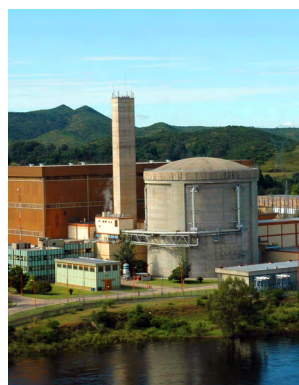

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XXIII N° 275



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Noviembre 2023

Responsable Técnico

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

Nicolás Thaine

Comité Revisor

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Santiago Jensen

Carlos Rey

Diseño Gráfico

Andrés Boselli

Colaboración Externa

Carlos Rey

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Elaborado por Departamento Planificación Estratégica
Gerencia Planificación

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
OBSERVACIONES	4
DEMANDA DE ENERGÍA	5
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	22

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Noviembre 2023.

Introducción

En noviembre, la demanda neta de energía del MEM (11.040,8 GWh) presentó una disminución del 2,5% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 21,2 °C, en lo que fue un mes más caluroso que la media histórica, de 20,4 °C. La temperatura media del año pasado para noviembre, por su parte, había sido de 23,0 °C.

En materia de **generación hidráulica** de las principales centrales, el río Paraná presentó un caudal muy superior al histórico del mes, al igual que el río Uruguay, que registró aportes muy superiores a los valores históricos de noviembre, incluso cuadruplicándolos. El río Futaleufú, por su parte, presentó un caudal superior al histórico del mes, al igual que los ríos Limay y Collón Cura, pertenecientes a la Cuenca del Comahue. En contraposición el río Neuquén –parte de la cuenca anteriormente mencionada– registró aportes inferiores a aquellos tomados como referencia para el mes. Así, la generación hidráulica resultó un 2,4% superior a la registrada en noviembre de 2022, explicado a partir de que los excesos de agua superado un determinado caudal, tanto en los ríos Paraná como Uruguay, no se traducen en una mayor generación.

En cuanto a la **generación de Otras Renovables**, este mes aportaron **2.042,6 GWh** contra **1.663,6 GWh** registrados en noviembre del año anterior. La generación resultó un 22,8% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2022. Vale destacar que el incremento interanual de potencia de tecnologías Otras Renovables fue de 12,2%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 870,3 GWh, mientras que en noviembre de 2022 había sido de 34,4 GWh, el cual se debió en ese momento a que tanto las centrales Embalse como Atucha I se encontraron fuera de servicio por mantenimiento estacional programado y la central Atucha II se encontraba fuera de servicio por mantenimiento correctivo.

Además, la **generación térmica fósil** resultó un 21,4% inferior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 4,5 GWh contra 270,5 GWh alcanzados en noviembre de 2022. Por otra parte, se registraron exportaciones por 16,1 GWh, mientras que en el mismo mes del año pasado el valor había sido 0 GWh.

Finalmente, el precio monómico de la energía –sin contabilizar el transporte– para este mes fue de **20.344,8 \$/MWh**, equivalente a **57,5 U\$S/MWh¹**. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

Observaciones

En materia de demanda, el valor registrado se mantuvo dentro de los valores esperados para el mes de noviembre, al realizar la comparativa con el mismo mes de años anteriores. Al hacer el análisis de la demanda por regiones, en NOA-NEA el valor registrado fue el más alto de los últimos cuatro años para el mes de noviembre.

En relación a la generación nuclear y condiciones operativas de las centrales, Atucha II operó con normalidad durante el mes, al igual que Embalse. Atucha I, por su parte, reingresó en servicio el 21 de noviembre tras finalizar los trabajos de mantenimiento programado.

¹ Dólar mayorista promedio de noviembre de 2023 del Banco Central de la República Argentina.

En lo que refiere a generación hidráulica, los valores obtenidos fueron superiores a los alcanzados en noviembre 2022, y los más altos desde el año 2018 para dicho mes. Esto se debió en buena parte a los caudales de los ríos Paraná y Uruguay, que fueron superiores a los históricos mensuales.

La generación térmica, por su parte, registró los valores más bajos para noviembre de los últimos cuatro años, lo que incidió también en un bajo valor de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con relación a la generación de Otras Renovables, el valor obtenido en noviembre de 2023 (2042,6 GWh) fue record histórico, explicado tanto a raíz de una mayor disponibilidad eólica y solar en comparación con el mismo mes de 2022, como así también debido al aumento de potencia instalada de tipo eólico, principalmente.

Finalmente, en el mes de noviembre 2023 se importaron 4,5 GWh, en su totalidad a Paraguay y Uruguay, mientras que se exportaron 16,1 GWh, principalmente a Brasil.

