tinogasta I	15,0	Catamarca	-	-	-	19,1	19,9	18,7	19,2	26,3	29,2	32,1	34,9	34,2	25,9
P. S. Tinogasta II	7,0	Catamarca	-	-	-	17,2	19,4	18,3	20,3	26,0	29,0	27,7	27,0	26,8	23,5
Fiambalá	11,0	Catamarca	-	-	-	-	-	-	-	-	12,7	26,6	36,5	39,0	28,7
C. del Oeste	24,8	San Luis	35,1	33,4	23,3	22,7	15,2	16,2	15,7	22,4	29,6	30,8	37,2	40,7	26,8
La Cumbre 2	4,0	San Luis	-	25,9	23,5	21,4	14,8	15,5	16,3	22,6	30,5	23,1	0,0	25,1	19,9
La Cumbre	22,0	San Luis	34,6	33,2	25,4	25,0	16,2	16,9	18,1	25,1	33,3	33,7	39,0	43,0	28,6
Cerros del Sol	5,0	San Luis	-	-	-	-	-	-	-	-	24,1	23,5	24,7	24,8	24,3
De la Punta	5,0	San Luis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,2	16,2
Agritur S. Luis	0,5	San Luis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,6	22,6
Total	439,2	Promedio*	13,3	13,0	16,2	16,7	13,6	13,3	17,4	21,6	27,4	29,9	35,0	36,2	25,3

* Disponibilidad mensual media ponderada por potencia.

CUY NOA CEN

⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 5,4% superior a la del mismo mes del año 2018. A continuación se presenta su evolución.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles para diciembre de los años 2018 y 2019.

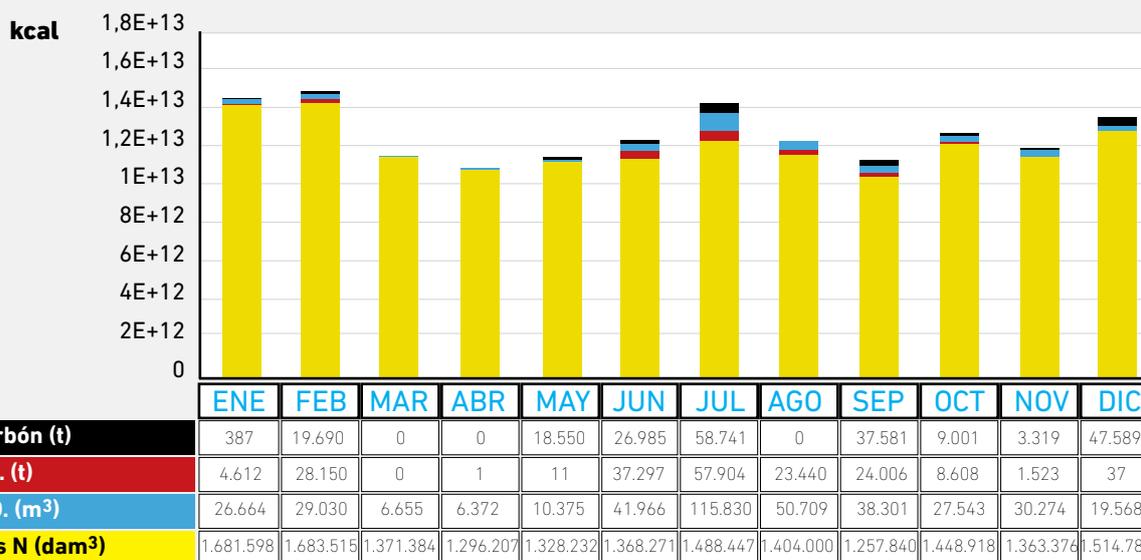
COMBUSTIBLE	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2019
Carbón [t]	0	47.589
Fuel Oil [t]	62	37
Gas Oil [m ³]	19.652	19.568
Gas Natural [dam ³]	1.443.470	1.514.781

Este mes el consumo de gas natural aumentó un 4,9% respecto a diciembre de 2018. De manera similar, el consumo de carbón registró un crecimiento extraordinario debido a que en diciembre de 2018 no hubo consumo de carbón. Por otra parte, los combustibles líquidos registraron descensos del 0,4% para el gas oil y del 40,0% para el fuel oil respecto a los del mismo mes del año anterior.

