

# SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XX N° 236



Comisión Nacional  
de Energía Atómica

Agosto 2020

Comité Técnico

Norberto Coppari

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Sofía Colace

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

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.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	8
POTENCIA INSTALADA.....	9
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	10
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	11
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	13
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) Agosto 2020.

### ⚡ Introducción

En agosto, la demanda neta de energía del MEM disminuyó un 6,4% en comparación con el valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 14,9°C, en lo que fue un mes más caluroso que agosto del año pasado, cuya temperatura media fue de 12,9°C. En cuanto a la temperatura media histórica del mes, por su parte, se ubicó en los 12,6°C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, para Yacyretá el río Paraná presentó un caudal inferior al histórico, al igual que los ríos pertenecientes a la cuenca del Comahue (Limay, Neuquén, Collón Curá) y el río Futaleufú, que presentaron aportes inferiores a los históricos del mes. En la misma línea, el caudal del río Uruguay (Salto Grande) fue inferior al histórico para el mes de agosto.

Así, la generación hidráulica disminuyó un 20,8% en comparación al valor registrado en agosto de 2019.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 1.180,2 GWh contra 678,2 GWh registrados en agosto del año anterior. Así, la generación resultó un 74,0% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2019, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 49,5%.

**Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 891,2 GWh**, valor 2,9% superior al alcanzado en agosto de 2019, de 865,7 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 7,0% inferior a la del mismo mes del año pasado.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 150,9 GWh contra 350,3 GWh alcanzados en agosto de 2019. Por otra parte, se registraron exportaciones por 0,4 GWh, mientras que en agosto del año pasado no hubo exportaciones.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de **4.573,9 \$/MWh**, equivalente a **62,4 U\$S/MWh<sup>1</sup>**. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

### ⚡ Observaciones

**A raíz del “Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio” (ASPO) dispuesto por el Gobierno Nacional desde el 20 de marzo, se han modificado los hábitos tradicionales de consumo de energía. Dicha medida se implementó con el fin de evitar la propagación del virus del COVID-19. Por lo tanto, es importante destacar que muchos de los indicadores del Mercado Energético Mayorista que se ven reflejados en esta publicación se alejen de los usuales que se manejan para este mes.**

Las demandas comercial e industrial registraron disminuciones del 13,4% y 15,0% respectivamente, en relación con los valores alcanzados en agosto de 2019. Por otra parte, la demanda residencial aumentó un 3,0% respecto al mismo mes del año anterior.

---

<sup>1</sup> Dólar mayorista promedio de agosto de 2020 del Banco Central de la República Argentina.

En materia de generación nucleoelectrónica, la Central Nuclear Embalse detuvo su operación desde el 29 de agosto en adelante para efectuar tareas de mantenimiento. De manera similar, la Central Nuclear Atucha I interrumpió sus tareas desde el 18 de julio hasta el 18 de agosto, y nuevamente del 29 de agosto en adelante por mantenimiento. Por otra parte, la Central Nuclear Atucha II operó con normalidad durante todo el mes a potencia reducida.

Con relación a la generación de Otras Renovables, esta continúa aumentando considerablemente desde mediados de 2018 debido, sobre todo, a los ingresos de nueva generación eólica y fotovoltaica al sistema.

En lo que refiere a generación hidroeléctrica, se ha producido una disminución sustancial en comparación con agosto de años anteriores. En este sentido, el valor para este mes ha sido el más bajo en los últimos 15 años.

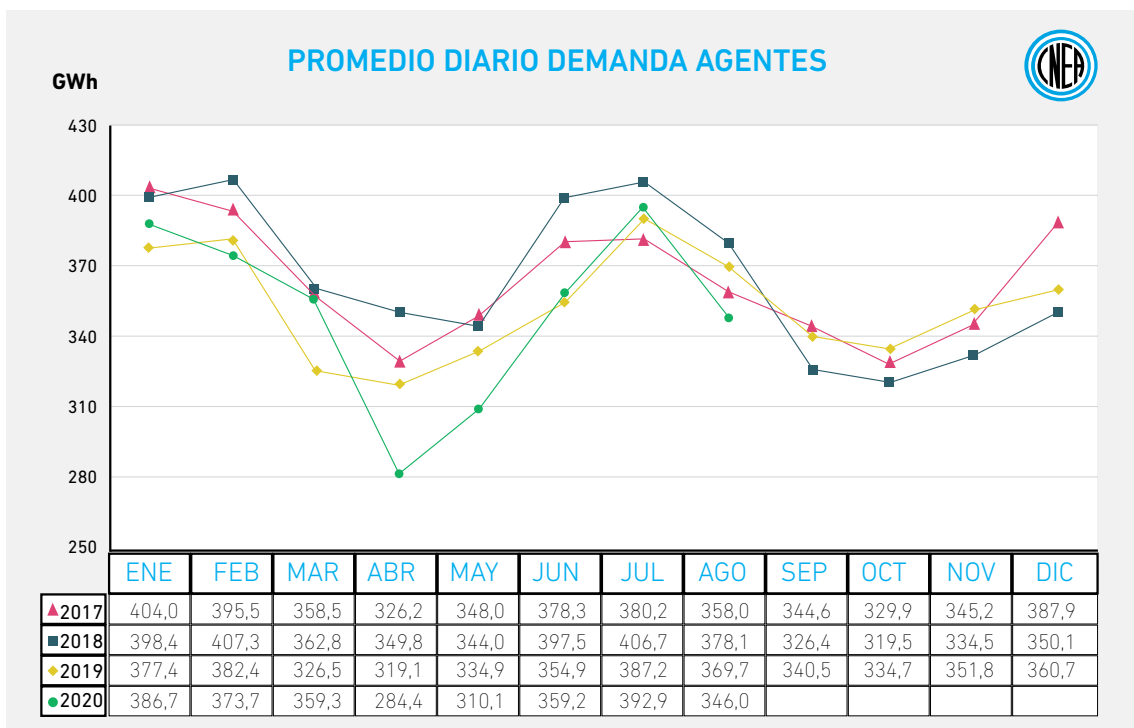
## ⚡ Demanda de Energía

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2020 (%)
<b>-6,4</b>	<b>0,7</b>	<b>-0,9</b>

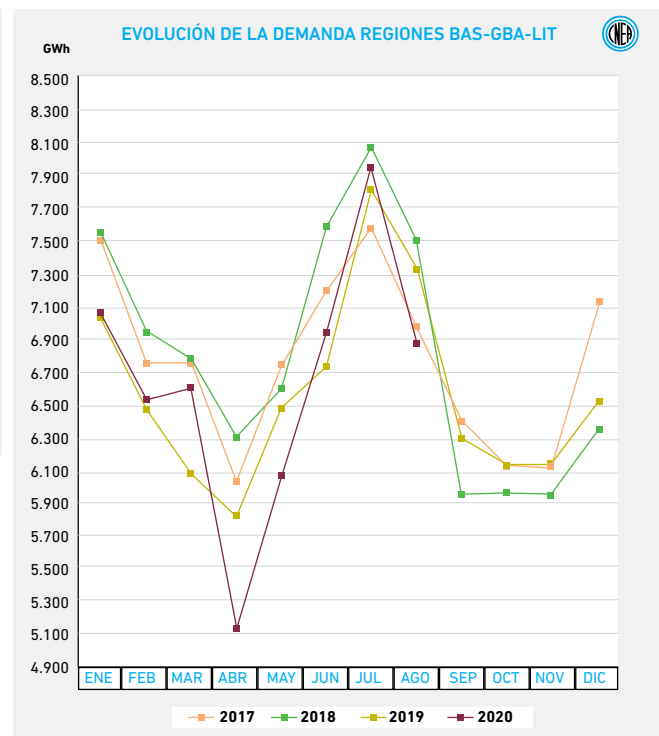
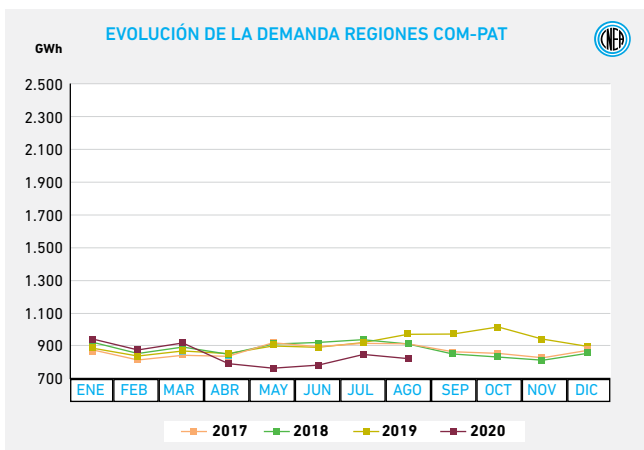
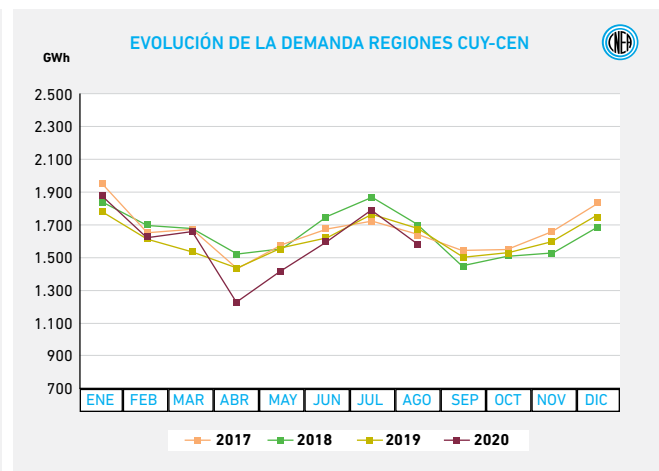
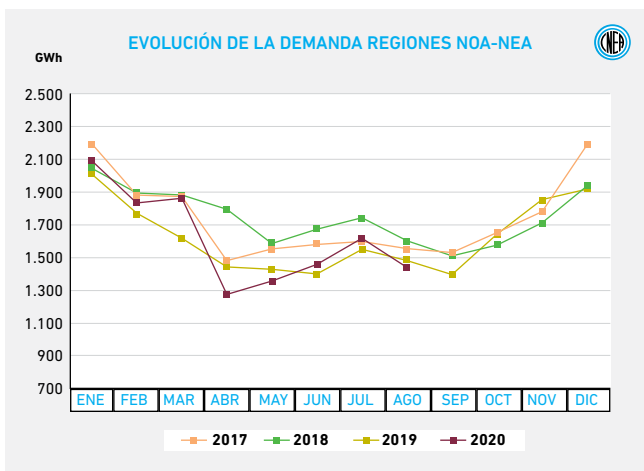
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos doce meses respecto de los doce anteriores. El "acumulado", en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes a partir del 2017 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 (BAS)	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

