

# SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XX N° 239



Comisión Nacional  
de Energía Atómica

Noviembre 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.....	4
OBSERVACIONES.....	4
DEMANDA DE ENERGÍA.....	5
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	12
POTENCIA INSTALADA.....	13
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	14
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	15
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	17
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	19
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	22
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	23
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	25

# SÍNTESIS

## MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Noviembre 2020.

### Introducción

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

La temperatura media del mes fue de 21,9°C, en lo que fue un mes más fresco a noviembre del año pasado, cuya temperatura media fue de 22,7°C. En cuanto a la temperatura media histórica del mes, por su parte, se ubicó en los 20,3°C.

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

Así, la generación hidráulica disminuyó un 31,1% en comparación al valor registrado en noviembre de 2019.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 1.267,4 GWh contra 857,9 GWh registrados en noviembre del año anterior. Así, la generación resultó un 47,7% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2019, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 61,8%.

**Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 678,2 GWh**, valor 10,9% inferior al alcanzado en noviembre de 2019, de 761,2 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 26,3% superior a la del mismo mes del año pasado.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 23,7 GWh contra 366,8 GWh alcanzados en noviembre de 2019. Por otra parte, se registraron exportaciones por 1.202,9 GWh, mientras que en noviembre del año pasado el valor había sido de 49,8 GWh.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 4.046,0 \$/MWh, equivalente a 50,6 U\$/MWh<sup>1</sup>. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

### Observaciones

**Si bien a la fecha nos encontramos en una etapa de Distanciamiento Social y Preventivo, debido a la pandemia del covid-19 se han modificados los hábitos tradicionales de consumo de energía, por lo tanto, es importante destacar que muchos de los indicadores del Mercado Eléctrico Mayorista, que se ven reflejados en esta publicación, se alejen de los usuales que se manejan para este mes.**

---

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

Las demandas comercial e industrial registraron disminuciones del 11,2% y 5,8% respectivamente, en relación con los valores alcanzados en noviembre de 2019. Por otra parte, la demanda residencial aumentó un 1,4% respecto al mismo mes del año anterior.

En materia de generación nucleoelectrónica, la Central Nuclear Atucha II interrumpió su actividad durante todo el mes de noviembre por mantenimiento programado estacional. Por otra parte, las centrales Atucha I y Embalse operaron con normalidad durante el mes.

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 durante este mes una disminución sustancial en comparación con noviembre de años anteriores. En este sentido, el valor para noviembre ha sido el más bajo en los últimos 14 años.

En relación a los intercambios internacionales de energía, este mes se alcanzó una exportación de aproximadamente 1.200 GWh —valor considerablemente superior a los usuales mensuales—, siendo su principal destino Brasil, lo cual explica el importante aumento en la generación térmica de noviembre (mayor al 25%).

## ⚡ Demanda de Energía

A continuación se muestra la evolución de la “demanda neta”.

<b>VARIACIÓN DEMANDA NETA</b>		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2020 (%)
<b>-4,4</b>	<b>-1,1</b>	<b>-1,5</b>

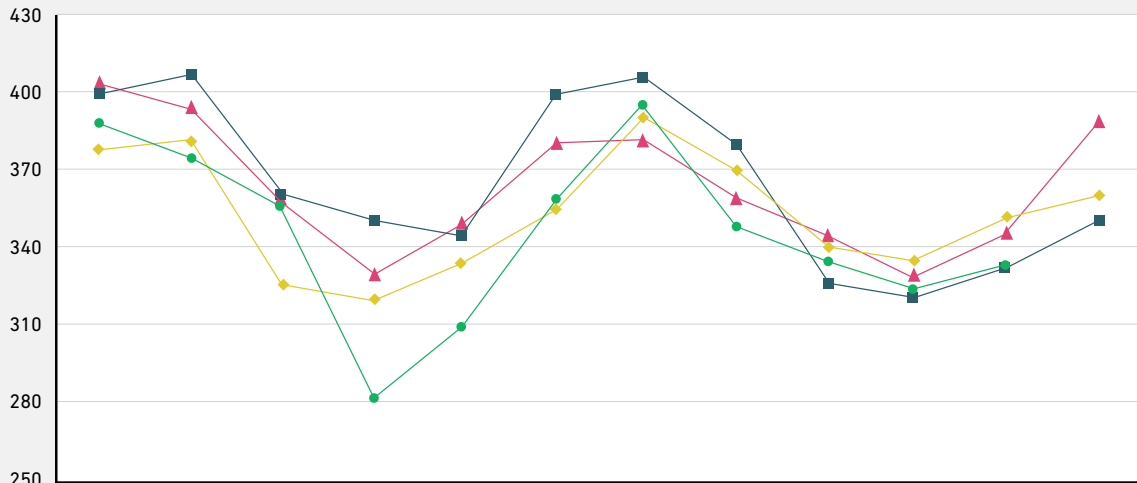
La “variación mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos doce meses respecto de los doce anteriores. El “acumulado”, en cambio, computa los meses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

## PROMEDIO DIARIO DEMANDA AGENTES



GWh

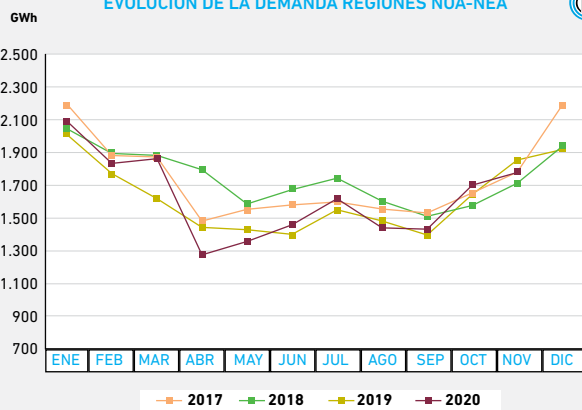


	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
▲2017	404,0	395,5	358,5	326,2	348,0	378,3	380,2	358,0	344,6	329,9	345,2	387,9
■2018	398,4	407,3	362,8	349,8	344,0	397,5	406,7	378,1	326,4	319,5	334,5	350,1
◆2019	377,4	382,4	326,5	319,1	334,9	354,9	387,2	369,7	340,5	334,7	351,8	360,7
●2020	386,7	373,8	359,4	284,5	310,1	359,4	393,0	346,1	334,9	323,1	336,4	

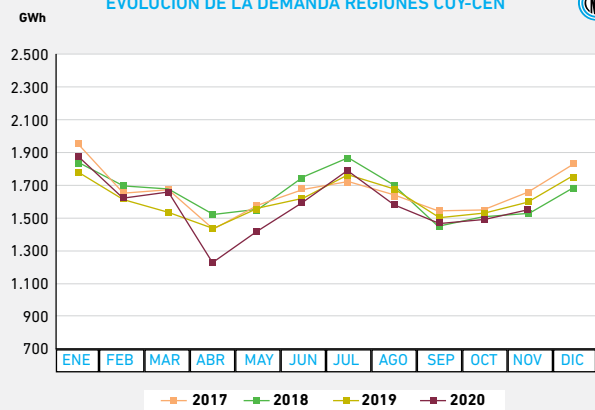
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

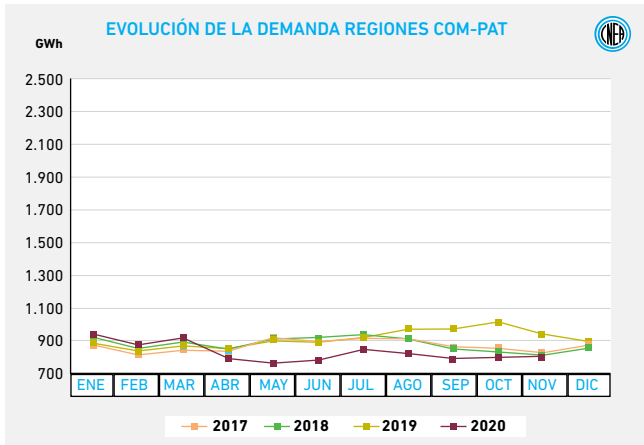
REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BAS)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones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

### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA REGIONES NOA-NEA



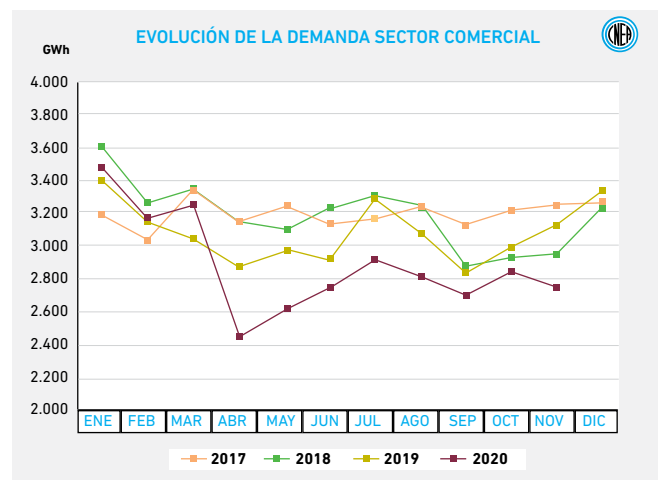
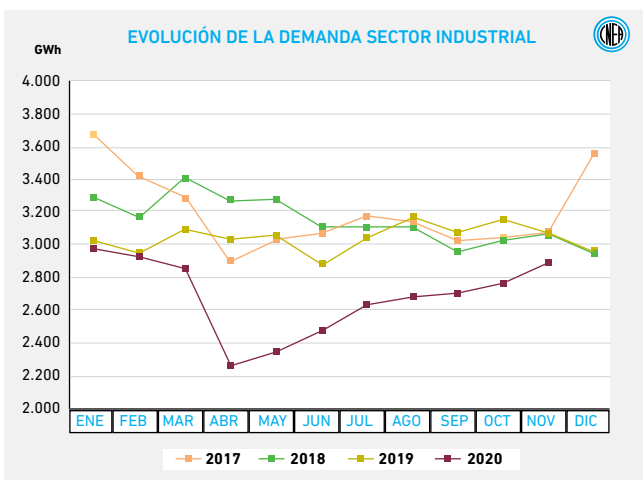
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA REGIONES CUY-CEN