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de diciembre de 2019 resultó un 8,1% superior al del mismo mes del año anterior.

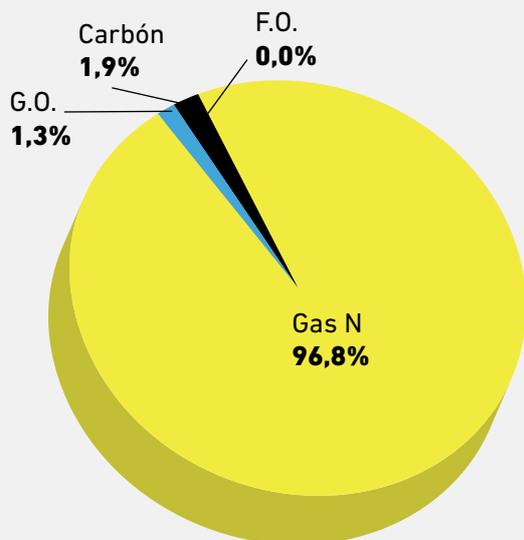
En el siguiente gráfico se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2019

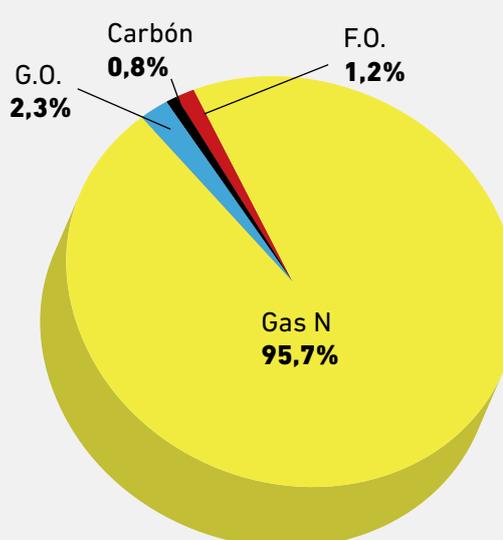


La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en diciembre, en unidades energéticas, ha sido:

Consumo de Combustibles Fósiles Diciembre 2019

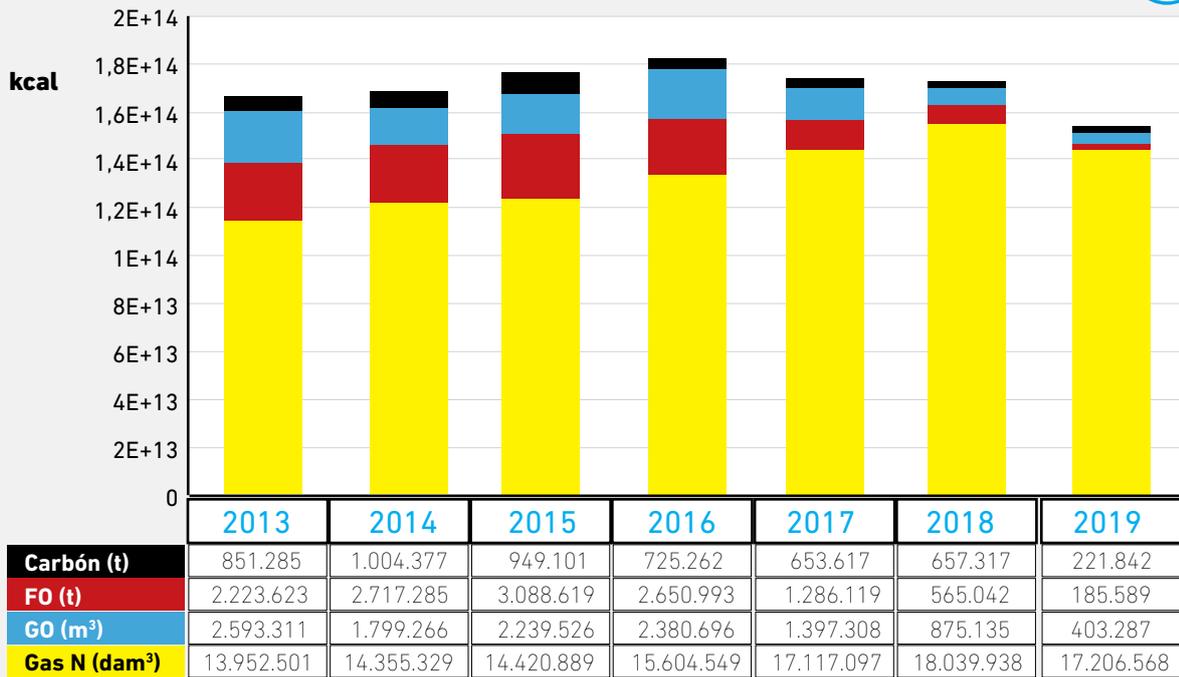


Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2019



A continuación se muestra un gráfico con la evolución del consumo de combustibles fósiles en los últimos siete años, en unidades equivalentes (energía). En la tabla del mismo gráfico se indican las unidades físicas (masa y volumen) de cada combustible.

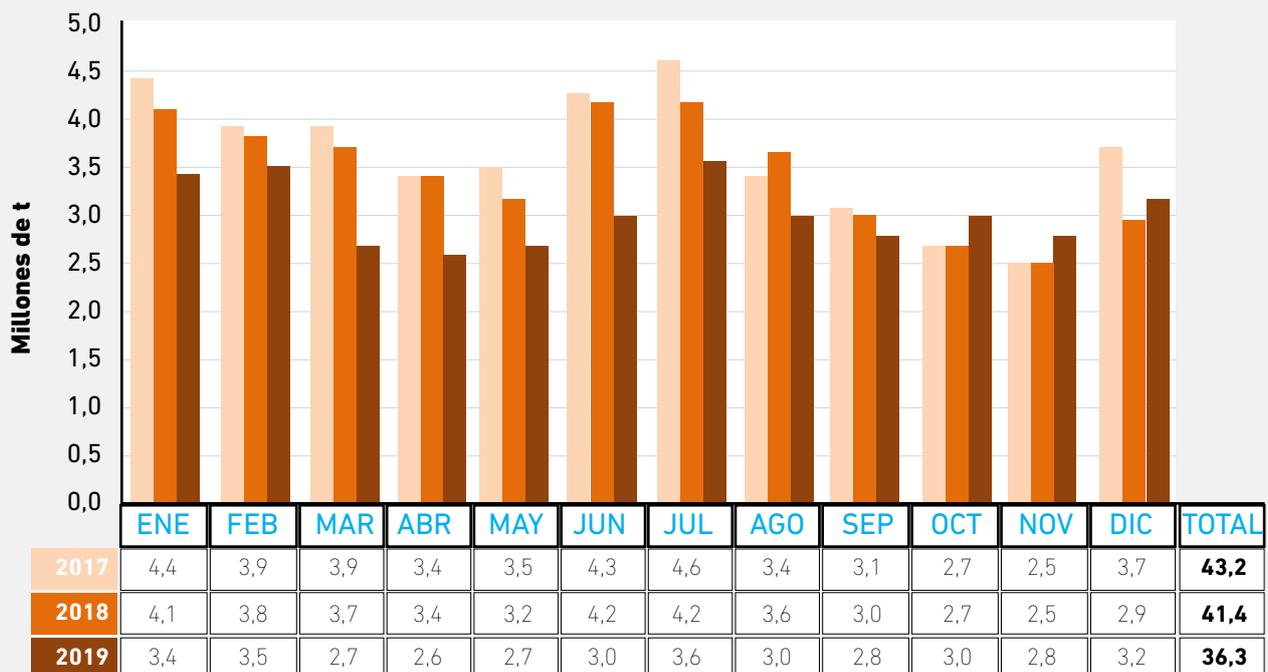
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM PERÍODO 2013-2019



En el gráfico anterior puede apreciarse tanto la disminución del consumo de combustibles fósiles totales en los dos últimos años como el aumento en la participación del gas natural.