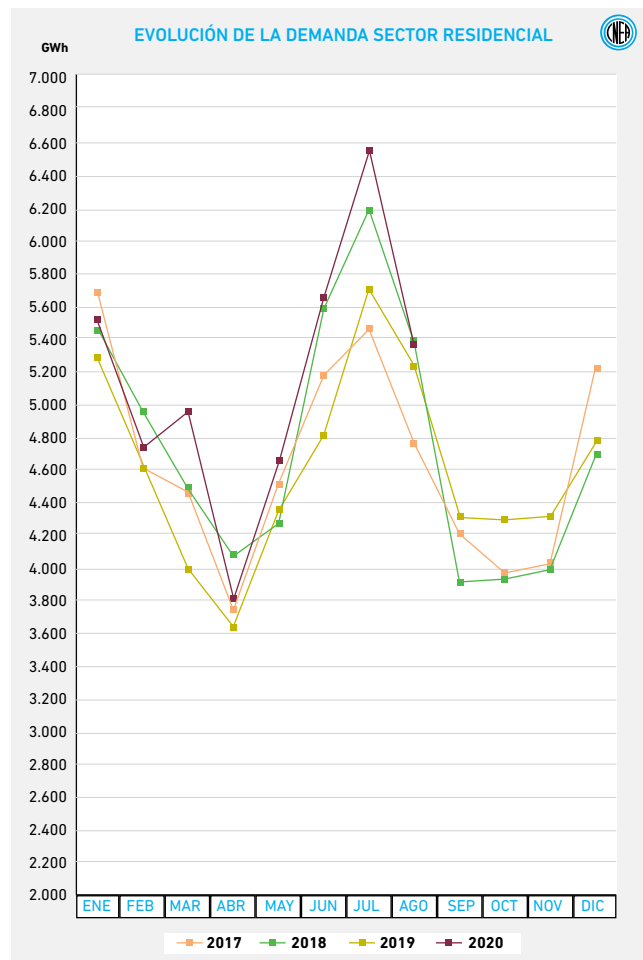
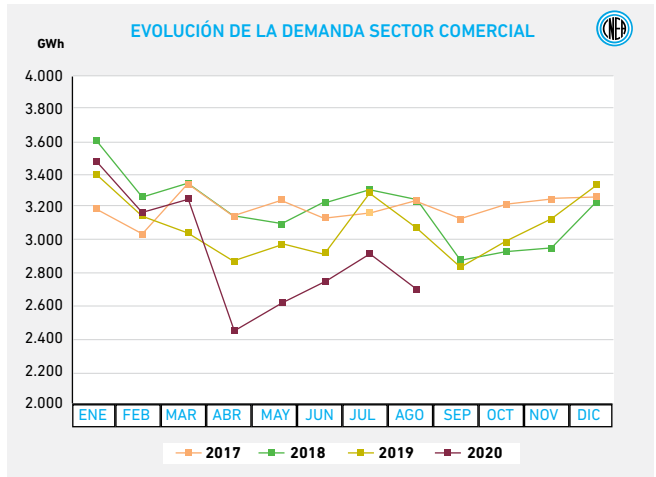
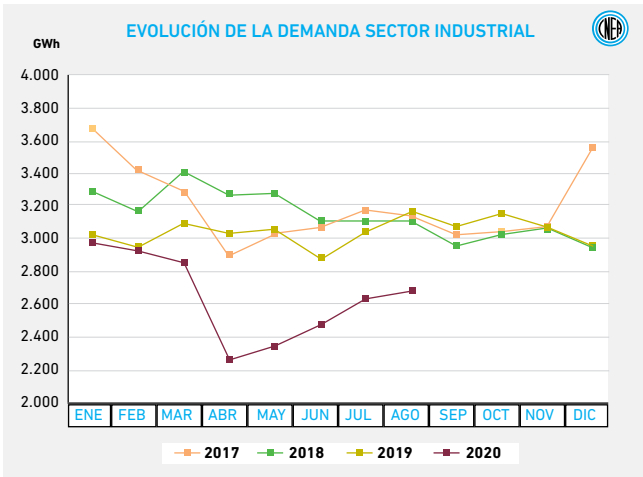


Durante el mes de agosto en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.454 GWh, los cuales representan un decrecimiento del 1,5% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.476 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.585 GWh, valor 4,4% inferior al alcanzado en agosto de 2019, de 1.657 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT<sup>2</sup> experimentaron una demanda

<sup>2</sup> Demanda regional incluyendo Aluar Aluminio Arg. S.A.

de 815 GWh, equivalente a una disminución del 17,6% en comparación con la demanda registrada en agosto del año pasado, de 989 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.871 GWh, valor 6,4% inferior al alcanzado en 2019, de 7.338 GWh. Cabe destacar que para todas las regiones estas demandas fueron las más bajas para el mes de agosto en los últimos cuatro años.

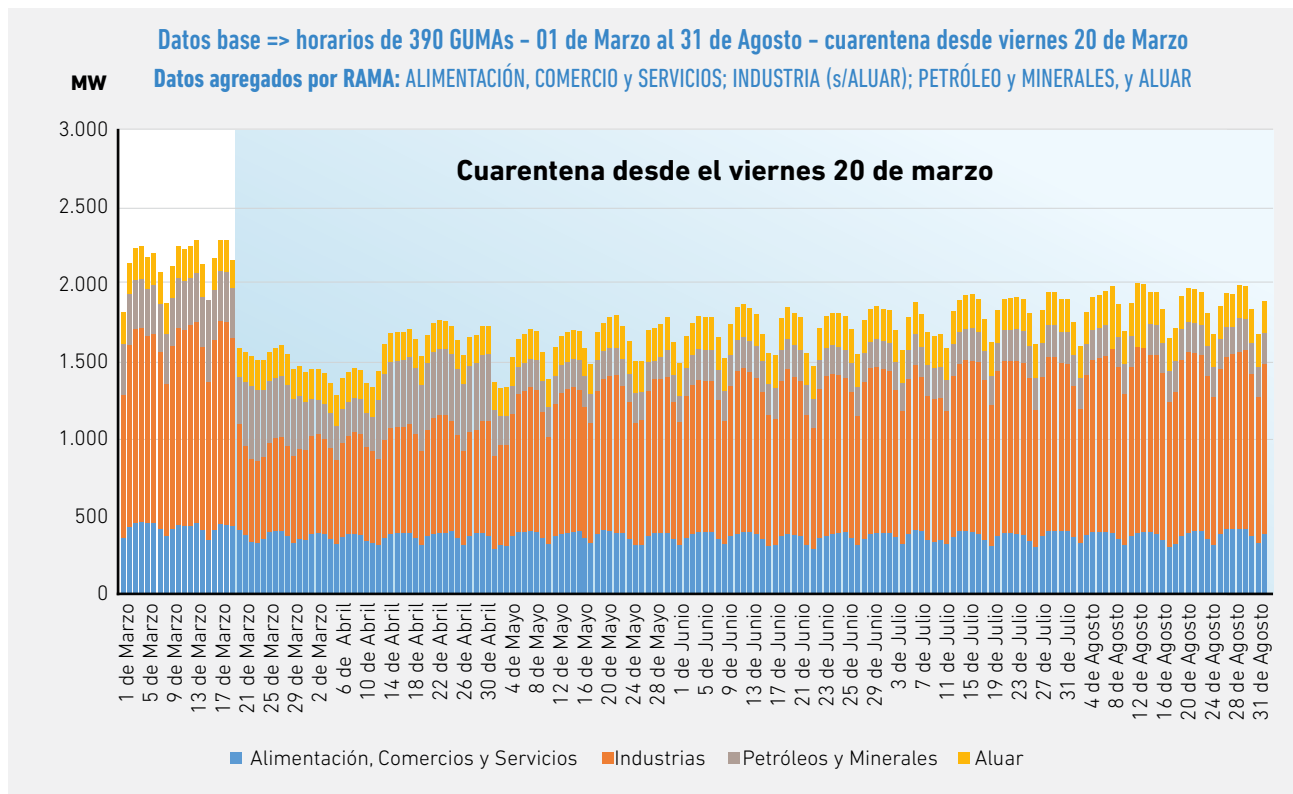
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por sectores de consumo.



**La caída en la demanda de los sectores comercial e industrial podría deberse a diversas causas: la principal, es indudablemente la cuarentena producto de la pandemia mundial por el virus del COVID-19. Como es de público conocimiento, desde el día 20 de marzo se estableció en el país el ASPO, debido al cual la población se mantuvo en sus hogares con excepción de aquellas personas que desarrollan actividades declaradas por el gobierno nacional como esenciales.**

En agosto los valores residenciales de demanda fueron un 3% superior a los alcanzados en agosto del 2019. En este sentido, se demandaron 5.355 GWh en agosto de 2020, contra 5.199 GWh en el mismo mes del año pasado.

Los efectos de las medidas de aislamiento pueden verse en las figuras a continuación, donde se observa una fuerte caída de las demandas industrial y comercial, que alcanzan los menores valores de los últimos cuatro años, dicha baja afectó particularmente al sector de Grandes Usuarios.

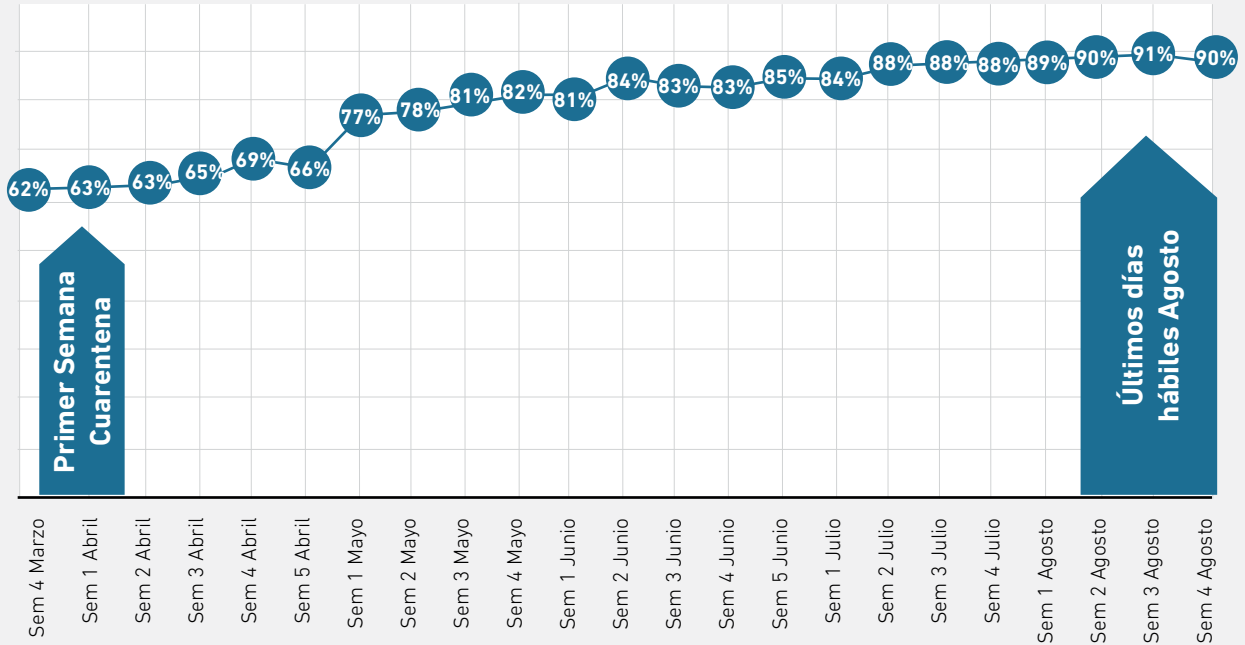


En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 2.702 GWh, valor 13,4% inferior al alcanzado en agosto del año pasado, que fue de 3.121 GWh. Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.669 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2019 había sido de 3.140 GWh, se registró una disminución del 15,0%. En ambos casos, los valores son los más bajos para el mes de agosto en los últimos cuatro años. Sin embargo, a la hora de analizar los gráficos de evolución de la demanda, se puede observar cierta tendencia a la normalización dentro del sector industrial. El sector comercial, sin embargo, experimentó en agosto una caída luego de meses de recuperación en la curva de crecimiento.