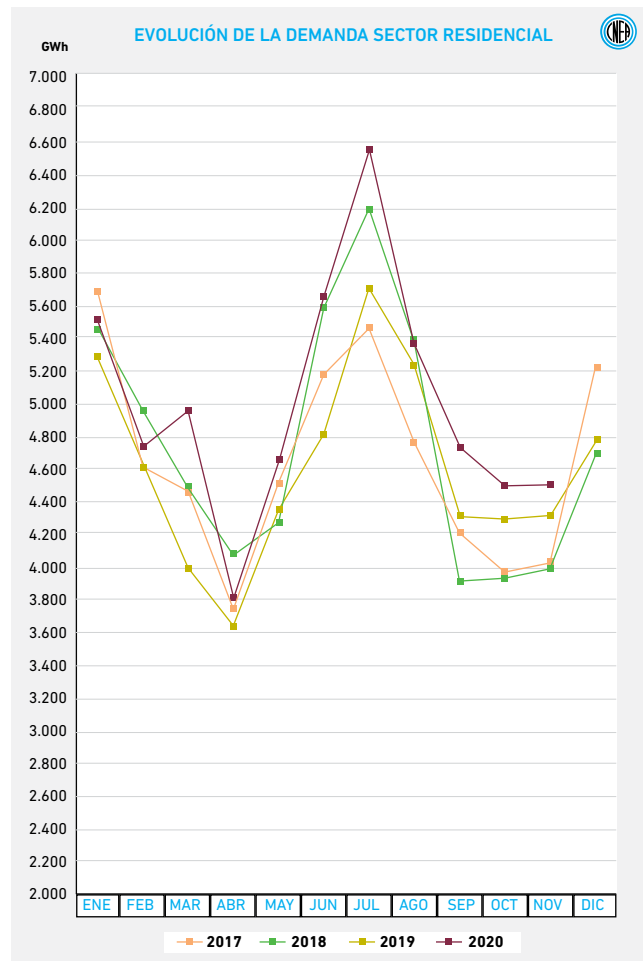


Durante el mes de noviembre en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.781 GWh, los cuales representan un decrecimiento del 4,6% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.867 GWh. Este valor fue el más alto de los últimos cuatro años para noviembre. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.543 GWh, valor 2,8% inferior al alcanzado en noviembre de 2019, de 1.588 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT experimentaron una demanda de 810 GWh, equivalente a una disminución del 12,1% en comparación con la demanda registrada en noviembre del año pasado, de 921 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 5.958 GWh, valor 3,6% inferior al alcanzado en 2019, de 6.179 GWh. Tanto para COM-PAT<sup>2</sup> como para las regiones de BAS-GBA-LIT los valores de demanda fueron los más bajos para este mes en los últimos cuatro años.

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



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

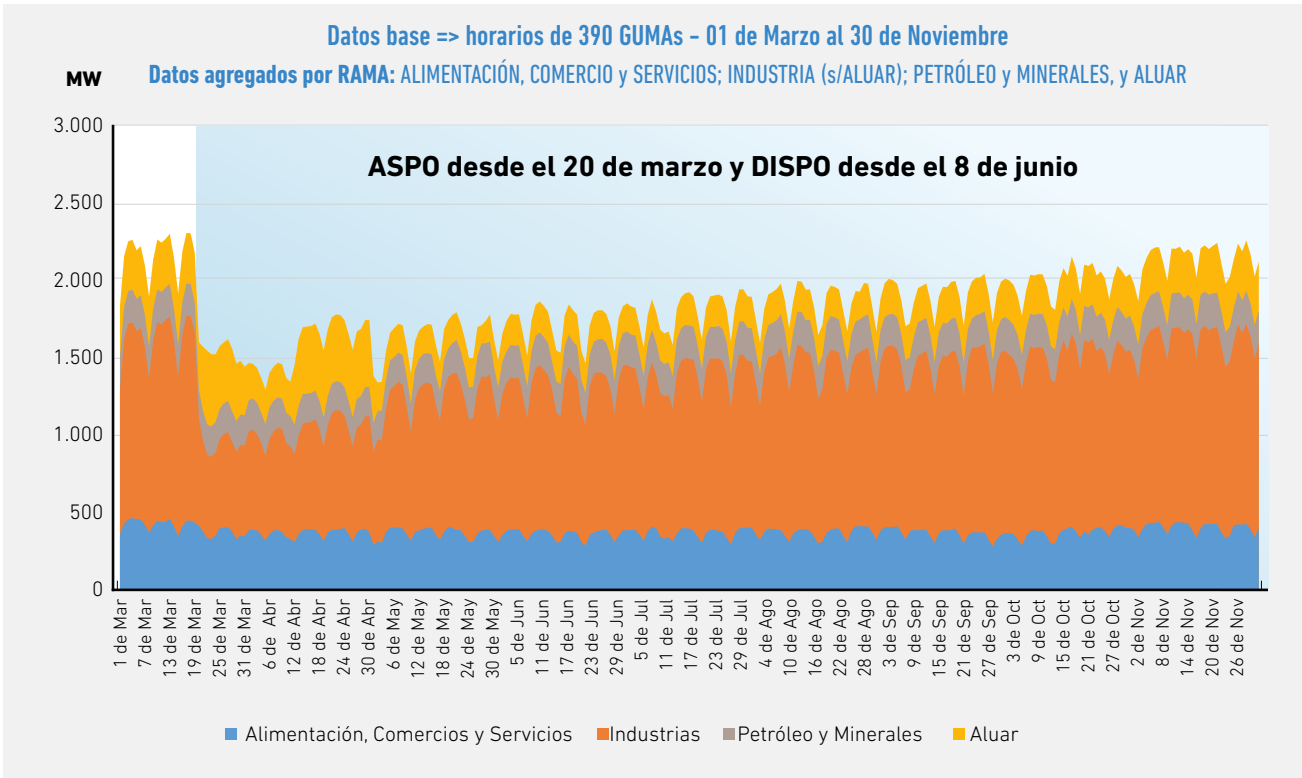


Nota: datos provisorios, pueden tener cambios menores en los informes que lo suceden, ya que los datos se consolidan con la salida del Documento de Transacciones Económicas (DTE) definitivo, actualizándose los mismos con cada salida del informe.

**En noviembre los valores residenciales de demanda fueron 1,4% superiores a los alcanzados en el mismo mes del 2019 y los más altos de los últimos cuatro años. En este sentido, se demandaron 2.754 GWh en noviembre de 2020, contra 3.104 GWh en el mismo mes del año pasado.**

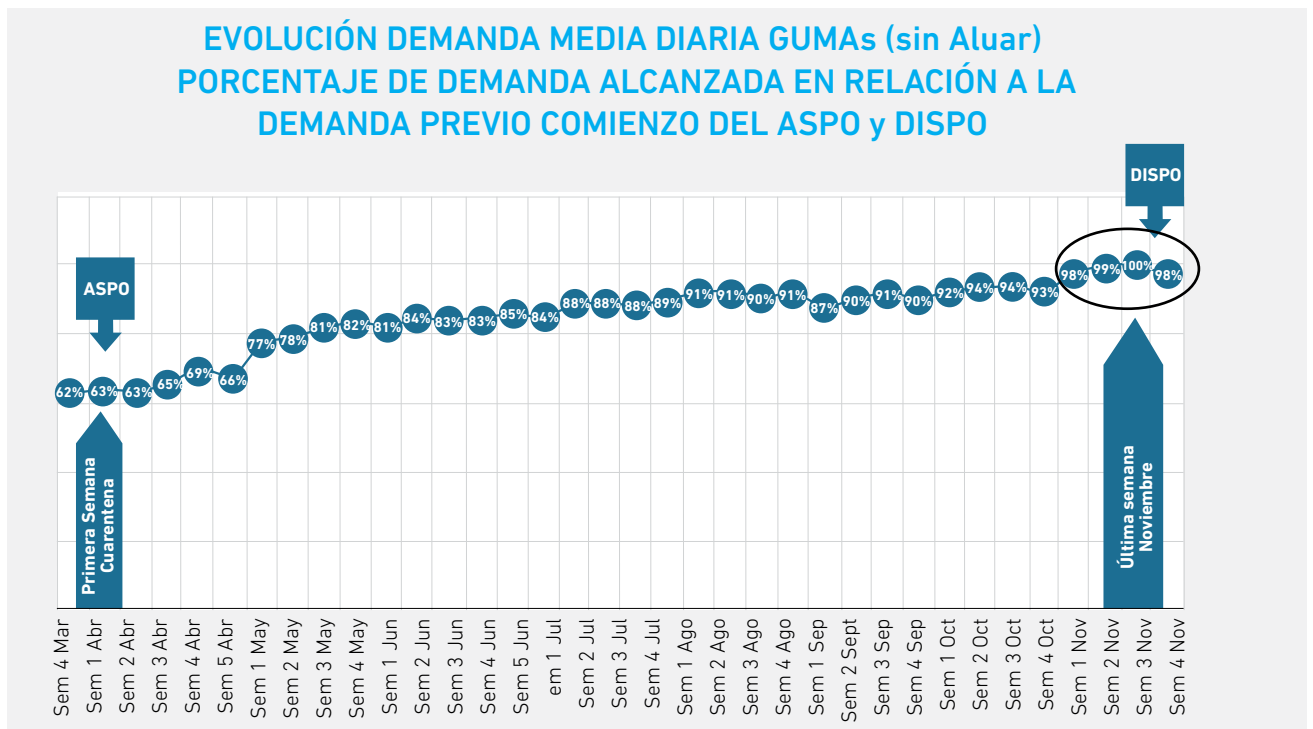
**Los efectos de las medidas de aislamiento y distanciamiento pueden verse en las figuras a continuación, donde se observa una fuerte caída de las demandas industrial y comercial, que alcanzan los menores valores de los últimos cuatro años. Dicha baja afectó particularmente al sector de Grandes Usuarios.**