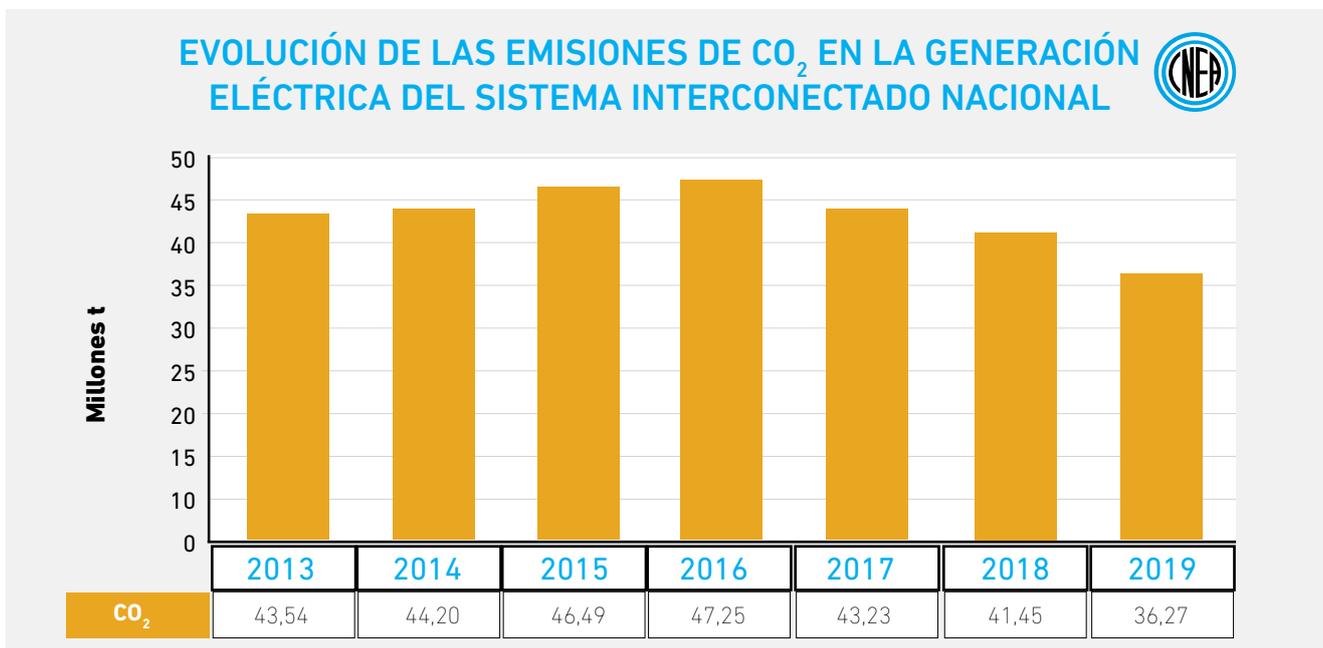
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.