En cuanto a la demanda de GUMAs (Grandes Usuarios Mayores) se puede observar en la siguiente figura que se están recuperando los valores de demanda previos al comienzo del **ASPO**.

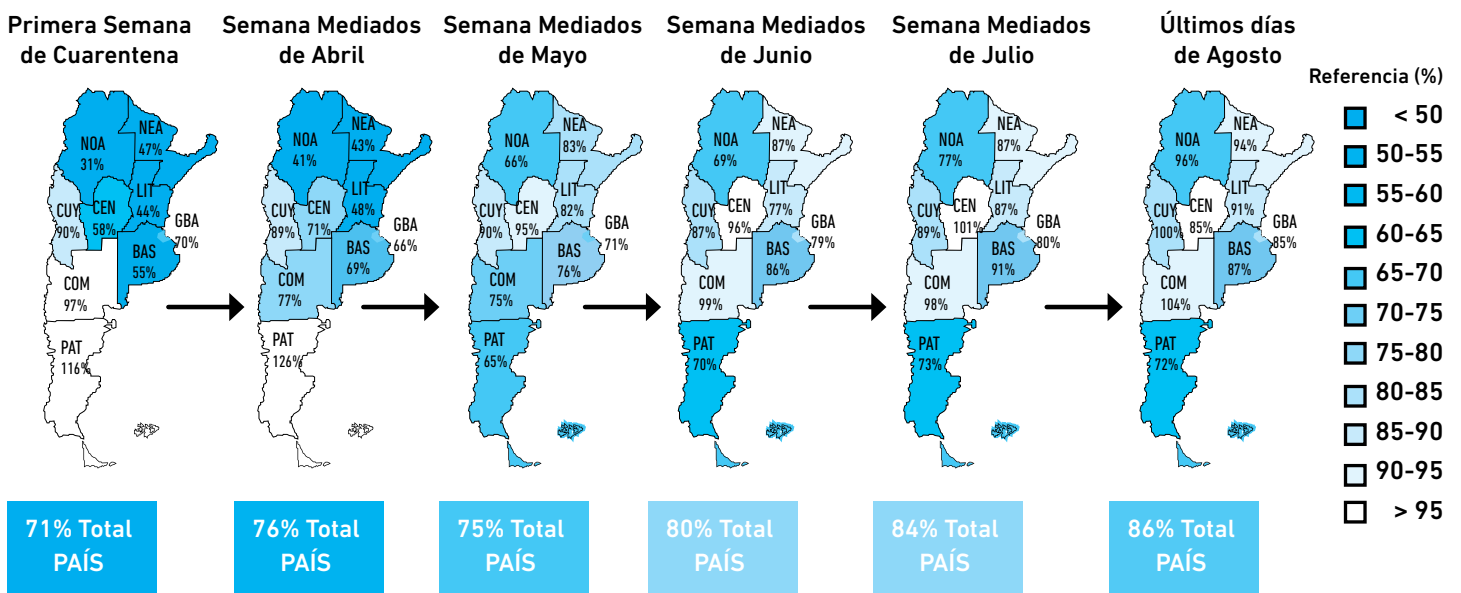


## EVOLUCIÓN DEMANDA MEDIA DIARIA GUMAs (sin Aluar) PORCENTAJE DE DEMANDA ALCANZADA EN RELACIÓN A LA DEMANDA PREVIO COMIENZO DEL ASPO



Como se puede observar con más detalle en la siguiente figura y tabla, la gran demanda GUMAS, AUTOGENERADORES y ALUAR evidencia un aumento leve, aunque sostenido, semana a semana. Durante la última semana de agosto, esta logró ubicarse en valores cercanos al 90% en relación con la demanda previa a la cuarentena. Es importante destacar que el consumo de gran demanda ha ido en aumento desde los últimos días de abril.

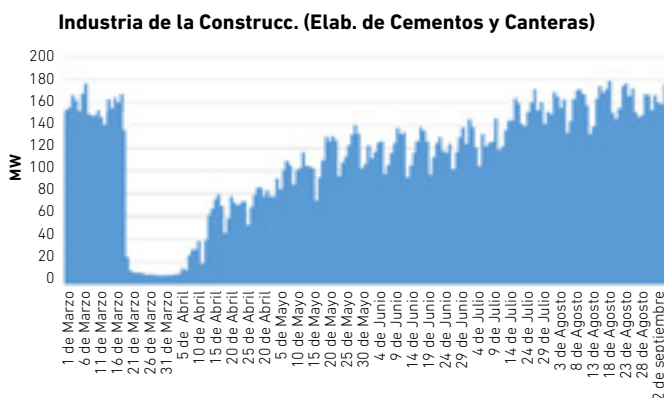
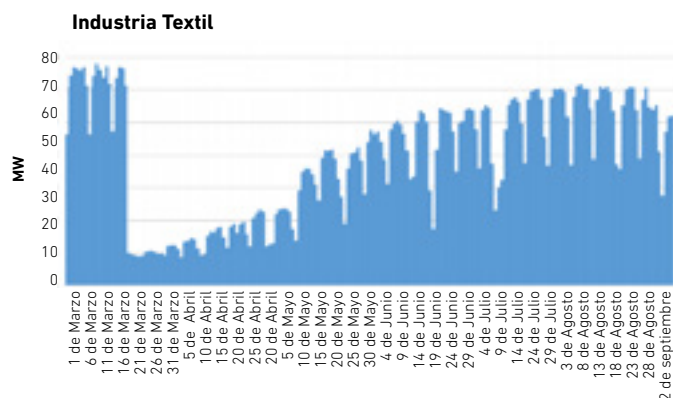
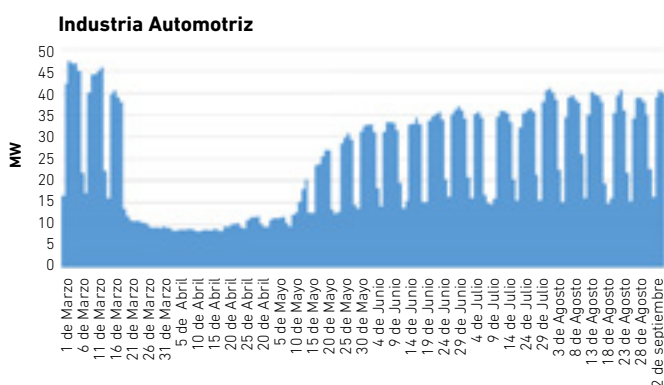
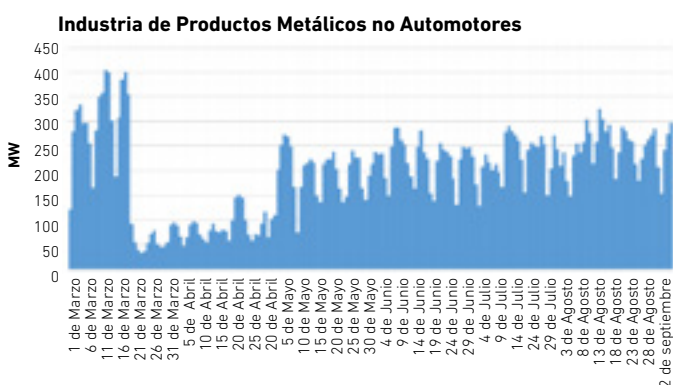
### Porcentaje de variación de la demanda en relación a valores previos al ASPO



## Porcentaje de variación de la demanda en relación a valores previos al ASPO

MW Semana Hábil	Semana Previa a la Cuarentena		Primera Semana de Cuarentena		Última Semana de Agosto		Recuperado de la Demanda %
	MW	%Particip.	MW	%Demanda Alcanzada en Relación a antes de Cuarentena	MW	%Demanda Alcanzada en Relación a antes de Cuarentena	
Gran Buenos Aires (GBA)	593,2	26%	413,2	70%	503,4	85%	15%
Buenos Aires (BAS)	475,4	21%	260,1	55%	415,4	87%	33%
Patagónica (PAT con Aluar)	401,2	18%	466,6	116%	289,9	72%	-44%
Litoral (LIT)	331,6	15%	146,9	44%	302,5	91%	47%
Cuyo (CUY)	160,3	7%	143,7	90%	159,5	100%	10%
Centro (CEN)	85,7	4%	49,1	57%	73,6	86%	29%
Comahue (COM)	82,8	4%	80,0	97%	85,8	104%	7%
Noroeste (NOA)	83,7	4%	25,8	31%	80,3	96%	65%
Noreste (NEA)	28,9	1%	13,5	47%	27,2	94%	48%
<b>TOTAL Gran Demanda</b>	<b>2.243,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.599,0</b>	<b>71%</b>	<b>1.937,8</b>	<b>86%</b>	<b>15%</b>
<b>Total sin Aluar</b>	<b>1.924,6</b>		<b>1.201,0</b>	<b>62%</b>	<b>1.742,0</b>	<b>91%</b>	<b>28%</b>

La variación en la demanda puede explicarse, en gran medida, a partir del análisis de los datos referidos a la rama industrial. Como puede verse en las siguientes figuras y con más detalle en la tabla, la mayoría de las actividades industriales han aumentado su demanda en comparación con los primeros días del ASPO. En este sentido, las ramas que recuperaron sus actividades han sido la industria automotriz, la industria textil y la construcción.