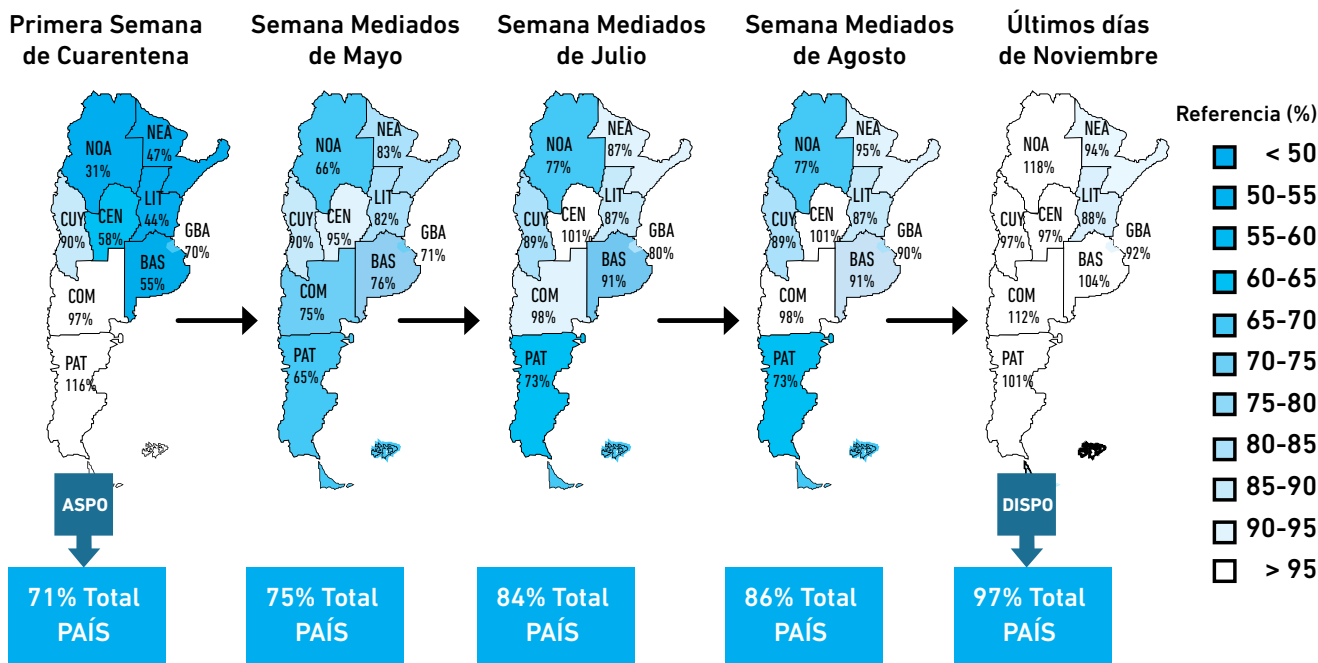


En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 2.754 GWh, valor 11,2% inferior al alcanzado en noviembre del año pasado, que fue de 3.104 GWh. Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.898 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2019 había sido de 3.076 GWh, se registró una disminución del 5,8%. En ambos casos, los valores registrados son los más bajos para el mes de noviembre en los últimos cuatro años. Sin embargo, a la hora de analizar los gráficos de evolución de la demanda, se puede observar una tendencia creciente dentro del sector industrial. El sector comercial, sin embargo, mantuvo la tendencia a la baja 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.



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 noviembre, esta logró ubicarse en valores cercanos al 98% 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.



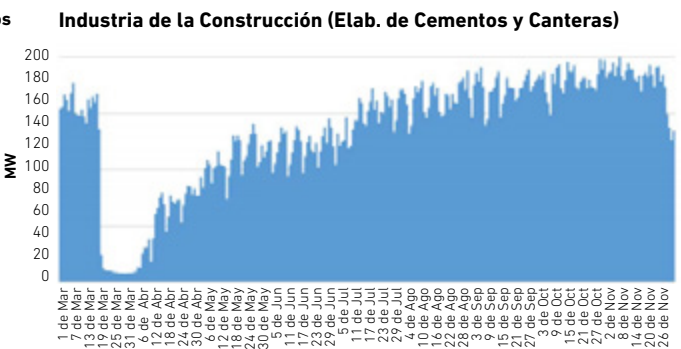
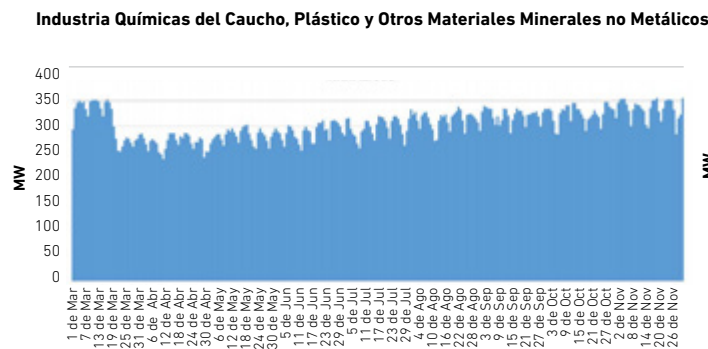
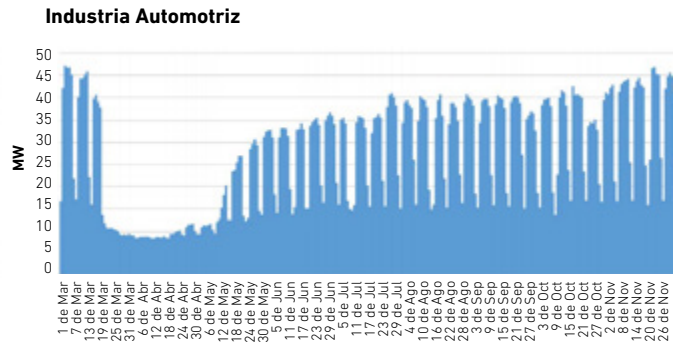
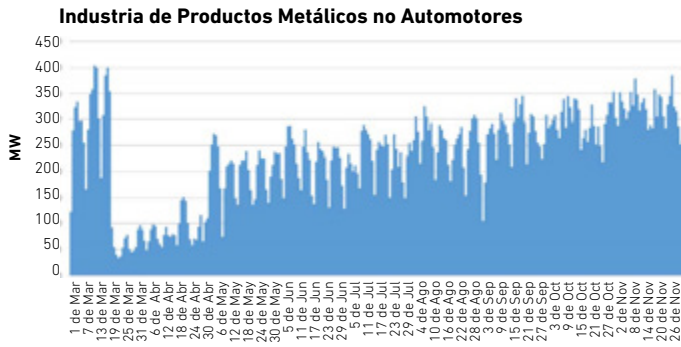
Valores correspondientes a GUMAS, Autogeneradores y Aluar.

**Porcentajes de la demanda total frente a valores previos al ASPO y DISPO**

MW Semana Hábil	Semana Previa a al ASPO		Primera Semana del ASPO		Primeros Días de Diciembre		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%	547,4	92%	23%
Buenos Aires (BAS)	475,4	21%	260,1	55%	492,6	104%	49%
Patagónica (PAT con Aluar)	401,2	18%	466,6	116%	406,0	101%	-15%
Litoral (LIT)	331,6	15%	146,9	44%	290,9	88%	43%
Cuyo (CUY)	160,3	7%	143,7	90%	155,4	97%	7%
Centro (CEN)	85,7	4%	49,1	57%	83,3	97%	40%
Comahue (COM)	82,8	4%	80,0	97%	92,4	112%	15%
Noroeste (NOA)	83,7	4%	25,8	31%	98,5	118%	87%
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>2.193,6</b>	<b>98%</b>	<b>27%</b>
<b>Total sin Aluar</b>	<b>1.924,6</b>		<b>1.201,0</b>	<b>62%</b>	<b>1.873,4</b>	<b>97%</b>	<b>35%</b>

Valores correspondientes a GUMAS, Autogeneradores y Aluar.

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, en las cuatro ramas representadas a continuación tienden a valores cercanos al mes de marzo.

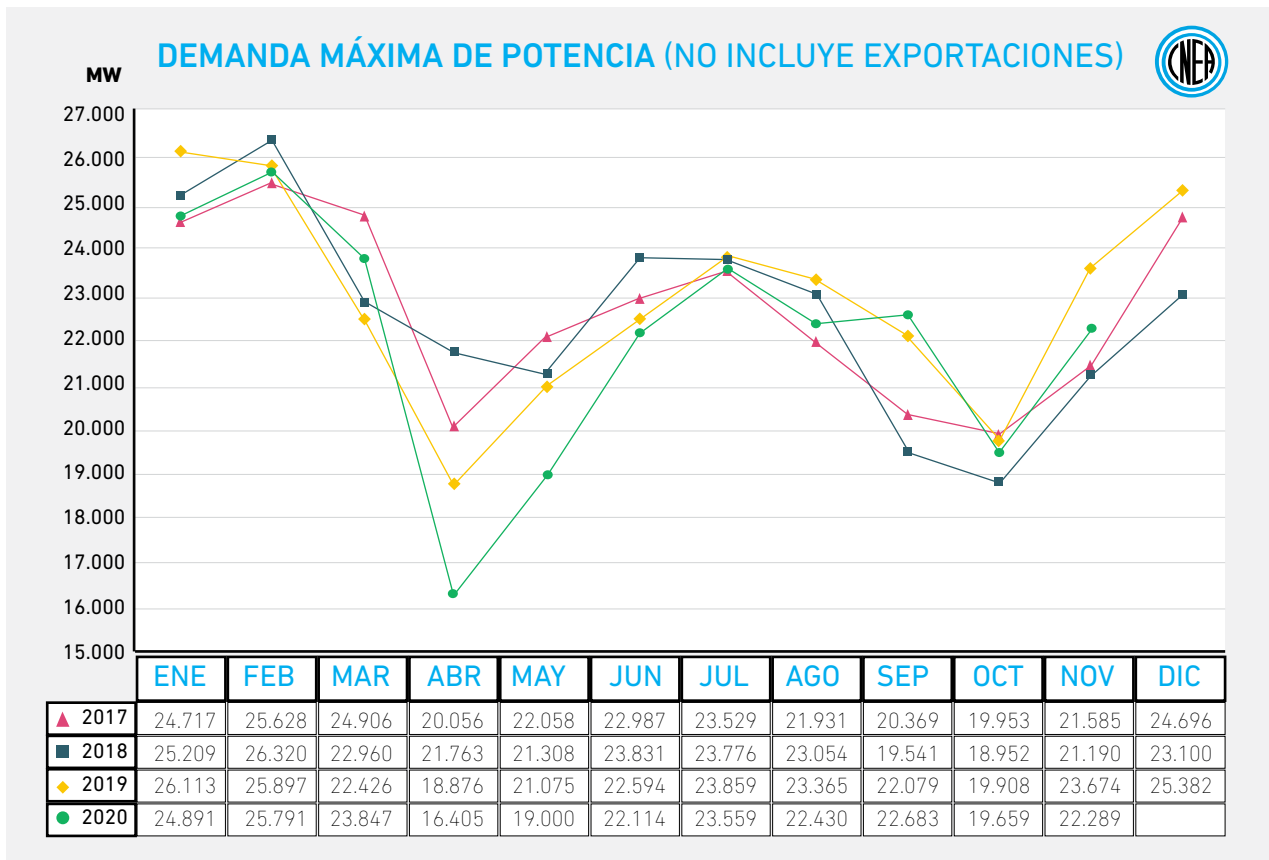


		Semana hábil previa al ASPO MW	Primera Semana Hábil del ASPO MW	Caída MW	Caída %	Días hábiles 29 Nov al 05 de Dic MW	Variación MW	Variación %
<b>Total ALIMENTACIÓN, COMERCIOS Y SERVICIOS</b>		<b>441,5</b>	<b>405,2</b>	<b>-36,35</b>	<b>-8,2</b>	<b>395,4</b>	<b>-34,15</b>	<b>-10,6</b>
<b>INDUSTRIAS</b>	Automotriz	43,9	10,3	-33,6	-76,5	43,7	-0,3	-0,7
	Derivados de Petróleo	201,4	158,8	-42,6	-21,2	179,9	-21,4	-10,6
	Construcción	147,8	9,3	-138,5	-93,7	183,7	35,9	24,3
	Madera y Papel	104,7	65,7	-39,0	-37,2	111,5	5,7	5,4
	Metálicos no Automotores	358,8	68,6	-290,1	-80,9	333,5	-25,3	-7,0
	Textil	66,0	10,5	-55,4	-84,0	67,7	1,8	2,7
Químicas, del Caucho, Plástico y Otros Materiales Minerales no Metálicos		349,7	275,2	-74,4	-21,3	347,7	-2,0	-0,6
<b>Total INDUSTRIAS</b>		<b>1.272,3</b>	<b>598,5</b>	<b>-673,7</b>	<b>-53,0</b>	<b>1.267,8</b>	<b>-51,2</b>	<b>-2,7</b>
<b>Total Aluar</b>		<b>318,4</b>	<b>397,9</b>	<b>79,53</b>	<b>25,0</b>	<b>320,2</b>	<b>1,81</b>	<b>0,6</b>

Valores correspondientes a GUMAS, Autogeneradores y Aluar.

## ⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 5,9% 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	-	1.140,7	205,3	-	-	-	2.005,3
COM	-	500,9	1.489,6	81,0	2.071,5	-	4.768,7	-	253,2	-	-	7.093,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	362,6	3.292,9	-	219,7	492,5	158,2	3,0	2,0	4.168,3
CEN	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	683,0	918,0	61,2	127,8	15,5	0,6	3.271,9
GBA	2.110,0	1.566,1	4.105,9	254,0	8.036,0	-	-	-	-	21,9	-	8.057,9
BAS	1.543,2	1.919,6	2.220,0	248,5	5.931,3	1.107,0	-	-	1.124,5	4,4	-	8.167,2
LIT	217,0	589,5	1.883,7	318,6	3.008,8	-	945,0	-	-	9,8	-	3.963,6
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	-	51,0	3.112,8
PAT	-	286,0	301,1	32,5	619,6	-	606,8	-	959,5	-	-	2.185,9
<b>TOTAL SIN<sup>3</sup></b>	<b>4.251,2</b>	<b>6.338,5</b>	<b>13.119,7</b>	<b>1.692,6</b>	<b>25.402,0</b>	<b>1.790,0</b>	<b>11.343,9</b>	<b>759,0</b>	<b>2.623,2</b>	<b>54,6</b>	<b>53,6</b>	<b>42.026,3</b>
<b>Porcentaje</b>					<b>60,44</b>	<b>4,26</b>	<b>26,99</b>	<b>1,81</b>	<b>6,24</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	<b>178,5</b>	-	<b>28,0</b>	<b>206,5</b>	-	-	-	<b>203,2</b>	<b>2,8</b>	<b>15,0</b>	<b>427,5</b>
ACUMULADO 2020	-	<b>-687,6</b>	<b>1.505,4</b>	<b>39,2</b>	<b>857,0</b>	-	<b>33,6</b>	<b>319,8</b>	<b>1.014,6</b>	<b>12,5</b>	<b>51,6</b>	<b>2.289,1</b>

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

### BAS

- Se produjo el ingreso del Parque Eólico (P.E.) Miramar, adicionando 98,6 MW a la región.
- Ingresó el P.E. Vientos del Secano, sumando un total de 50 MW.
- Se repotenció el P.E. La Genoveva I Ren 2, adicionando 4,2 MW. De esta forma la central alcanzó una potencia total de 88,2 MW.
- Se produjo la salida de TG pertenecientes a la Central Térmica (C.T.) Olavarría, sustrayendo así 38,8 MW a la región.
- Se retiraron máquinas TG correspondientes a la C.T. Las Armas, totalizando una disminución de potencia de 10,4 MW.

### CEN

- Ingresó tecnología BG correspondiente a la C.T. ENRECO, adicionando 2 MW.
- Se produjo el ingreso de máquinas BG de la C.T. Bio Energía Yanquetruz II, de 0,8 MW.

### LIT

- Se produjo el ingreso de la C.T. Terminal 6 Cogeneración Puerto, de tecnología TG, adicionando 269,5 MW de potencia.

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

- Se retiraron máquinas TG correspondientes a las C.T. Concepción del Uruguay I y II, totalizando disminuciones de potencia de 20,7 y 21,1 MW, respectivamente.

**NEA**

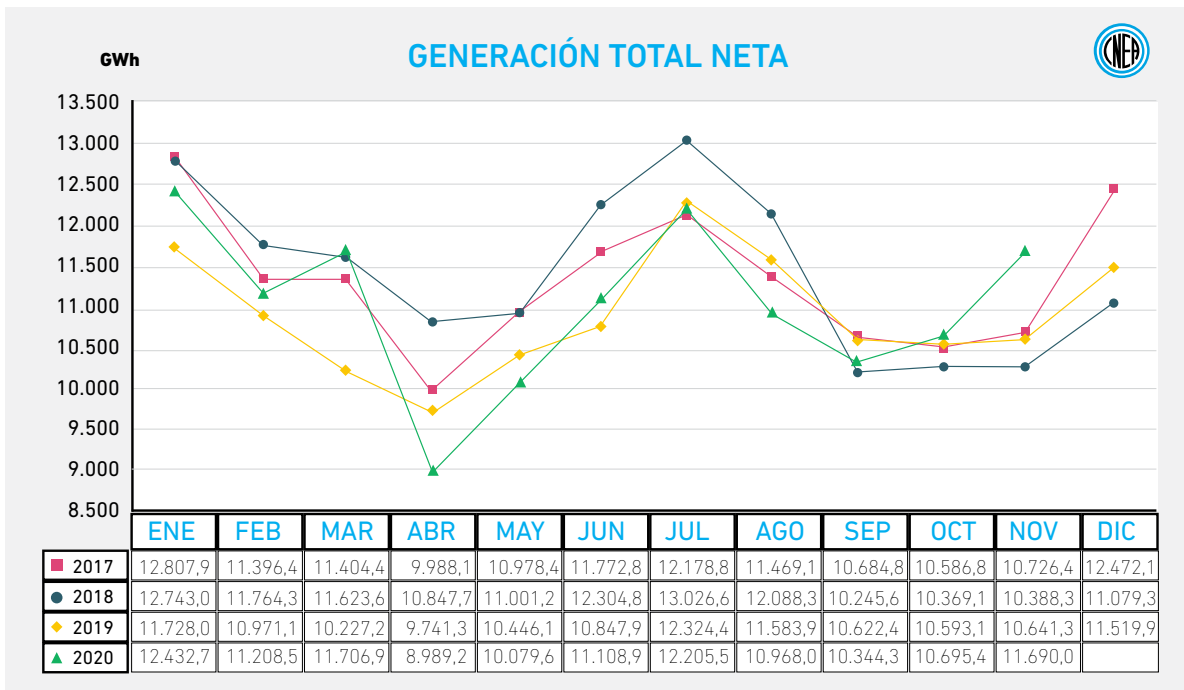
- Ingresó la C.T. Biomasa Santa Rosa Corrientes, sumando un total de 15 MW.

**PAT**

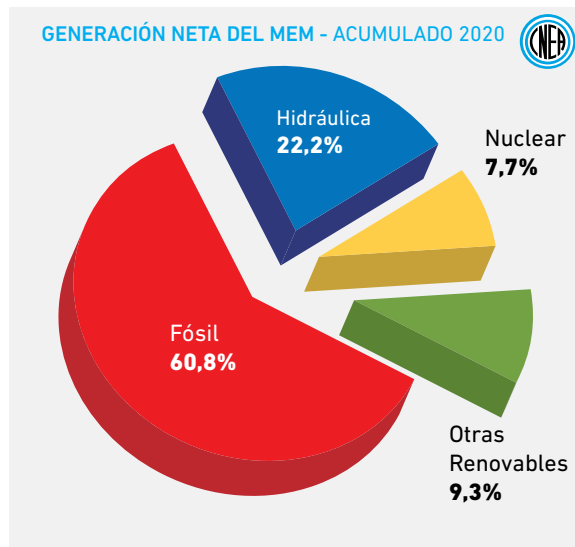
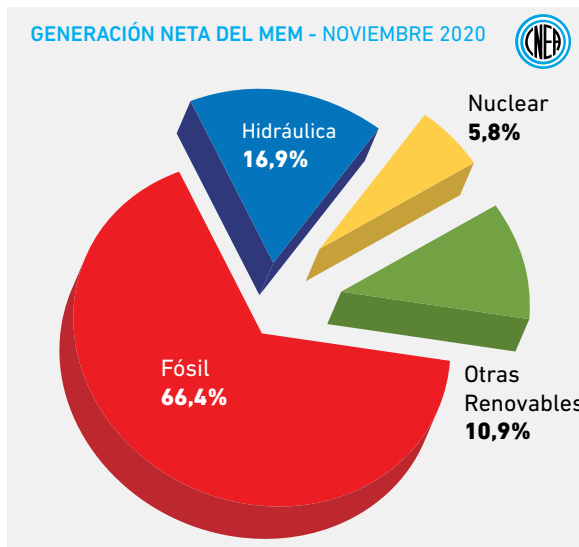
- Se produjo el ingreso de la Central Eólica Malaspina I, adicionando 50,4 MW de potencia.  
 - Se repotenciaron motores DI pertenecientes a la C.T. Santa Cruz – Río Gallegos SPSE, adicionando 28 MW. De esta forma la central alcanzó una potencia total de 32,5 MW.

**Generación Neta Nacional**

La generación total neta nacional vinculada al SADI (Nuclear, Hidráulica, Térmica y Otras Renovables) fue un 9,9% superior a la de noviembre de 2019. Este valor fue el más alto para este mes 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 noviembre los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE NOVIEMBRE (m <sup>3</sup> /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m <sup>3</sup> /s)
	2018	2019	2020	
URUGUAY	8.044	8.678	700	5.544
PARANÁ	17.073	10.147	8.597	12.725
LIMAY	365	319	310	350
COLLÓN CURÁ	636	598	550	600
NEUQUÉN	459	289	375	542
FUTALEUFÚ	512	380	362	359

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 Yacyretá y Salto Grande al 30 de noviembre de este año.