EMISIONES DE CO₂ EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



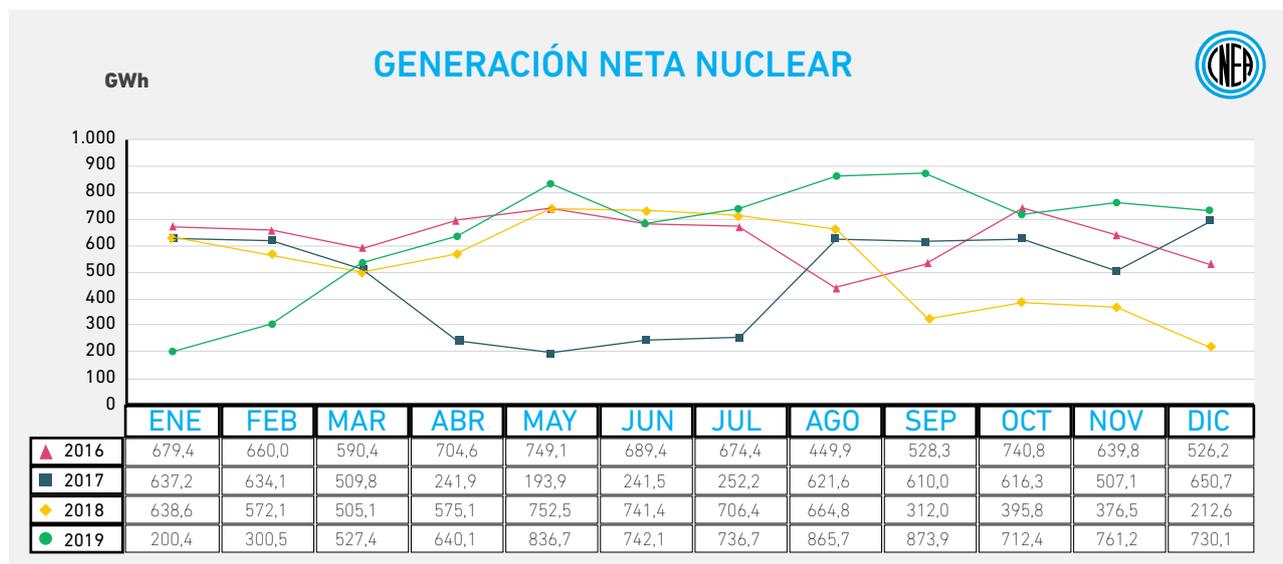
Durante diciembre se evidenció un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 9,0%. Debido al aumento de la generación térmica.

A continuación se muestra un gráfico con la evolución de las emisiones de CO₂ en la generación de electricidad en los últimos siete años en millones de toneladas. Como puede observarse el valor de este año es el menor de los últimos siete debido al aumento del uso de gas natural, reemplazando combustibles líquidos.



⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2016 hasta la fecha, en GWh.



Particularmente este mes, la generación nucleoelectrónica registró un aumento considerable, del 243,3%, respecto a diciembre de 2018. Esta generación fue la más alta para este mes en los últimos cuatro años.

Con respecto a la Central Nuclear Embalse, comenzó a entregar energía a la red desde febrero del corriente año luego de concluir su plan de extensión de vida y durante el mes de diciembre detuvo sus operaciones desde el 30 de noviembre hasta el 15 de diciembre para efectuar tareas de mantenimiento.

Por su parte, las centrales nucleares Atucha I y Atucha II operaron con normalidad durante el mes.

⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico² mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Por su parte, los valores de los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y el “Sobrecosto de Combustible” constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Con respecto al nuevo ítem en el precio monómico “Compra Conjunta”, este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CMMESA de las compras de energía renovable que esta compañía realiza a cuenta de los usuarios con una demanda mayor a trescientos kilovatios (300 kW).

Estos conceptos junto con el de “Energía Adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de Potencia”) componen el “Precio Monómico”.

A partir del año 2016 se ha incorporado a la Síntesis Mensual del MEM la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo a su consumo, tal como lo indica la siguiente tabla.