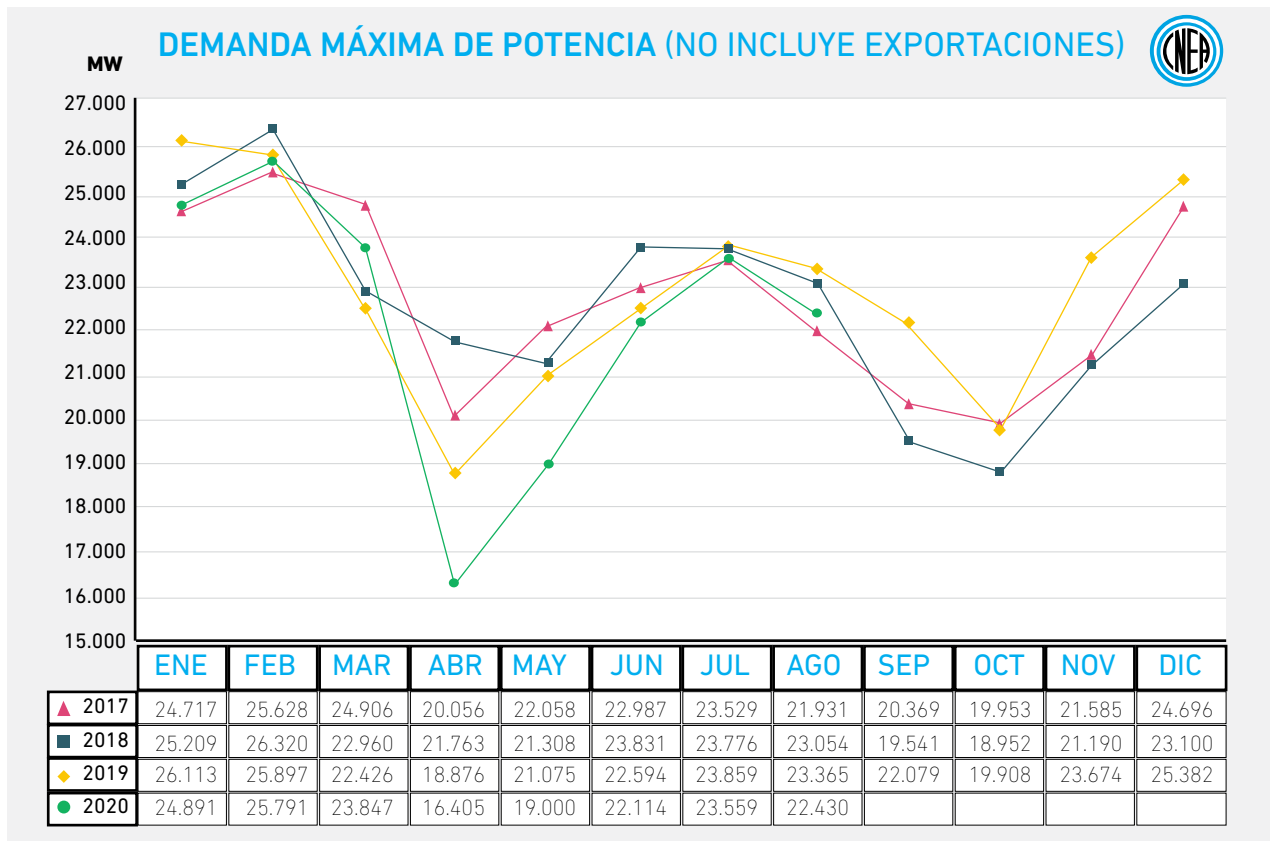
En el caso de ALUAR se debe tener en cuenta que desde los primeros días de mayo la baja relativa en su demanda se debe principalmente a un aumento de autogeneración respecto a los días previos. La demanda bruta total (sin descontar la autogeneración térmica de la planta) cayó en el orden de un 40%, valores similares al resto de la industria metalmeccánica.

### Variación de las principales actividades industriales respecto el inicio del ASPO

	Semana Prev hábil ASPO MW	Primera Semana Hábil Cuarentena MW	Caída MW	Caída %	Días hábiles 23 al 29 de Agosto MW	Caída MW	Caída %	
INDUSTRIAS	Automotriz	43,9	10,3	-33,6	-76,5	37,0	-7,0	-15,8
	Derivados de Petróleo	201,4	158,8	-42,6	-21,2	181,0	-20,4	-10,1
	Construcción	147,8	9,3	-138,5	-93,7	156,7	8,9	6,0
	Madera y el Papel	104,7	65,7	-39,0	-37,2	99,0	-6,8	-6,5
	Metálicos no Automotores	358,8	68,6	-290,1	-80,9	259,1	-99,7	-27,8
	Textil	66,0	10,5	-55,4	-84,0	56,4	-9,6	-14,5
	Químicas, del Caucho, Plástico y Otros Materiales Minerales no Metálicos	349,7	275,2	-74,4	-21,3	330,3	-19,4	-5,5
<b>Total INDUSTRIAS</b>	<b>1.272,3</b>	<b>598,4</b>	<b>-673,6</b>	<b>-53,0</b>	<b>1.119,4</b>	<b>-153,8</b>	<b>-12,1</b>	
<b>Total Aluar</b>	<b>318,4</b>	<b>397,9</b>	<b>79,53</b>	<b>25,0</b>	<b>195,8</b>	<b>-122,62</b>	<b>-38,5</b>	

### ⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 4,0% tomando como referencia el mismo mes del 2019.



## ⚡ 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) y Otras Renovables. Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cuatro tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC) y Motores Diésel (DI).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidráulicas de potencia hasta 50 MW.

Si bien CMMESA, 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	113,8	385,5	40,0	659,3	-	1.137,1	205,3	-	-	-	2.001,7
COM	-	500,9	1.489,6	81,0	2.071,5	-	4.768,7	-	235,9	-	-	7.076,1
NOA	261,0	998,6	1.471,7	362,6	3.093,9	-	219,7	192,5	158,2	3,0	2,0	3.669,3
CEN	-	626,0	789,2	45,2	1.460,4	683,0	918,0	61,2	127,8	12,7	0,6	3.263,7
GBA	2.110,0	1.566,1	4.004,9	254,0	7.935,0	-	-	-	-	21,9	-	7.956,9
BAS	1.543,2	2.161,7	1.972,1	248,5	5.925,5	1.107,0	-	-	765,2	3,4	-	7.801,1
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	-	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	-	-	3.061,8
PAT	-	271,0	301,1	4,5	576,6	-	606,8	-	909,1	-	-	2.092,5
<b>TOTAL SIN<sup>3</sup></b>	<b>4.251,2</b>	<b>6.611,9</b>	<b>12.297,8</b>	<b>1.659,2</b>	<b>24.820,1</b>	<b>1.790,0</b>	<b>11.340,3</b>	<b>459,0</b>	<b>2.196,2</b>	<b>48,7</b>	<b>2,6</b>	<b>40.656,9</b>
<b>Porcentaje</b>					<b>61,05</b>	<b>4,40</b>	<b>27,89</b>	<b>1,13</b>	<b>5,40</b>	<b>0,12</b>	<b>0,01</b>	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-	<b>112,6</b>	<b>4,5</b>	<b>117,1</b>	-	-	-	<b>52,0</b>	<b>1,0</b>	-	<b>170,1</b>
ACUMULADO 2020	-	<b>-414,2</b>	<b>683,5</b>	<b>5,8</b>	<b>275,1</b>	-	<b>30,0</b>	<b>19,8</b>	<b>587,6</b>	<b>6,6</b>	<b>0,6</b>	<b>919,7</b>

Este mes se registraron las siguientes modificaciones de capacidad instalada en el SADI:

### BAS

- Se produjo la repotenciación de la Central Térmica (C.T.) General Rojo Cierre CC. Así, se adicionaron 57,1 MW, alcanzando una potencia total de 107,7 MW.
- Ingresó la C.T. de BG Pacuca Bioenergía, de 1 MW.

### CEN

- Se produjo la repotenciación de la C.T. Villa María Cierre CC, con una adición de potencia de 55,6 MW. Así, la central alcanzó una potencia total de 105,1 MW.

### COM

- Se repotenció el Parque Eólico (P.E.) Vientos Neuquinos I, con una adición de 52 MW a partir de la habilitación de 15 aerogeneradores de 3,5 MW. Así, la central alcanzó una potencia total de 83,2 MW.

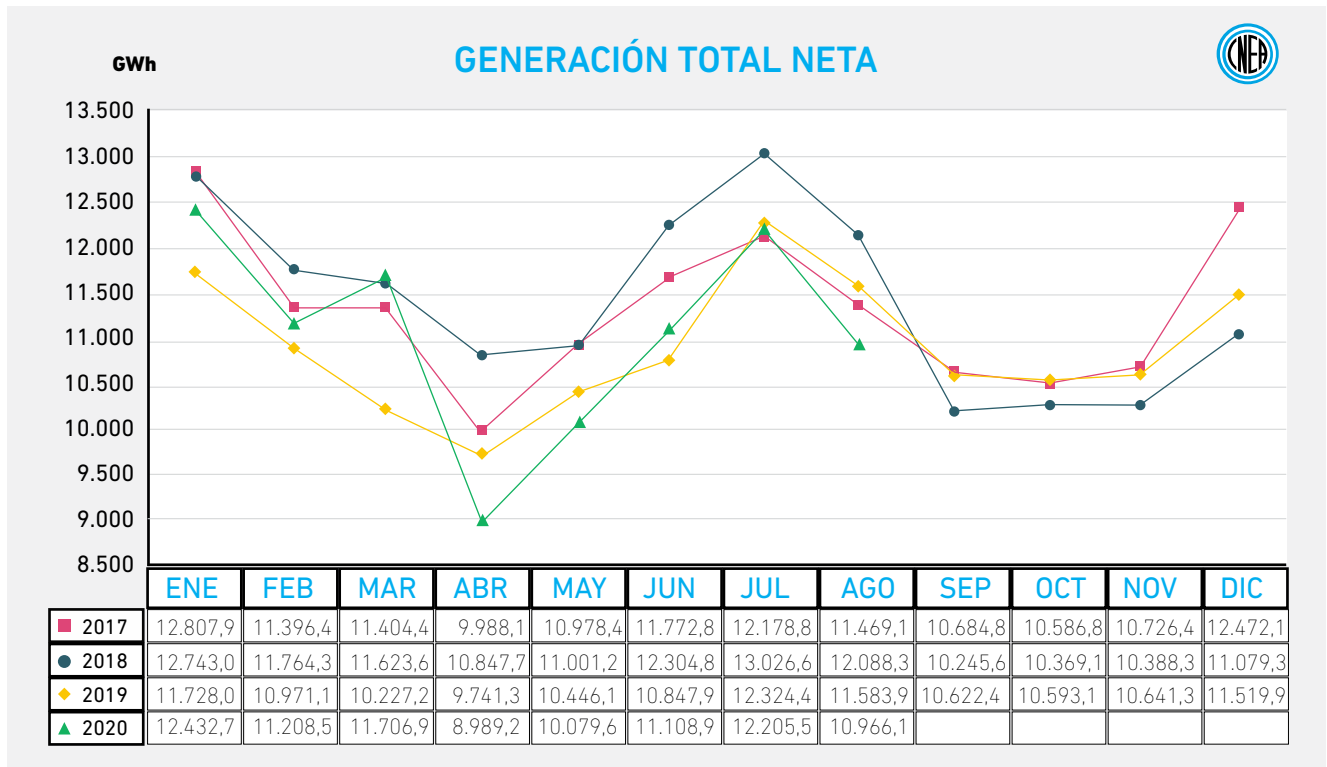
### PAT

- Se produjo el ingreso de la C.T. Santa Cruz – Río Gallegos SPSE, de 4,5 MW.

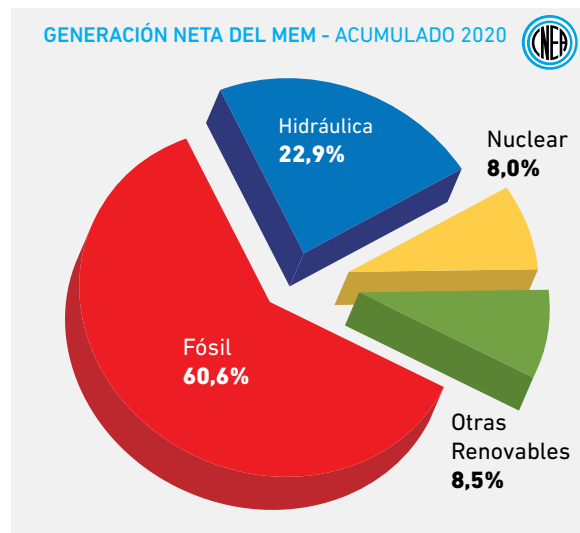
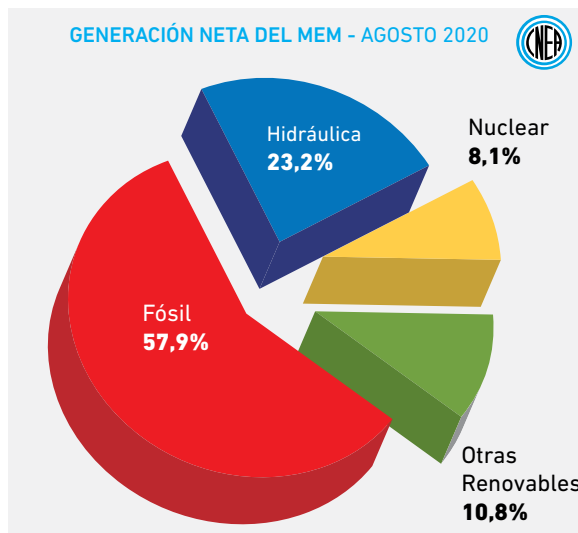
<sup>3</sup> Sistema Interconectado Nacional.

## ⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (Nuclear, Hidráulica, Térmica y Otras Renovables) fue un 5,3% inferior a la de agosto de 2019. Esta generación fue la más baja para el mes de agosto en los últimos cuatro años.



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 a la fecha.

## ⚡ Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidráulica

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

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE AGOSTO (m <sup>3</sup> /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m <sup>3</sup> /s)
	2018	2019	2020	
URUGUAY	2.478	4.395	3.893	5.184
PARANÁ	10.748	9.131	9.569	11.228
LIMAY	267	294	225	352
COLLÓN CURÁ	347	678	338	574
NEUQUÉN	161	256	162	327
FUTALEUFÚ	175	227	184	304

Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m<sup>3</sup>/s para el río Paraná y de 8.300 m<sup>3</sup>/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 Yacretá y Salto Grande al 31 de agosto de este año.

### RÍO PARANÁ

**Caudal real:**  
9.800 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**  
11.228 m<sup>3</sup>/s

**Caudal máximo turbinado:**  
11.600 m<sup>3</sup>/s

### YACRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	83,05 m
C.Min:	75,00 m

**Turbinado:** 10.100 m<sup>3</sup>/s  
**Vertido:** 1.000 m<sup>3</sup>/s\*

### RÍO URUGUAY

**Caudal real:**  
3.261 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**  
5.184 m<sup>3</sup>/s

**Caudal máximo turbinado:**  
8.300 m<sup>3</sup>/s

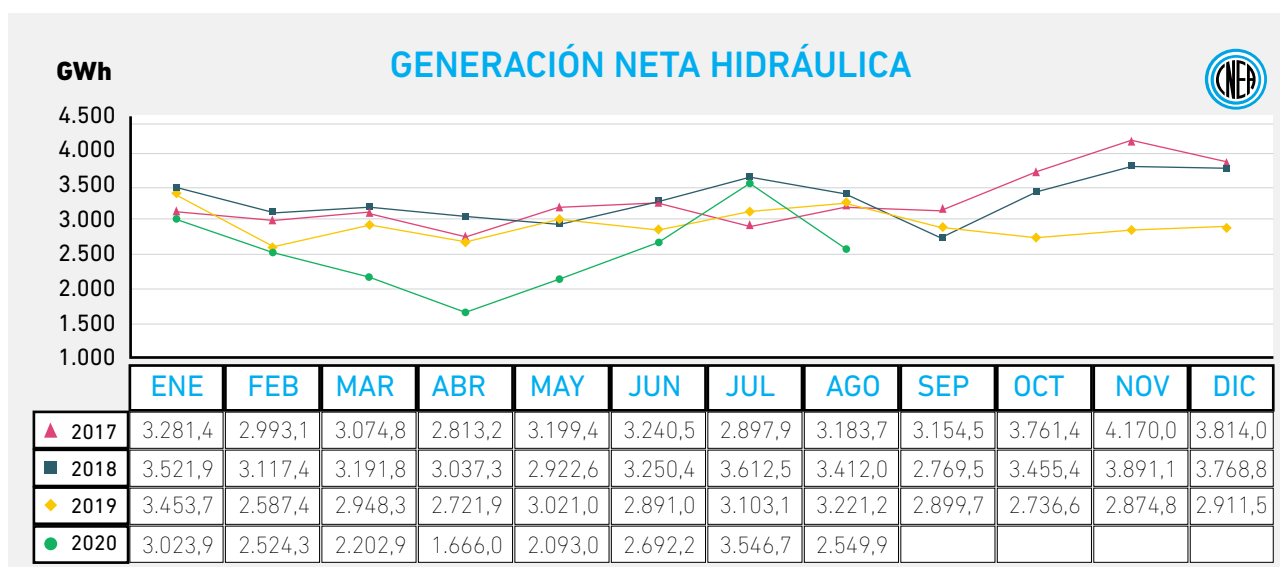
### SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,92 m
C.Min:	31,00 m

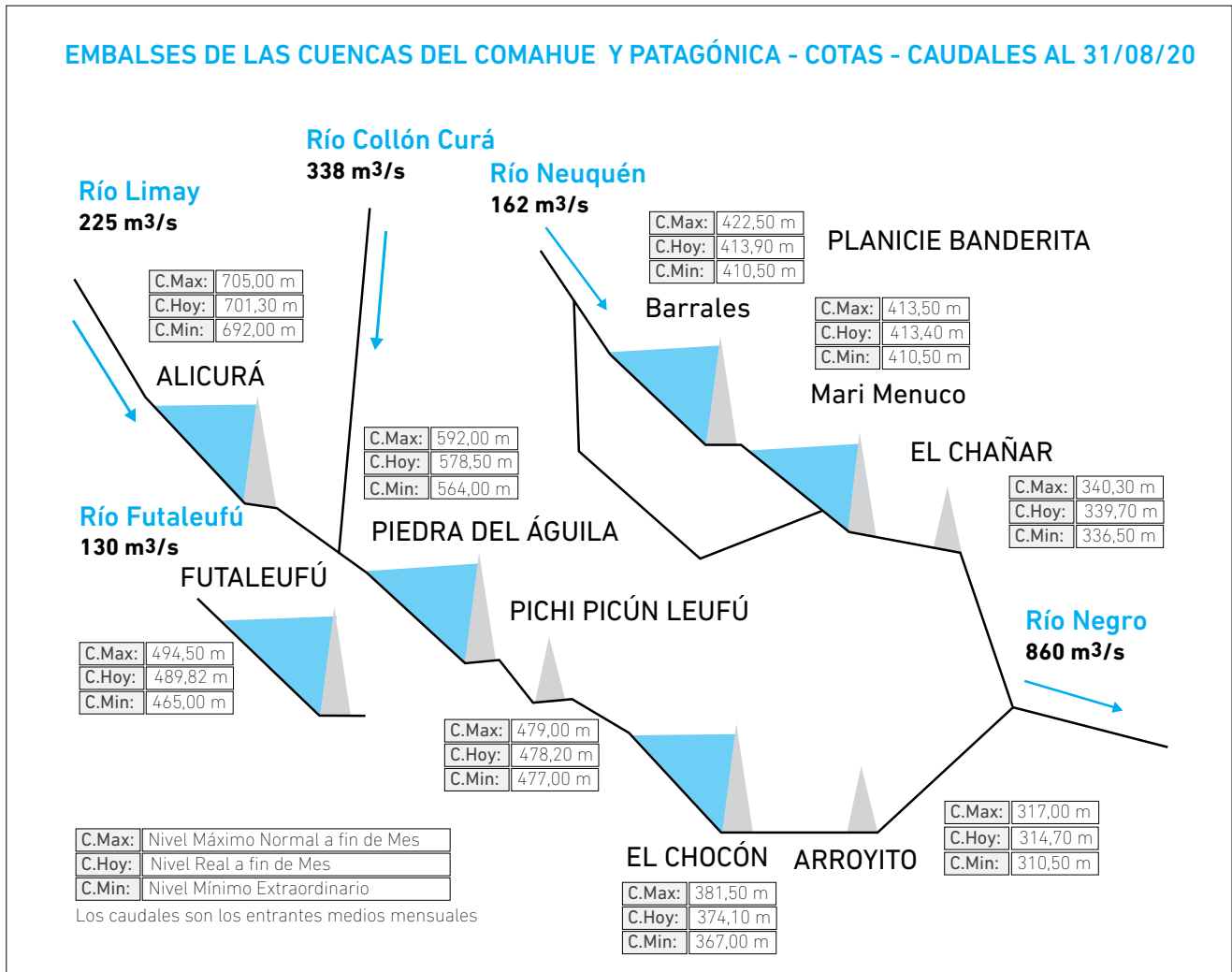
**Turbinado:** 5.784 m<sup>3</sup>/s  
**Vertido:** 0 m<sup>3</sup>/s

**Nota:** \*En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en la central de Yacretá es de 1.000 m<sup>3</sup>/s.

La generación hidráulica registró una disminución del 20,8% con respecto al valor registrado en agosto de 2019. Su valor fue el más bajo para el mes de agosto en los últimos cuatro años. A continuación se presenta su evolución.



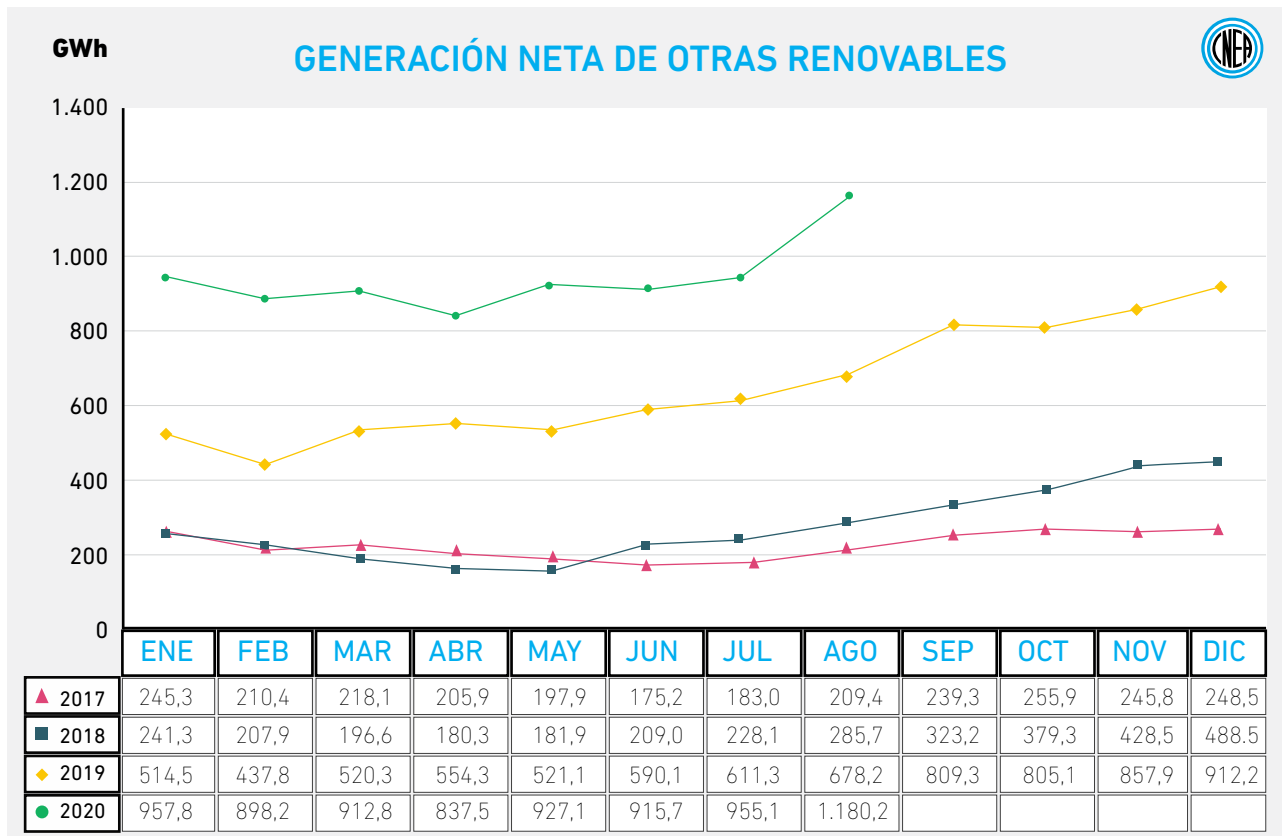
En el siguiente esquema se puede apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la cuenca del Comahue y el río Futaleufú, perteneciente a la cuenca patagónica, además de los caudales promedios del mes.