### RÍO PARANÁ

**Caudal real:**

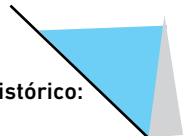
8.700 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**

12.725 m<sup>3</sup>/s

**Caudal máximo turbinado:**

11.600 m<sup>3</sup>/s



### YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	83,02 m
C.Min:	75,00 m

**Turbinado:** 7.900 m<sup>3</sup>/s

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

### RÍO URUGUAY

**Caudal real:**

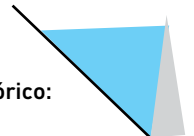
825 m<sup>3</sup>/s

**Caudal medio histórico:**

5.544 m<sup>3</sup>/s

**Caudal máximo turbinado:**

8.300 m<sup>3</sup>/s



### SALTO GRANDE

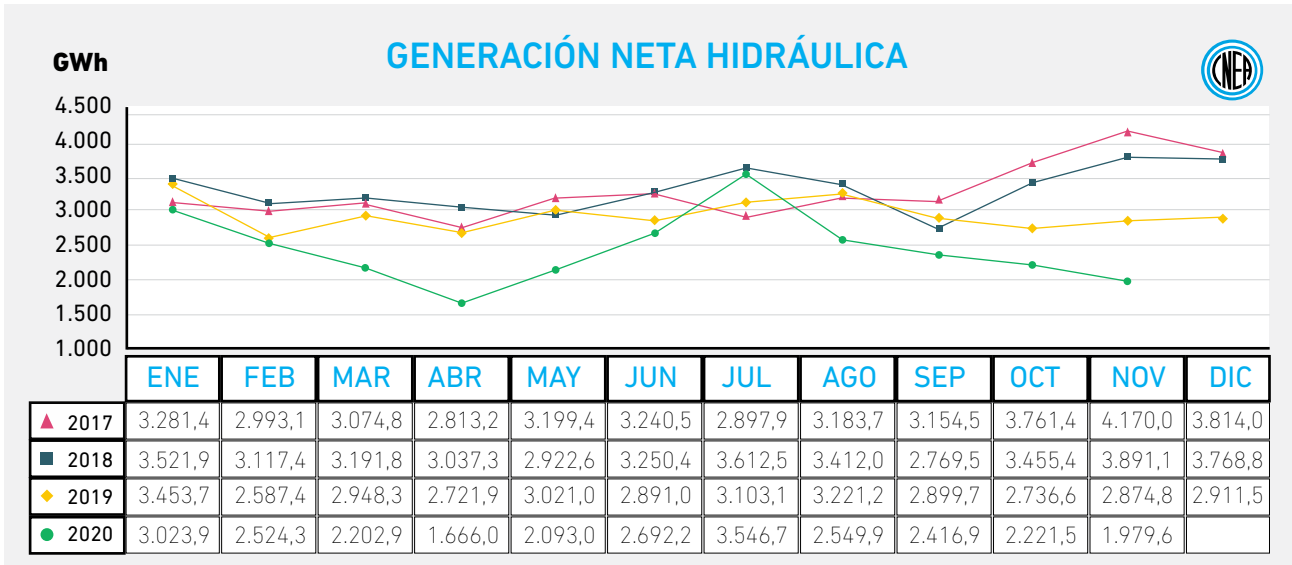
C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	32,27 m
C.Min:	31,00 m

**Turbinado:** 581 m<sup>3</sup>/s

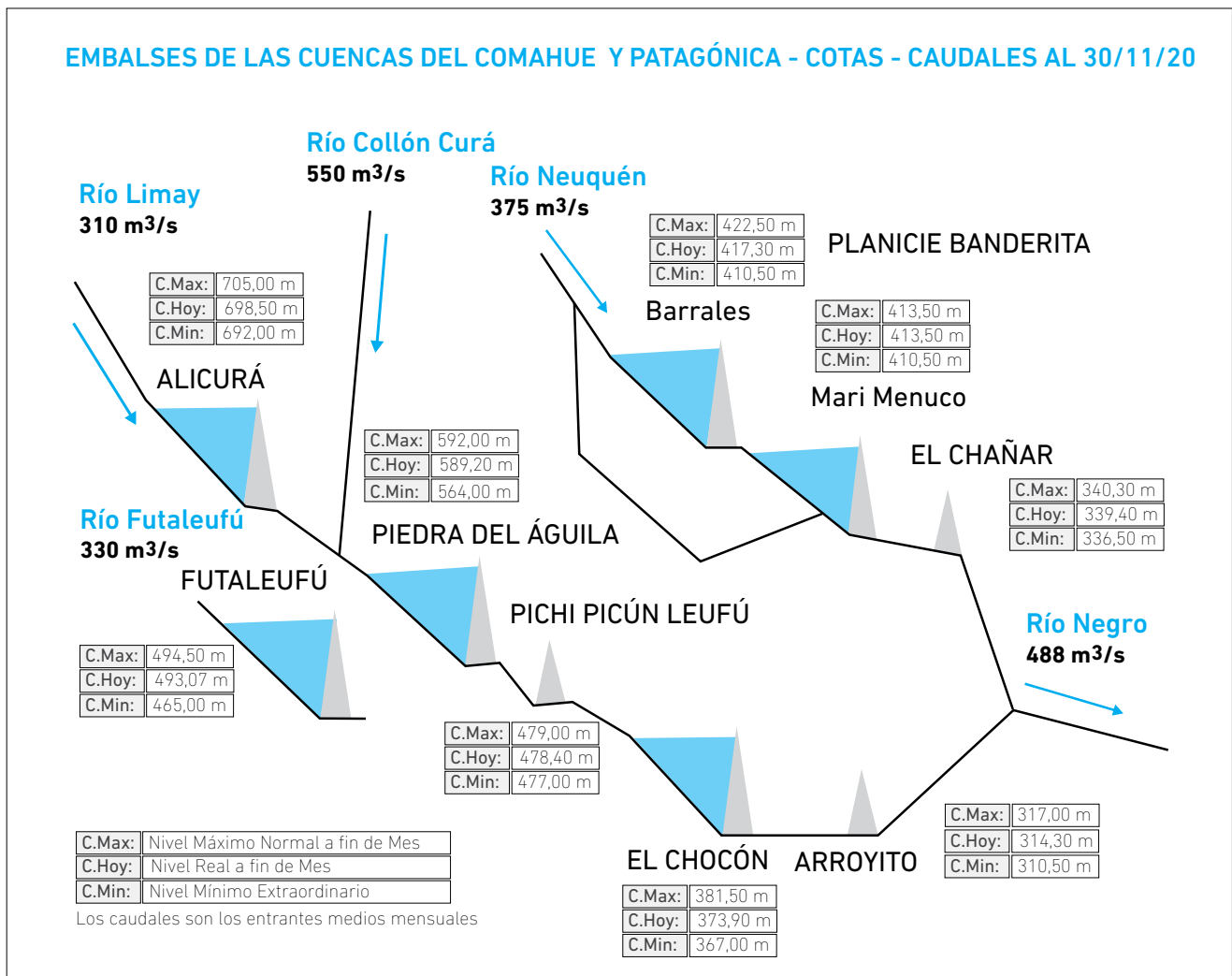
**Vertido:** 0 m<sup>3</sup>/s

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

La generación hidráulica registró una disminución del 31,1% con respecto al valor registrado en noviembre de 2019. En este sentido, el valor para este mes ha sido el más bajo en los últimos 14 años. En lo que respecta a la central hidroeléctrica de Futaleufú cabe aclarar que si bien el caudal fue levemente inferior al del año 2019 la generación se encuentra fuertemente limitada, por la reparación de la línea que la une con Puerto Madryn debiendo permanecer abierto el vertedero. 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.