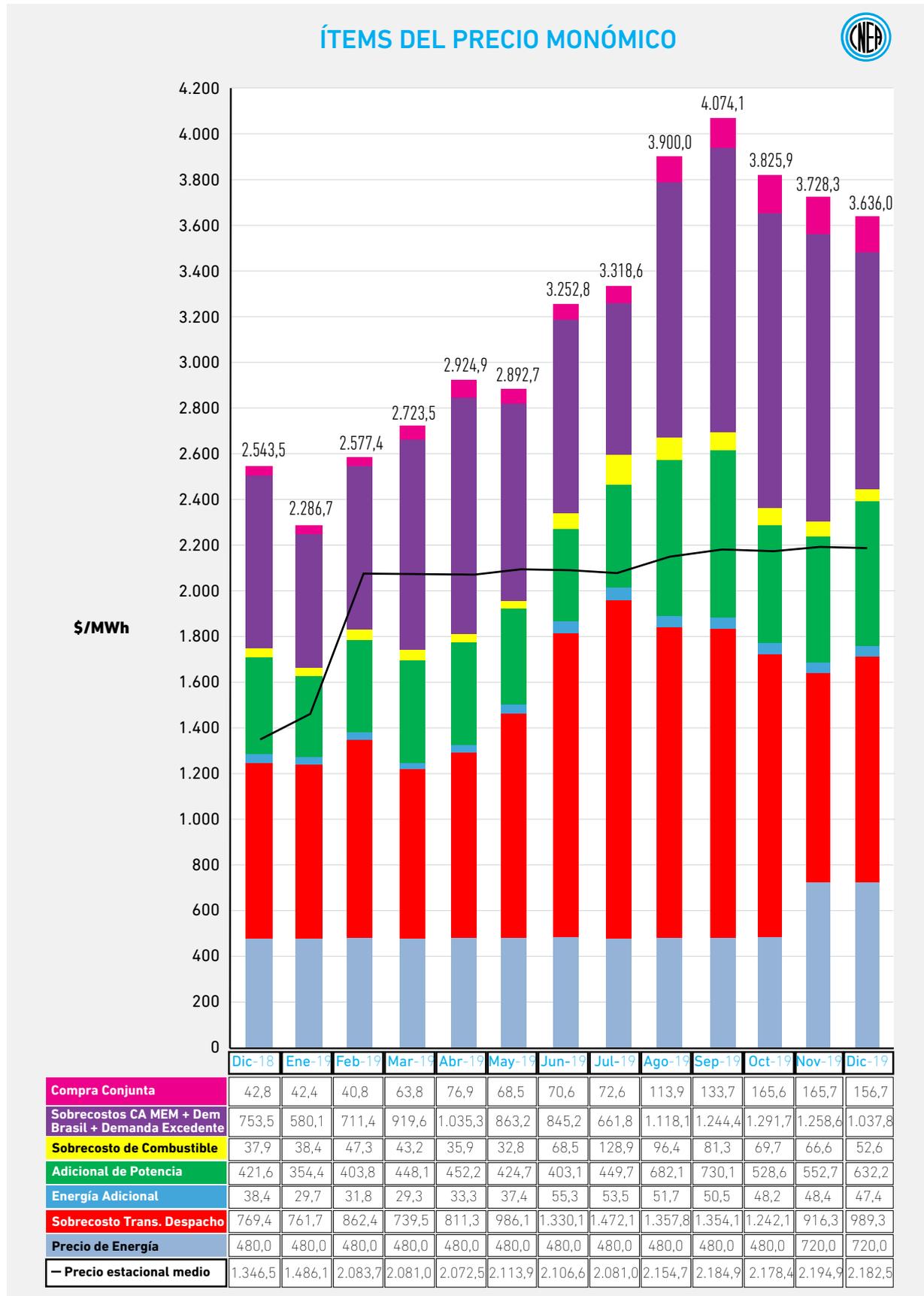
En función de lo determinado por la Resolución 14/2019 del Ministerio de Hacienda, los precios de referencia estacionales desde el 1 de noviembre de 2019 hasta el 30 de abril del 2020, son:

	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	2.902,00	1.985,00	1.852,00
Resto	2.771,00	1.892,00	1.764,00
Valle	2.639,00	1.800,00	1.676,00

Por otra parte, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de agosto de 2018, aprobado mediante la Ley N° 27.469, se acordó que a partir del 1° de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales. De esta manera, queda sin efecto la Resolución N° 1.091 de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus modificatorias en relación a las tarifas sociales.

² Incluye la potencia más todos los conceptos relacionados con la energía en el Centro de Cargas del Sistema, sin contemplar cargos de Transporte ni Distribución, servicios que los usuarios deben pagar desde el Nodo Ezeiza hasta su punto de consumo.

En el siguiente gráfico se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses.