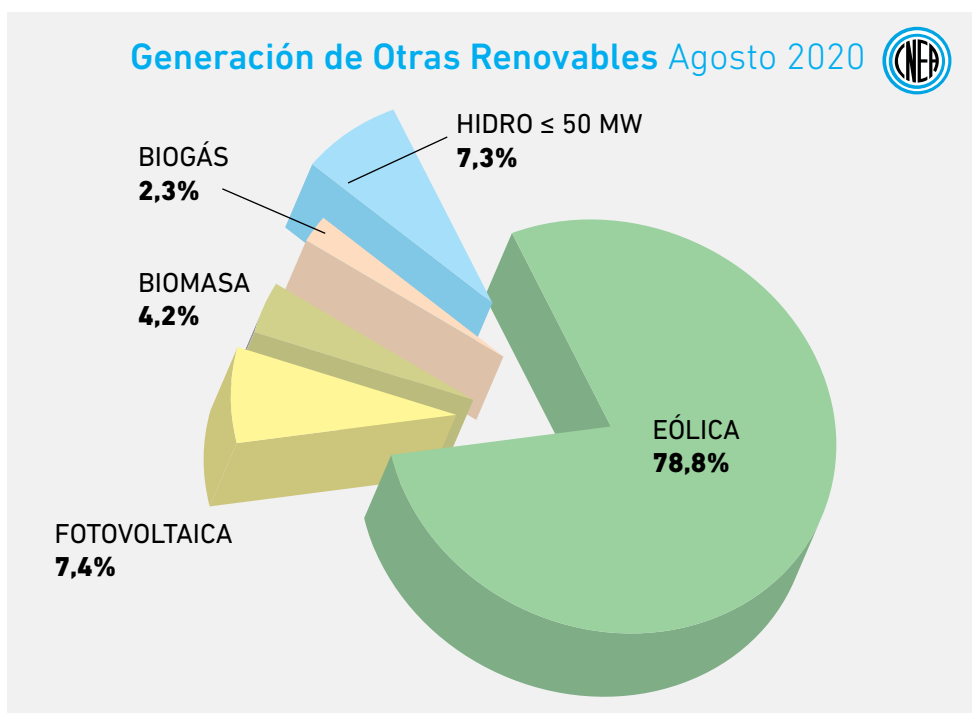
**Nota. C = Cota.**  
**Fuente: CAMMESA**

## ⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 74,0% superior a la del mismo mes del año 2019. Esta generación fue la más alta para el mes de agosto, principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas al sistema. Además, por primera vez la generación de Otras Renovables superó los 1.000 GWh.

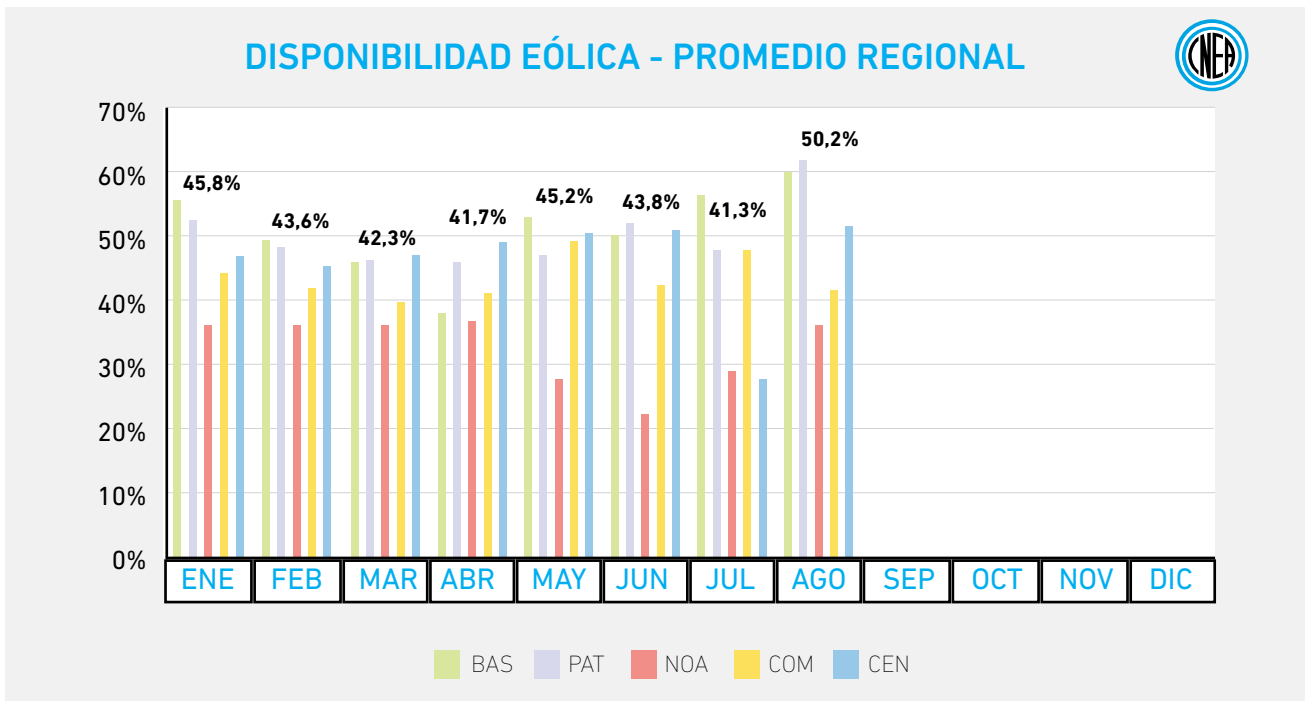


A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.



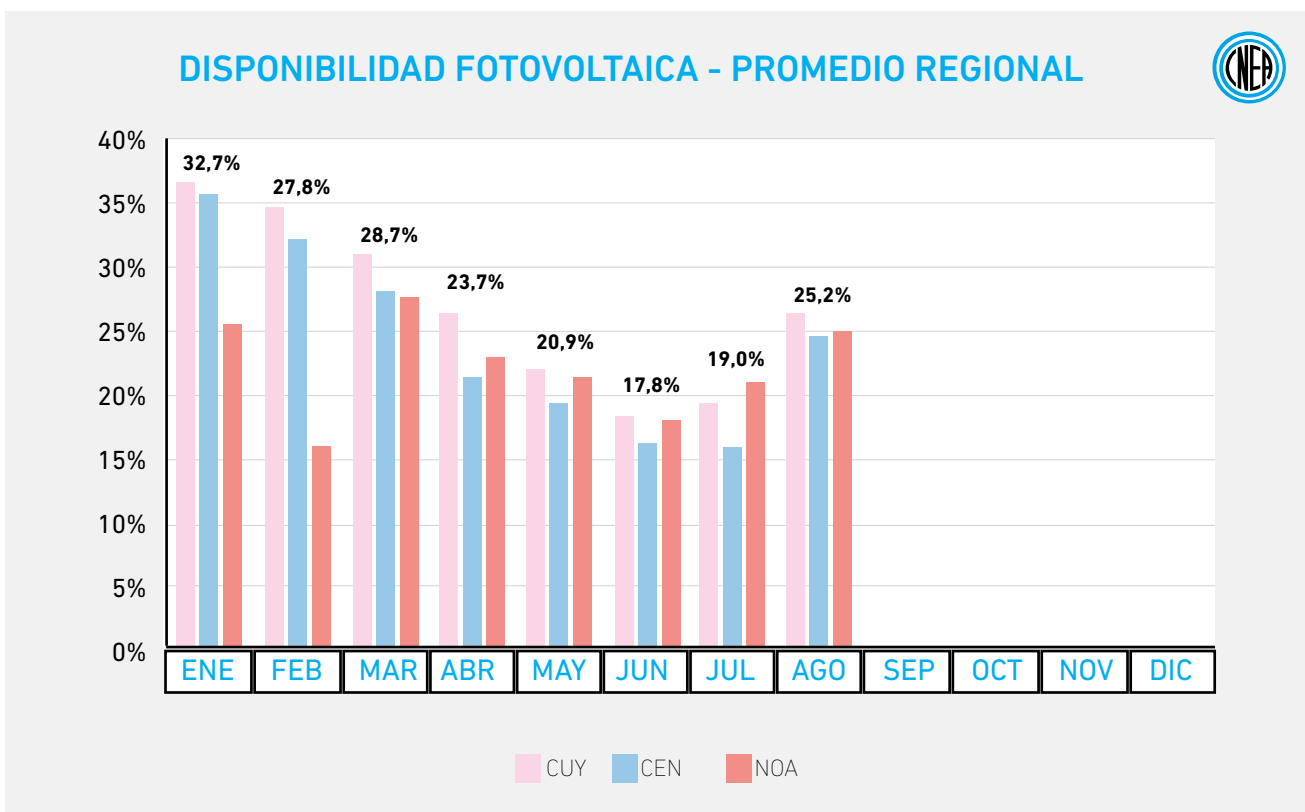


En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



**Nota:** Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.

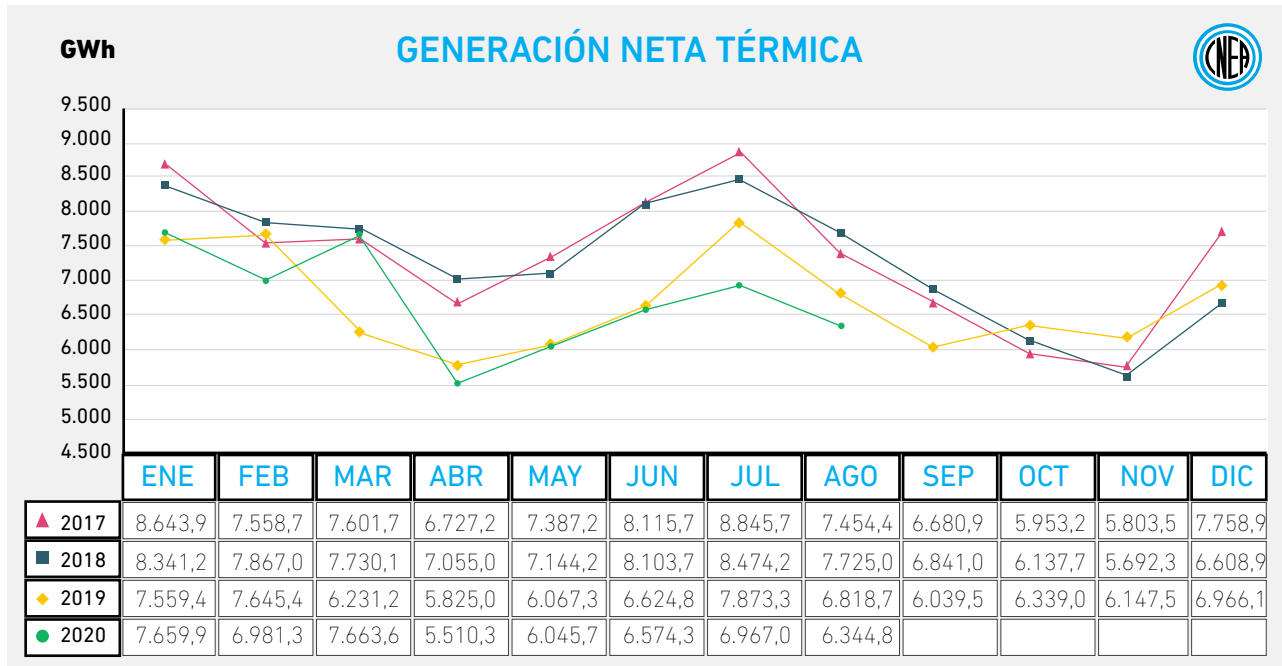
A continuación se presentan las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