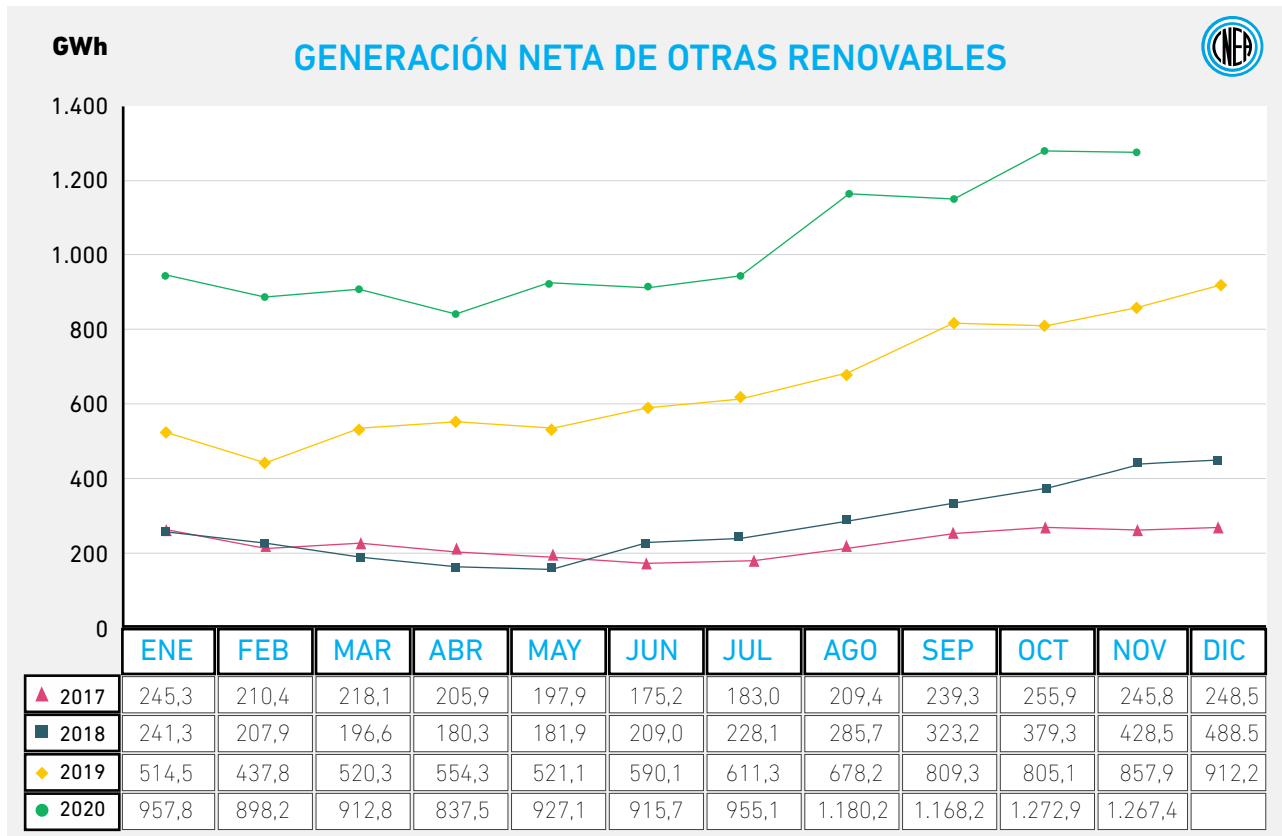


Nota. C = Cota.  
 Fuente: CAMMESA

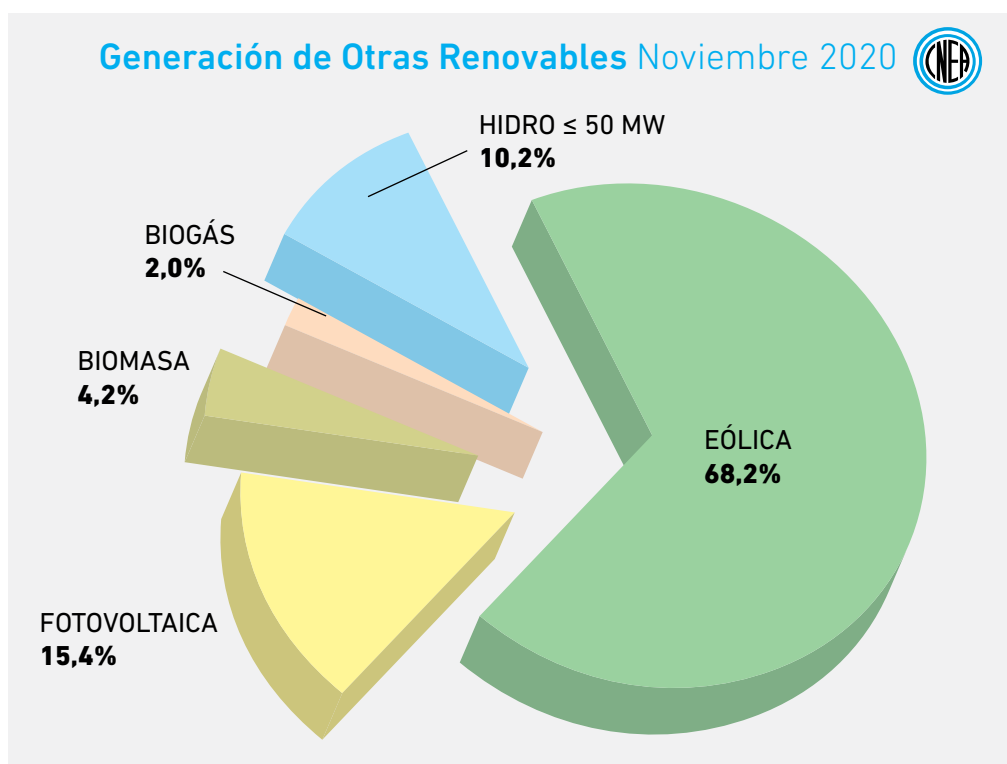


## ⚡ Generación Neta de Otras Renovables

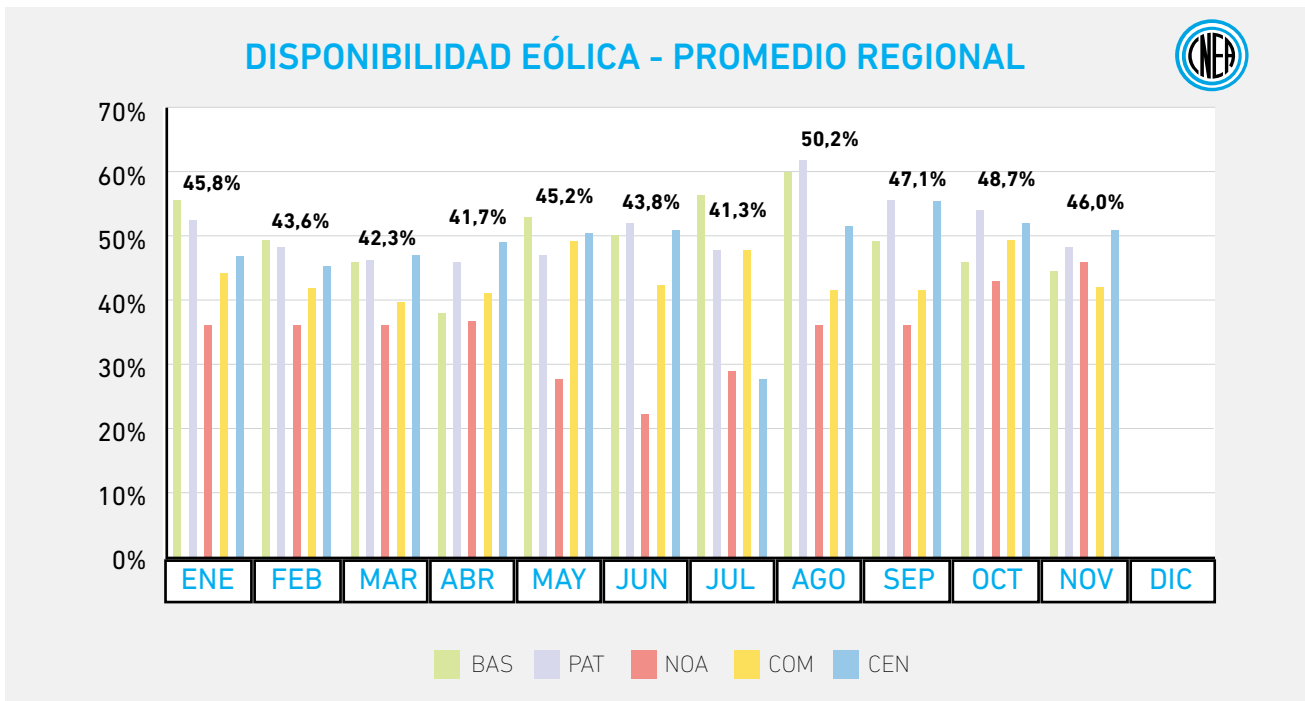
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 47,7% superior a la del mismo mes del año 2019. Esta generación fue la más alta para el mes de noviembre, principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas al sistema.



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

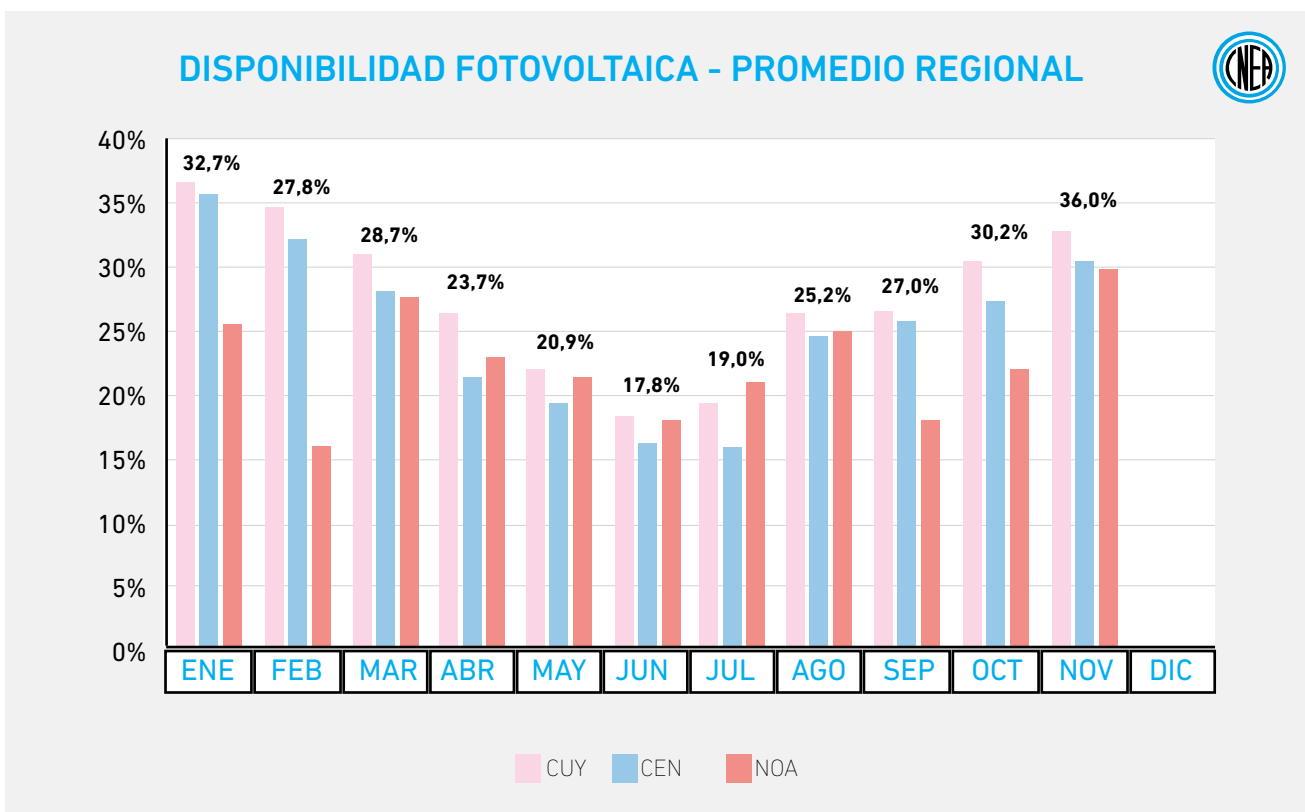


En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



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

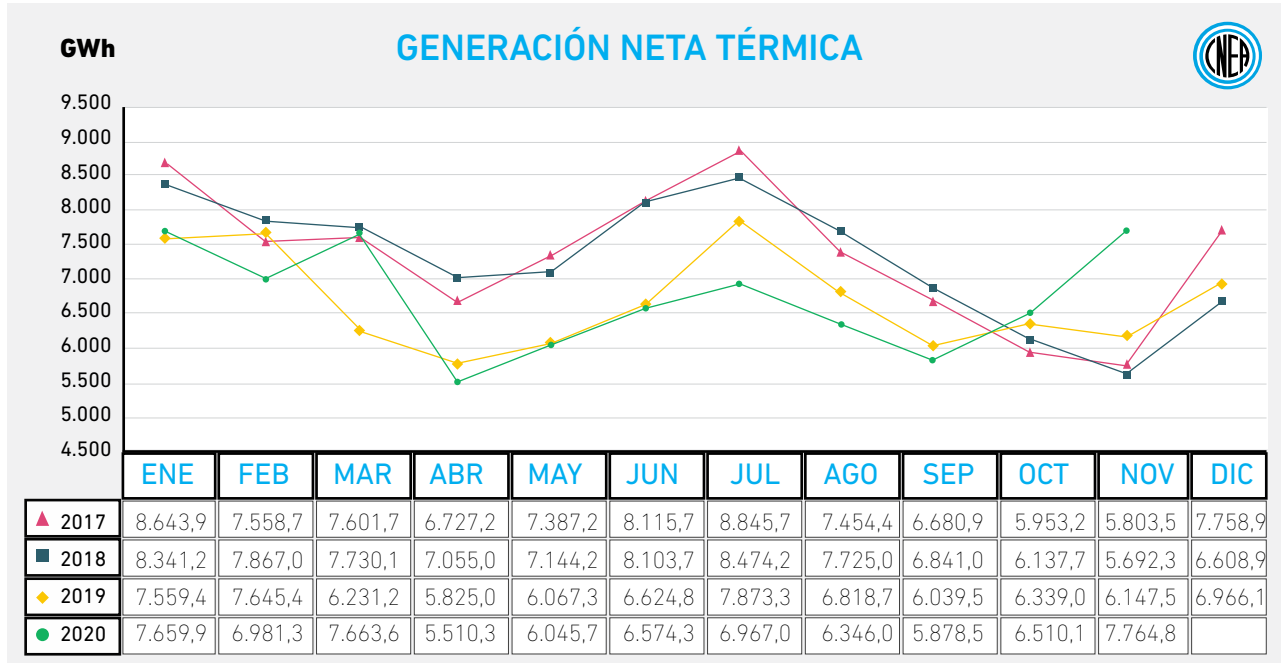
A continuación se presentan las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



**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 26,3% superior a la del mismo mes del año 2019. Este valor neto para dicha fuente de generación fue el más alto histórico para noviembre, principalmente debido a la disminución en generación hidroeléctrica sumado al considerable aumento en las exportaciones a Brasil durante el mes.