⚡ Evolución de las Exportaciones e Importaciones

Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, los egresos hacia Uruguay están incluidos en las exportaciones.

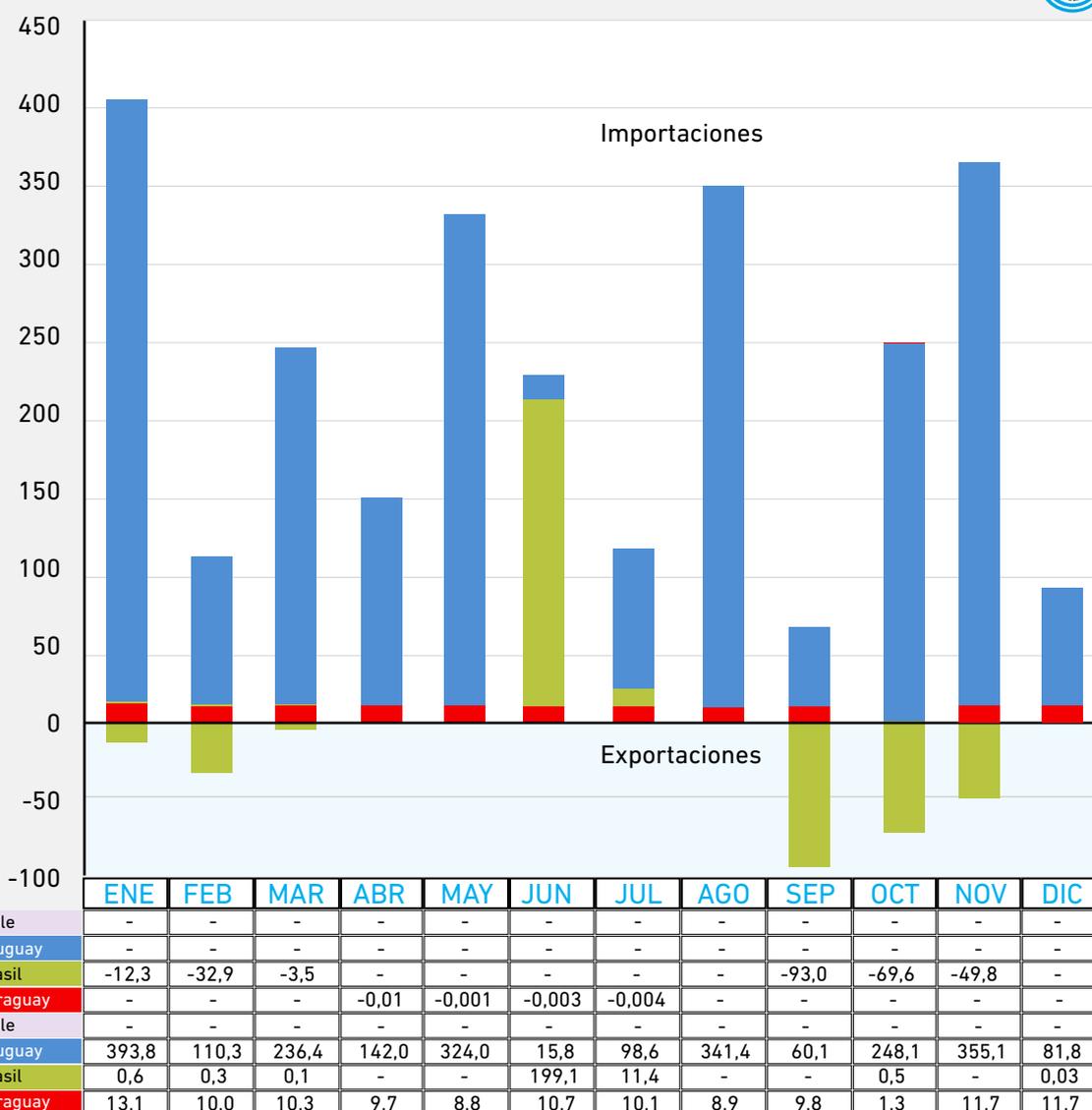
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2019.