**Nota:** Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.

## ⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 7,0% inferior a la del mismo mes del año 2019. Este valor neto para dicha fuente de generación fue el más bajo para agosto desde el año 2013.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles fósiles para generación eléctrica en los meses de agosto de 2019 y 2020.

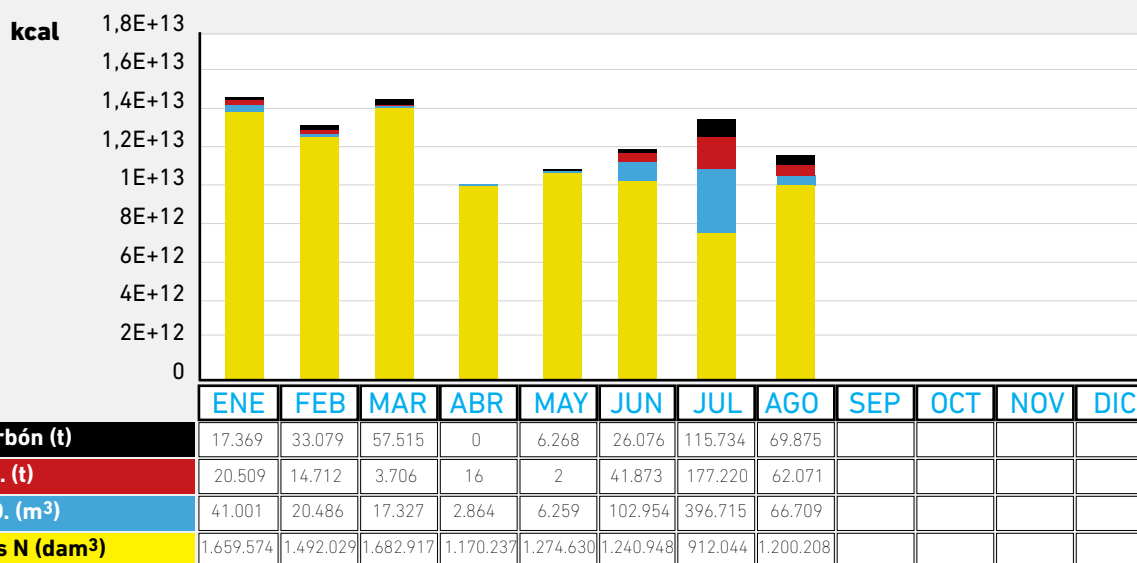
COMBUSTIBLE	AGOSTO 2019	AGOSTO 2020
Carbón [t]	0	69.875
Fuel Oil [t]	23.440	62.071
Gas Oil [m <sup>3</sup> ]	50.719	66.709
Gas Natural [dam <sup>3</sup> ]	1.404.007	1.200.208

Este mes la oferta de gas natural disminuyó un 14,5% respecto a agosto de 2019. Los combustibles restantes, por su parte, evidenciaron aumentos significativos en su consumo frente al mismo mes del año pasado: el gas oil en un 31,5%, el fuel oil en 164,8%. En el caso del carbón este mes se consumieron 69.875 toneladas, mientras que el año pasado no hubo consumo.

A pesar de dichos aumentos, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de julio de 2020 resultó un 6,6% inferior al del mismo mes del año pasado.

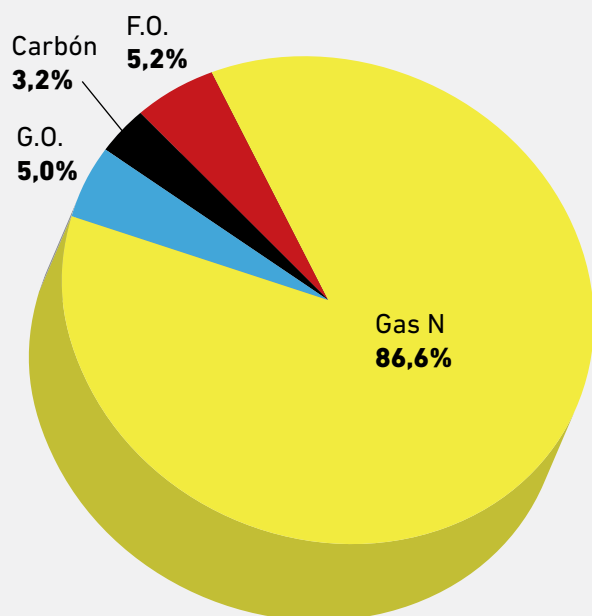
En el siguiente gráfico se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

## CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2020

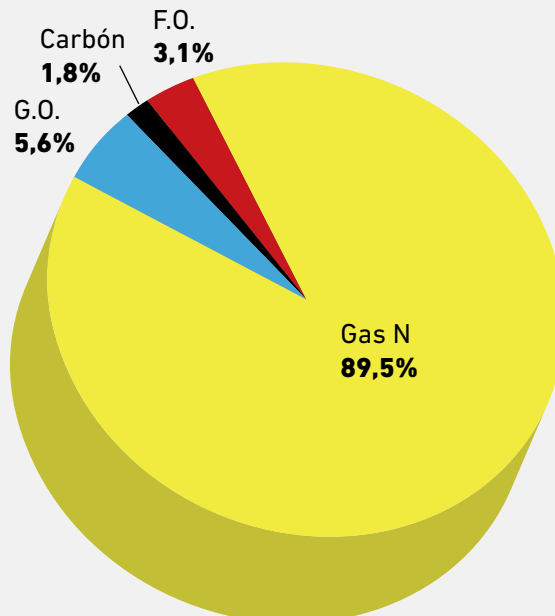


La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en agosto, en unidades energéticas, ha sido:

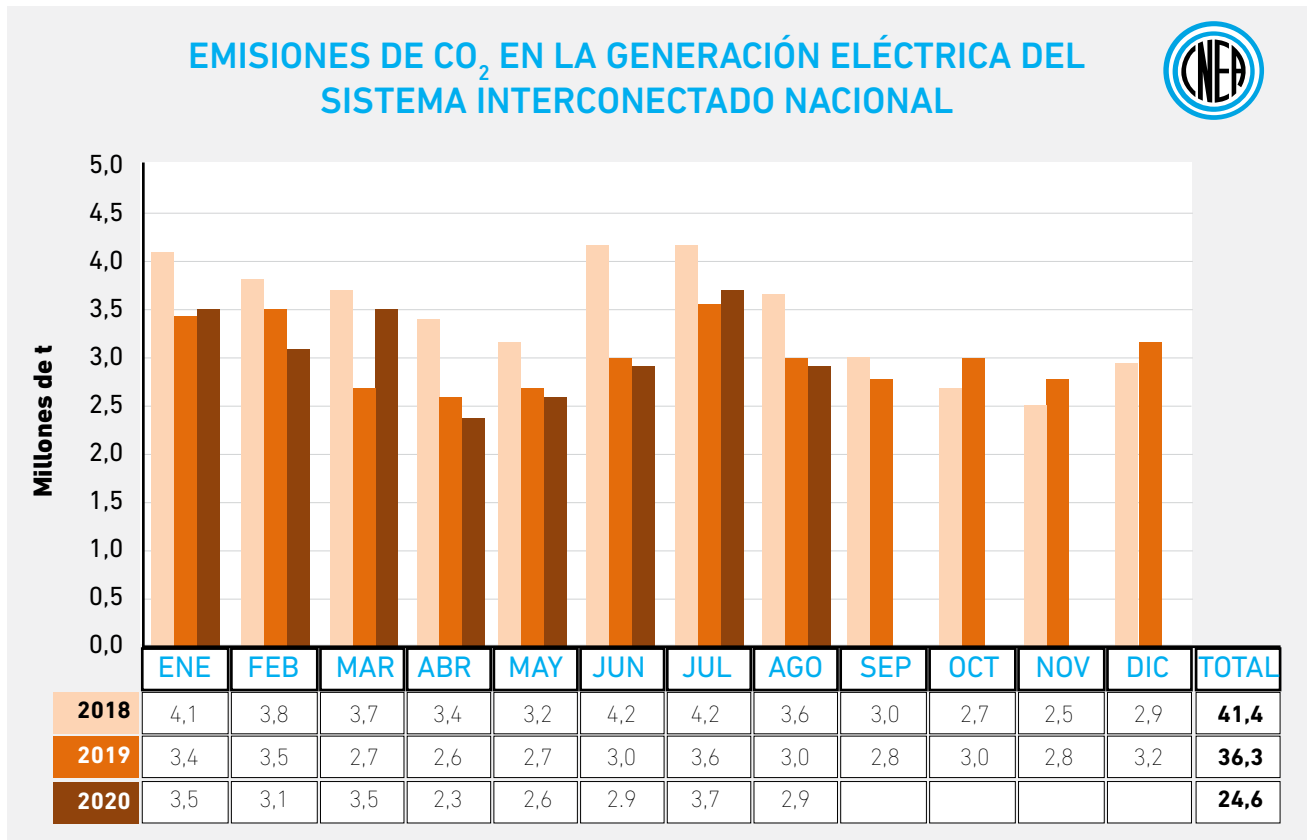
Consumo de Combustibles Fósiles Agosto 2020