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

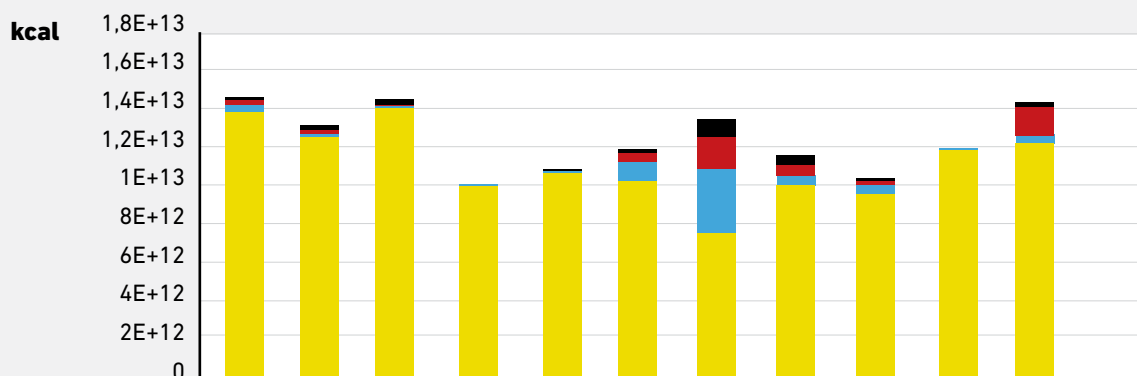
COMBUSTIBLE	NOVIEMBRE 2019	NOVIEMBRE 2020
Carbón [t]	3.319	53.828
Fuel Oil [t]	1.520	125.559
Gas Oil [m <sup>3</sup> ]	30.351	47.953
Gas Natural [dam <sup>3</sup> ]	1.366.750	1.481.492

Este mes la oferta de gas natural aumentó un 8,4% respecto a noviembre de 2019. El fuel oil y el carbón, por su parte, evidenciaron aumentos significativos en su consumo frente al mismo mes del año pasado: en el caso del fuel oil, el consumo subió del orden de miles a cientos de miles de toneladas, mientras que el carbón pasó de 3.319 a 53.828 toneladas para noviembre de 2020. El consumo de gas oil, de manera similar, aumentó en un 58,0%.

Consecuentemente el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de noviembre de 2020 resultó un 22,1% superior 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).

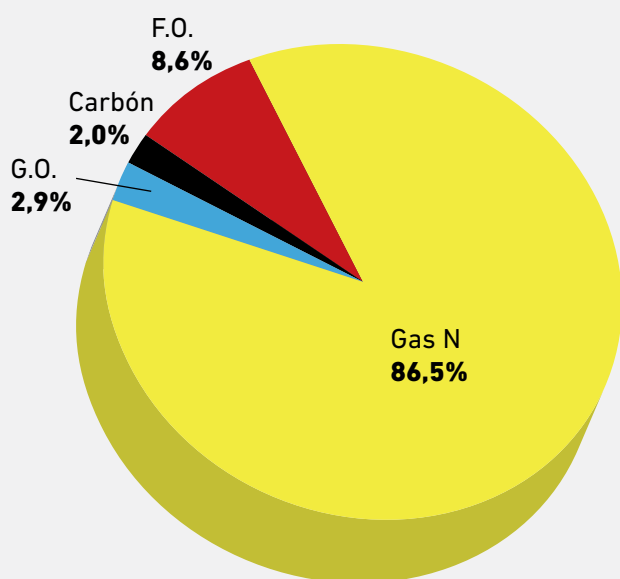
## CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2020



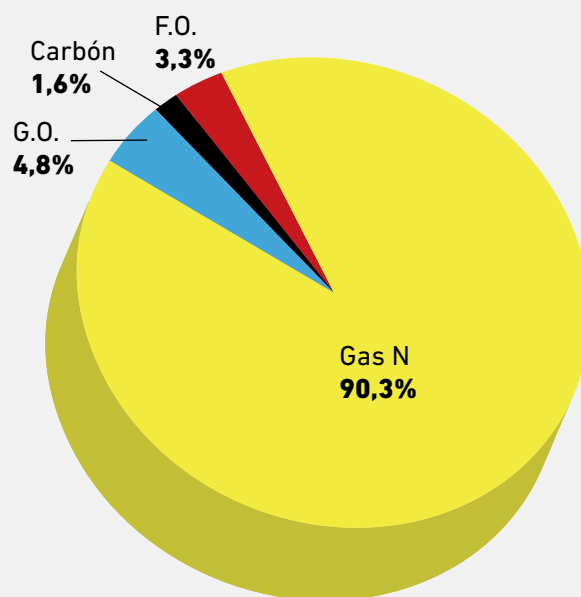
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
<b>Carbón (t)</b>	17.369	33.079	57.515	0	6.268	26.076	115.734	69.875	14.114	0	53.828	
<b>F.O. (t)</b>	20.509	14.712	3.706	16	2	41.858	177.007	61.457	16.539	2	125.559	
<b>G.O. (m<sup>3</sup>)</b>	41.001	20.486	17.347	2.866	6.252	102.997	396.863	66.836	55.283	8.429	47.953	
<b>Gas N (dam<sup>3</sup>)</b>	1.659.574	1.492.029	1.682.917	1.170.237	1.275.185	1.246.057	920.700	1.214.814	1.151.772	1.384.661	1.481.492	

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

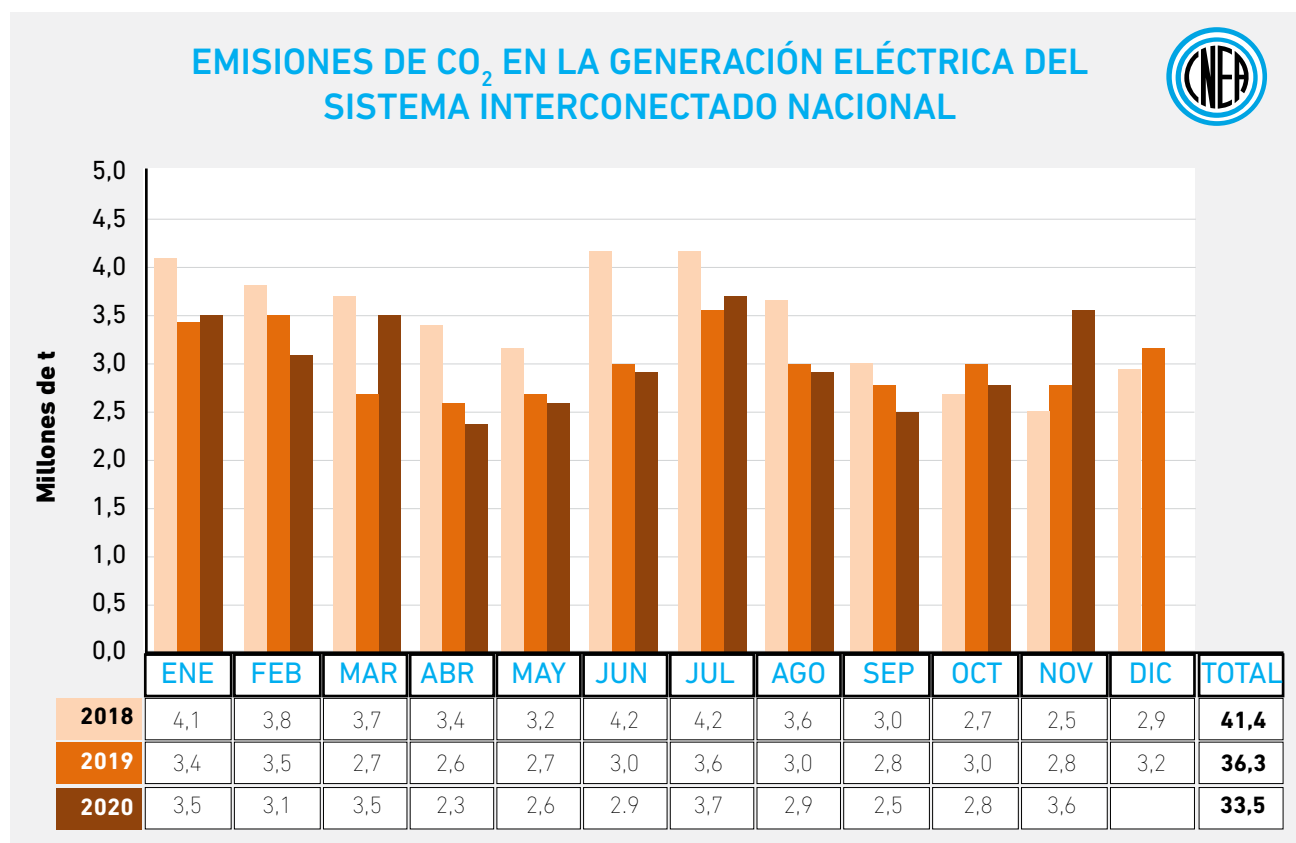
Consumo de Combustibles Fósiles Noviembre 2020



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2020



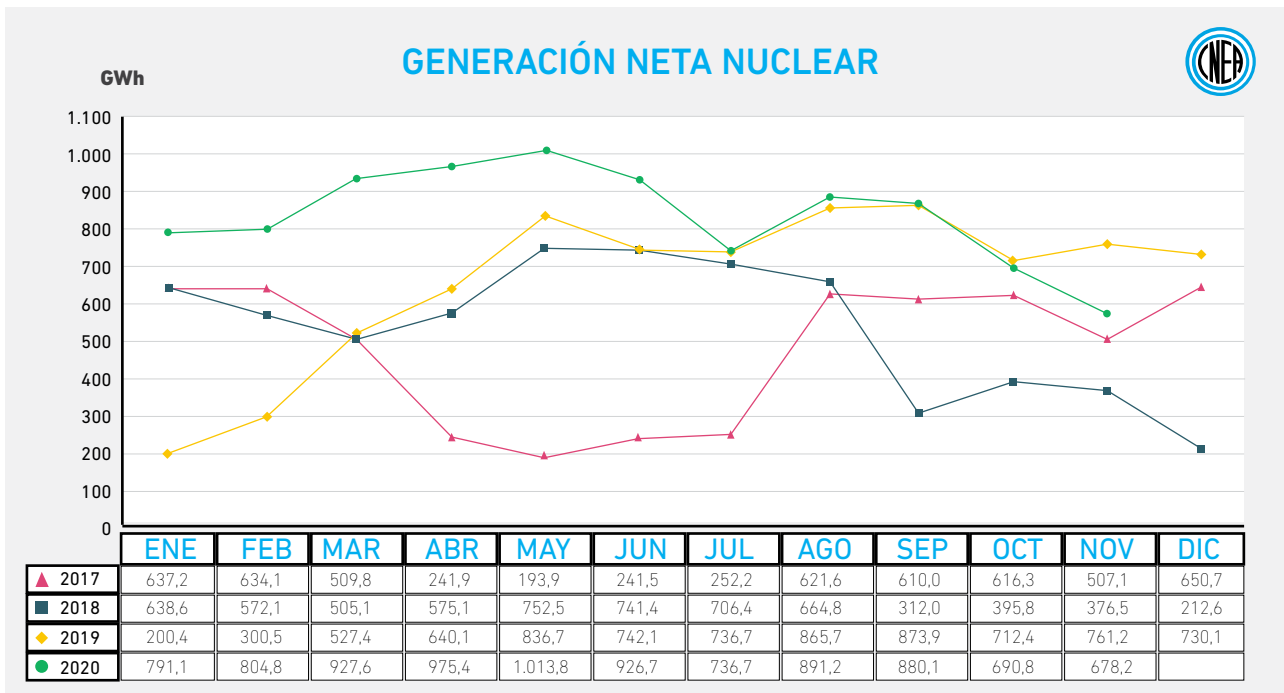
La siguiente figura muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Durante noviembre se evidenció un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 28,3%. Esto se debe principalmente al considerable aumento que hubo en la generación térmica durante el mes y que el 11,5% de esta se llevó a cabo con combustibles líquidos.