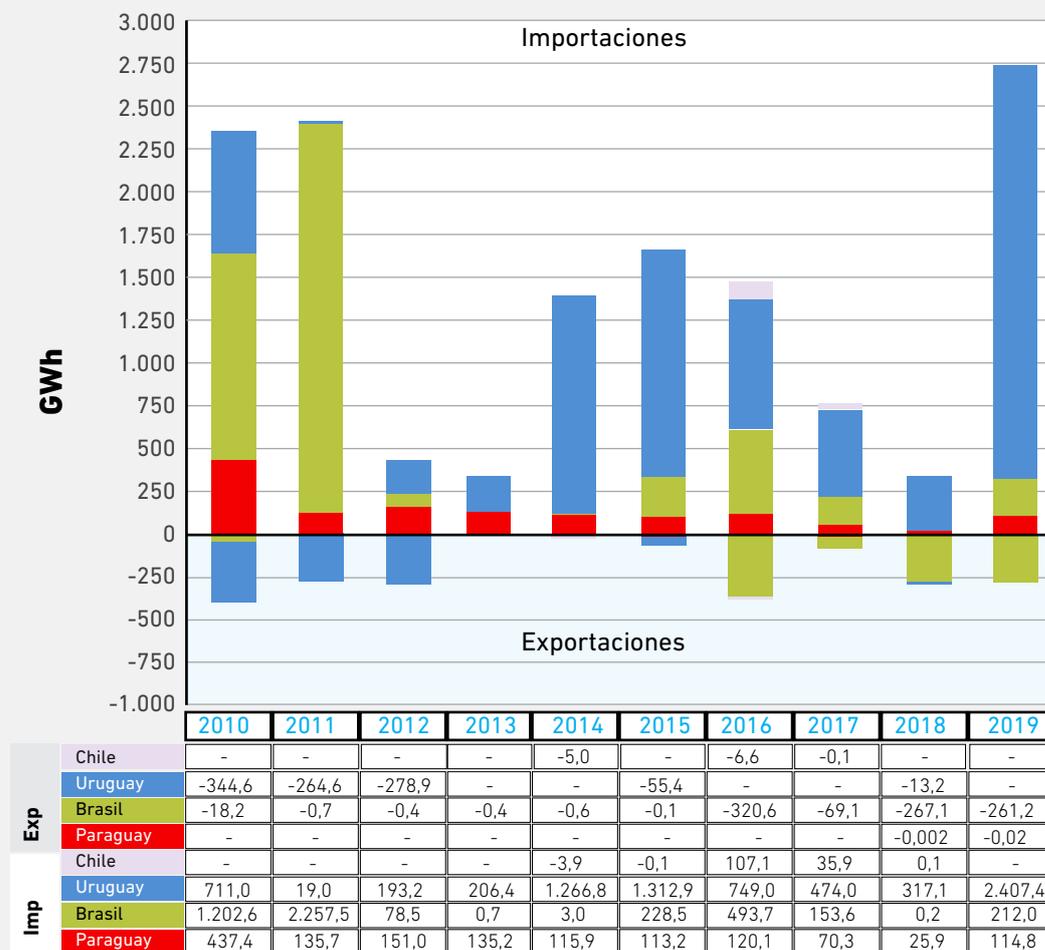
GWh

EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2019



En la siguiente figura se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones de energía de los últimos 10 años.

EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2010-2019



Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de diciembre de 2019.

Comentarios: División Prospectiva Nuclear y Planificación Energética. CNEA.

Norberto Ruben Coppari
coppari@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
sjensen@cnea.gov.ar

Subgerencia Planificación Estratégica.
 Gerencia Planificación, Coordinación y Control.
 Comisión Nacional de Energía Atómica.

Enero de 2020.

Comisión Nacional de Energía Atómica
Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: 54-011-6772-7422/7526/7641

Fax: 54-011-6772-7526

e-mail:

sintesis_mem@cnea.gov.ar



<https://www.cnea.gob.ar/es/publicaciones/>