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2020



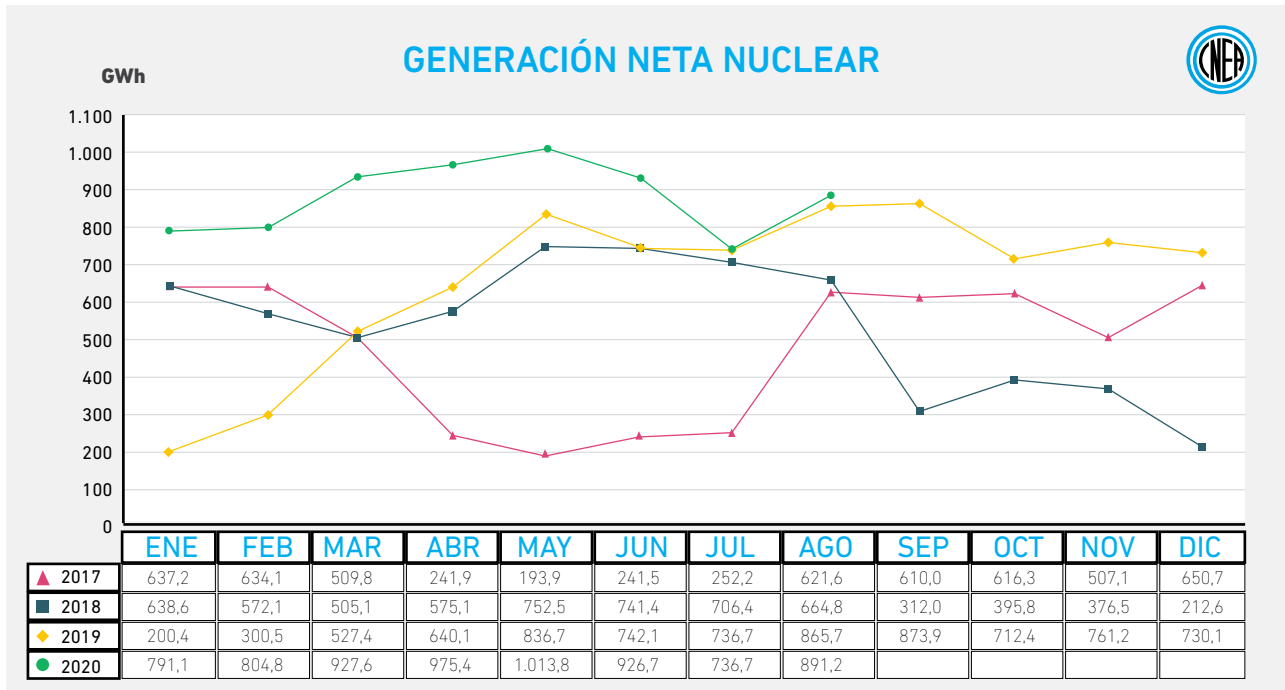
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Durante agosto se evidenció una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 2,1% debido a la menor generación térmica. Dicho valor fue el más bajo para el mes de agosto en los últimos tres años.

## ⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear alcanzados desde el año 2017 hasta la fecha, en GWh. El valor registrado este mes es el más alto para agosto de los últimos cuatro años.



Este mes, la generación nucleoelectrónica fue un 2,9% superior al valor registrado en agosto de 2019.

Con respecto a las condiciones operativas de las unidades, la Central Nuclear Atucha II operó con normalidad a potencia reducida durante el mes. Por otra parte, la Central Nuclear Embalse detuvo su operación desde el 29 de agosto en adelante para efectuar tareas de mantenimiento. De manera similar, la Central Nuclear Atucha I interrumpió sus tareas desde el 18 de julio hasta el 18 de agosto, y nuevamente desde el 29 de agosto en adelante por mantenimiento.

## ⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico<sup>4</sup> 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 CAMMESA 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 de "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 ítem en el precio monómico "Compra Conjunta", este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CAMMESA 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 mayo hasta el 31 de octubre del 2020, son:

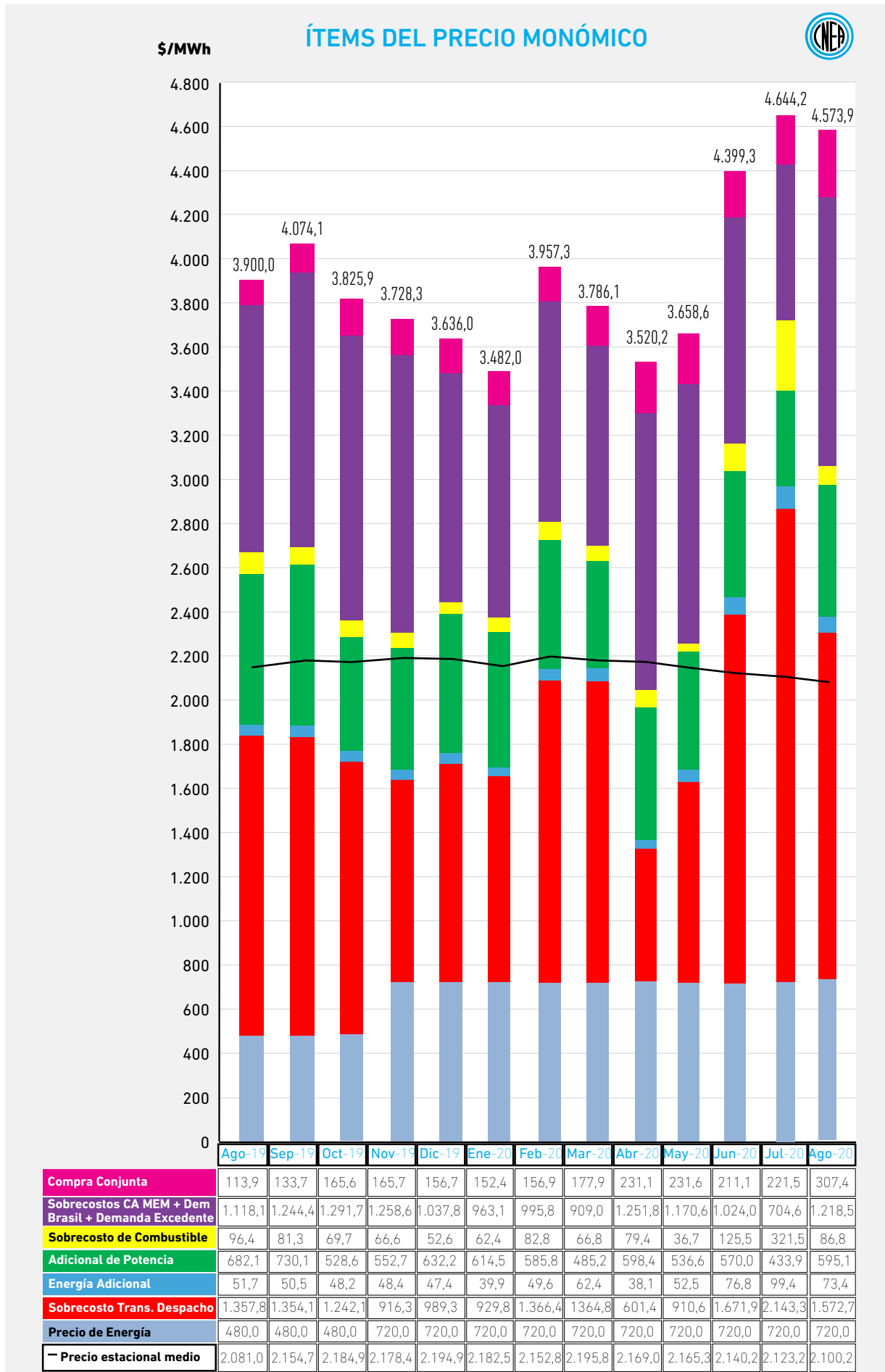
	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	3.042	2.122	1.852
Resto	2.911	2.025	1.764
Valle	2.779	1.928	1.676

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 del 30 de diciembre del 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus modificatorias en relación a las tarifas sociales.

---

<sup>4</sup> 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

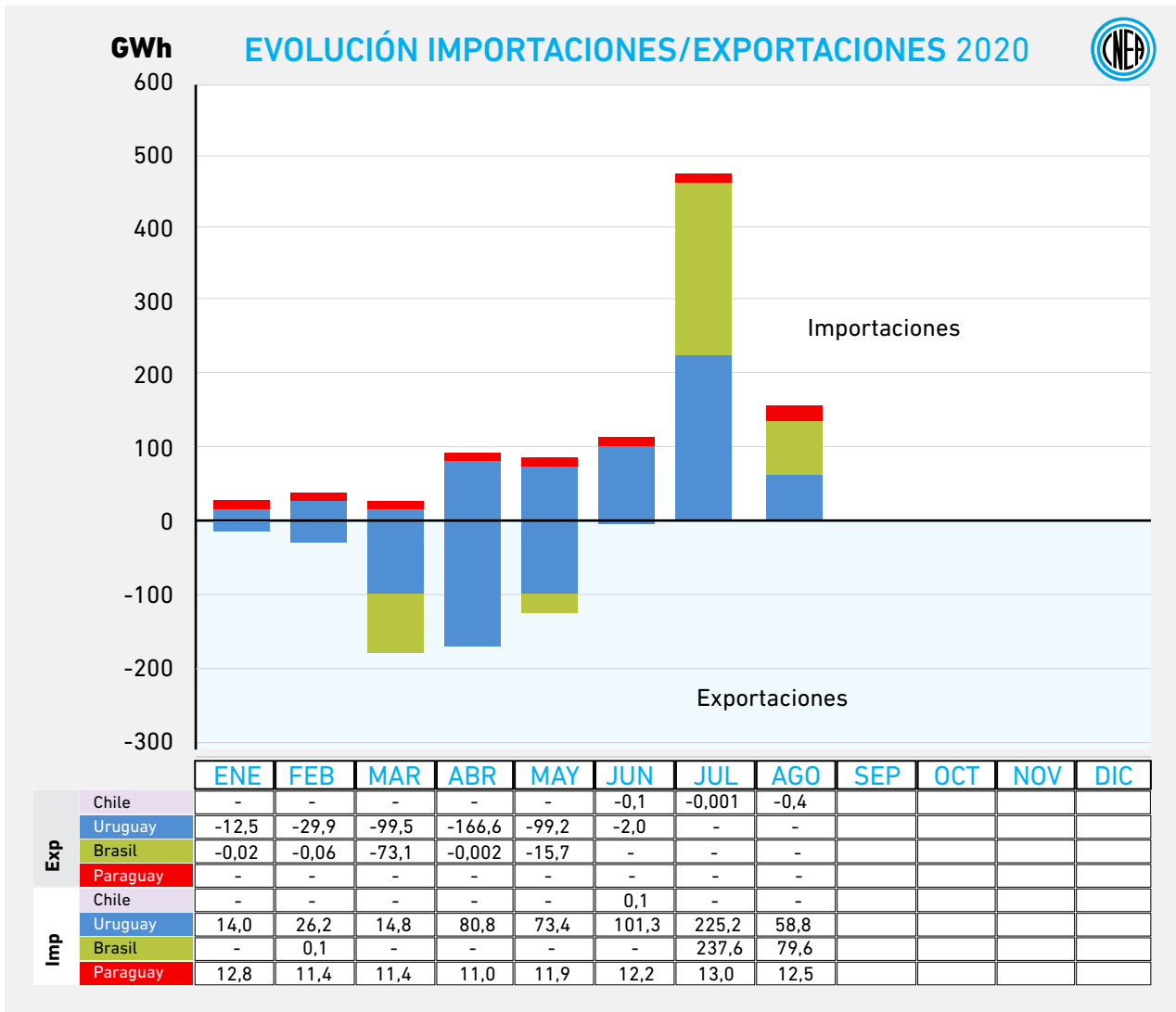
Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla 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 2020.





Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de agosto de 2020.

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.

**Septiembre 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](mailto:sintesis_mem@cnea.gov.ar)



<https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/803>