## ⚡ Generación Neta Nuclear

En la siguiente figura se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear alcanzados desde el año 2017 hasta la fecha, en GWh.



Este mes, la generación nucleoelectrónica fue un 10,9% inferior al valor registrado en noviembre de 2019.

Con respecto a las condiciones operativas de las unidades, la Central Nuclear Atucha II interrumpió su actividad durante todo el mes de noviembre por mantenimiento programado estacional. Por otra parte, las centrales Atucha I y Embalse operaron con normalidad durante el mes.

## ⚡ 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 noviembre del 2020 hasta el 29 de febrero del 2021, son:

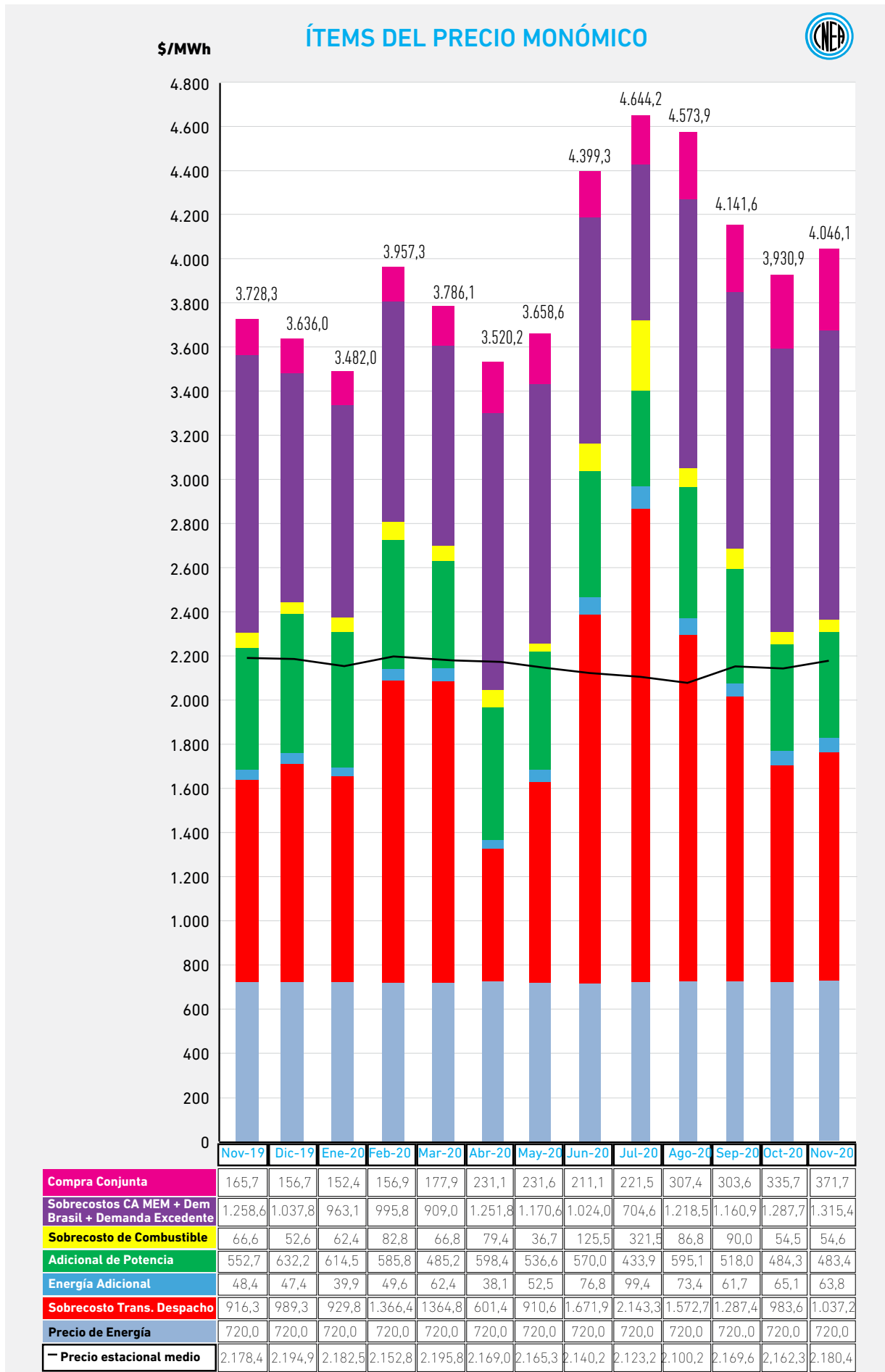
	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	3.042	2.122	1.852
Resto	2.911	2.025	1.764
Valle	2.779	1.928	1.676

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 la siguiente figura 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.





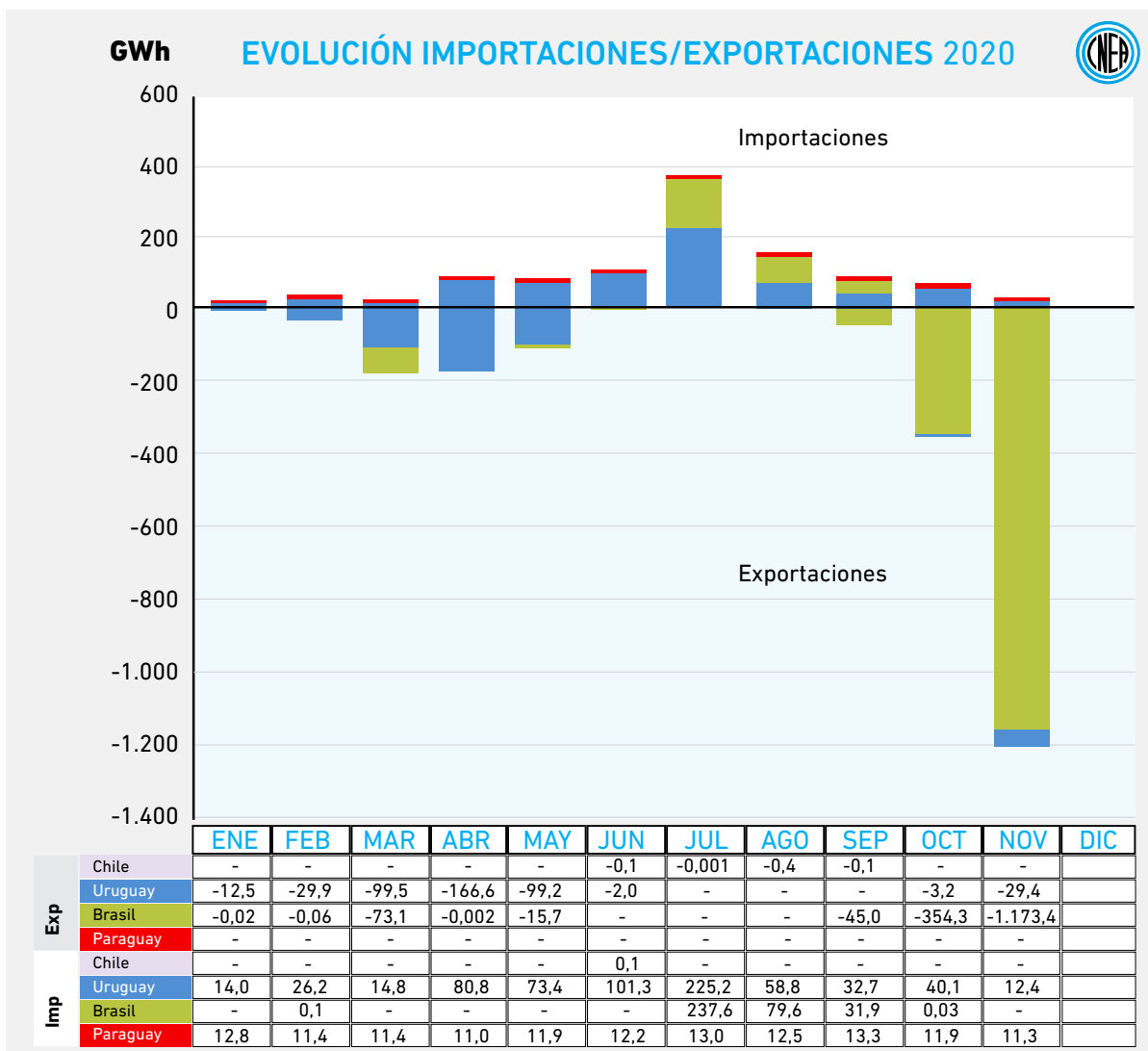
## ⚡ Evolución de las Exportaciones e Importaciones

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.



Como puede observarse en la figura anterior este mes se registró una importante exportación a Brasil. Esto se debió a las sequías en los embalses de las hidroeléctricas, principal fuente energética de Brasil, que se encuentran en niveles históricamente bajos, ya que el periodo de lluvias, que debería haber comenzado en octubre aún no comenzó. Desde el año 2000, Brasil no registra una sequía tan grande en los embalses del sur, y desde 2015 en los del centro-oeste y sureste del país. El nivel de embalses en el subsistema Sudeste / Medio Oeste, responsable de la generación de alrededor del 70% de la energía consumida en el país, es del 17,7% y en el subsistema Sur del 18,3% de la capacidad total. Para poder afrontar esta situación y suplir la demanda, Brasil recurrió a la generación termoeléctrica que quema combustible fósil y la importación de energía desde Argentina y Uruguay.

**Origen de la información:** Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de noviembre 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.

**Diciembre 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)