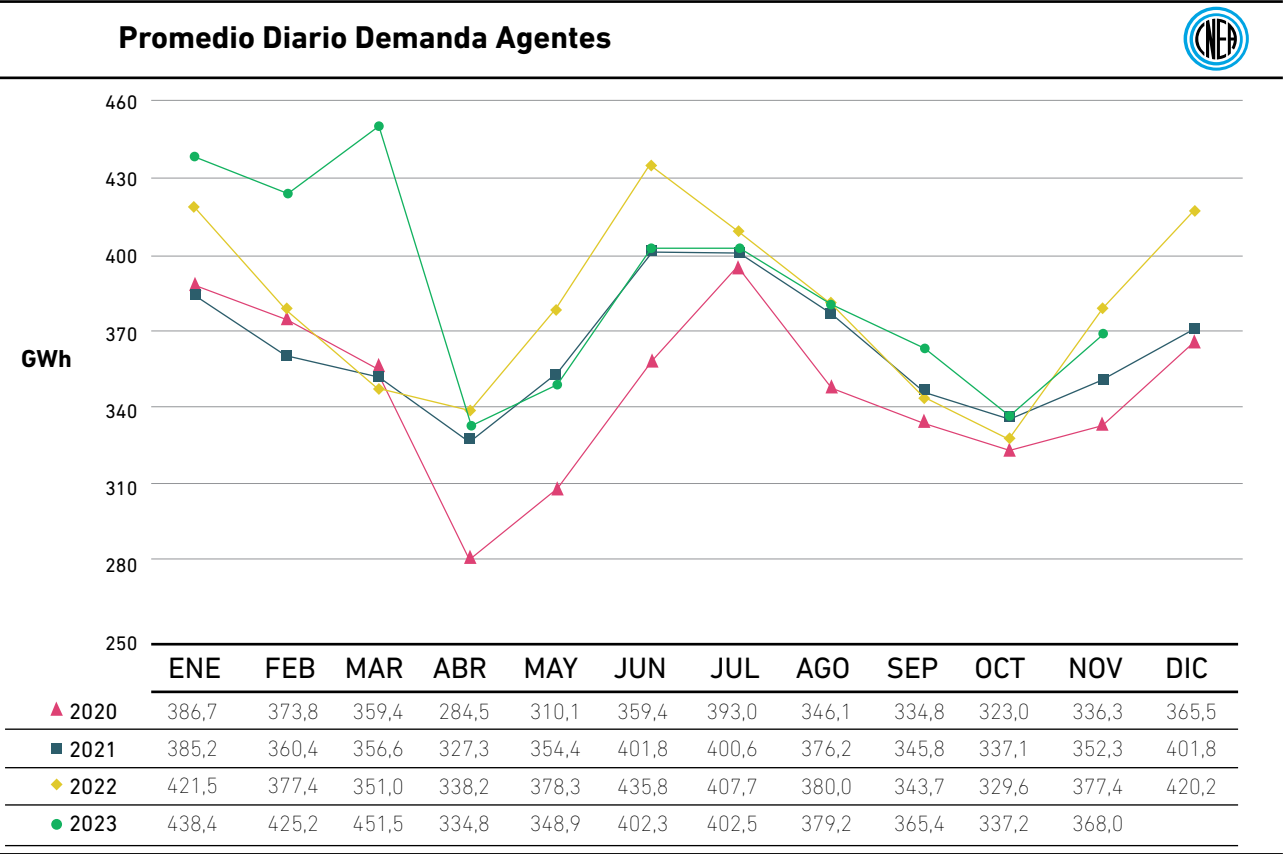
Demanda de Energía y Potencia

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2023 (%)
-2,5	2,9	2,7

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.

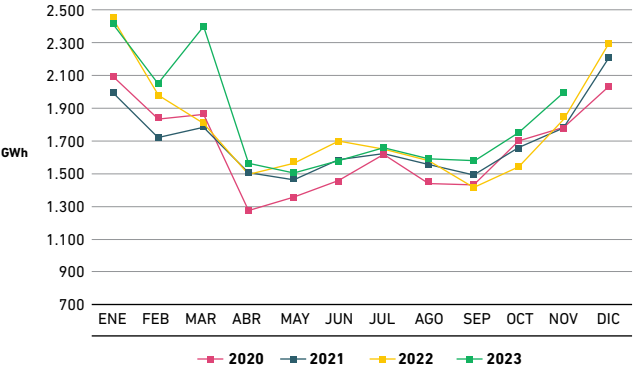
En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes desde el 2020 hasta la fecha.



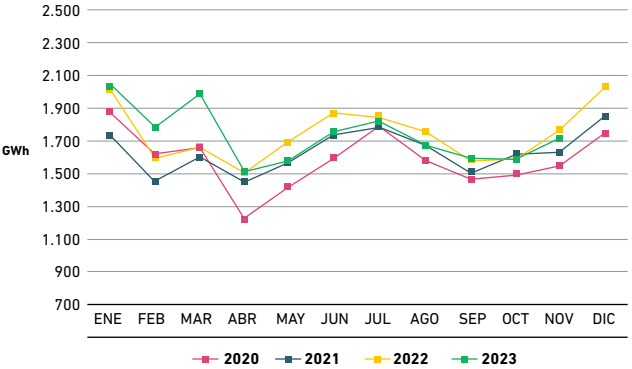
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

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

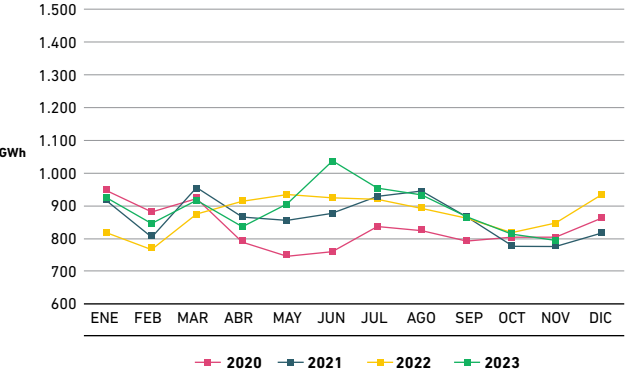
Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



Durante el mes de noviembre en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.987,9 GWh, los cuales representan un crecimiento del 7,6% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.847,9 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.706,9 GWh, valor 3,6% inferior al alcanzado en noviembre de 2022, de 1.770,9 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT² experimentaron una demanda de 796,5 GWh, equivalente a una disminución del 6,5% en comparación con la demanda registrada en noviembre del año pasado, de 852,2 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.549,5 GWh, valor 4,4% inferior al alcanzado en 2022, de 6.852,7 GWh. En la región NOA-NEA el valor alcanzado fue el más alto de los últimos cuatro años para noviembre.

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



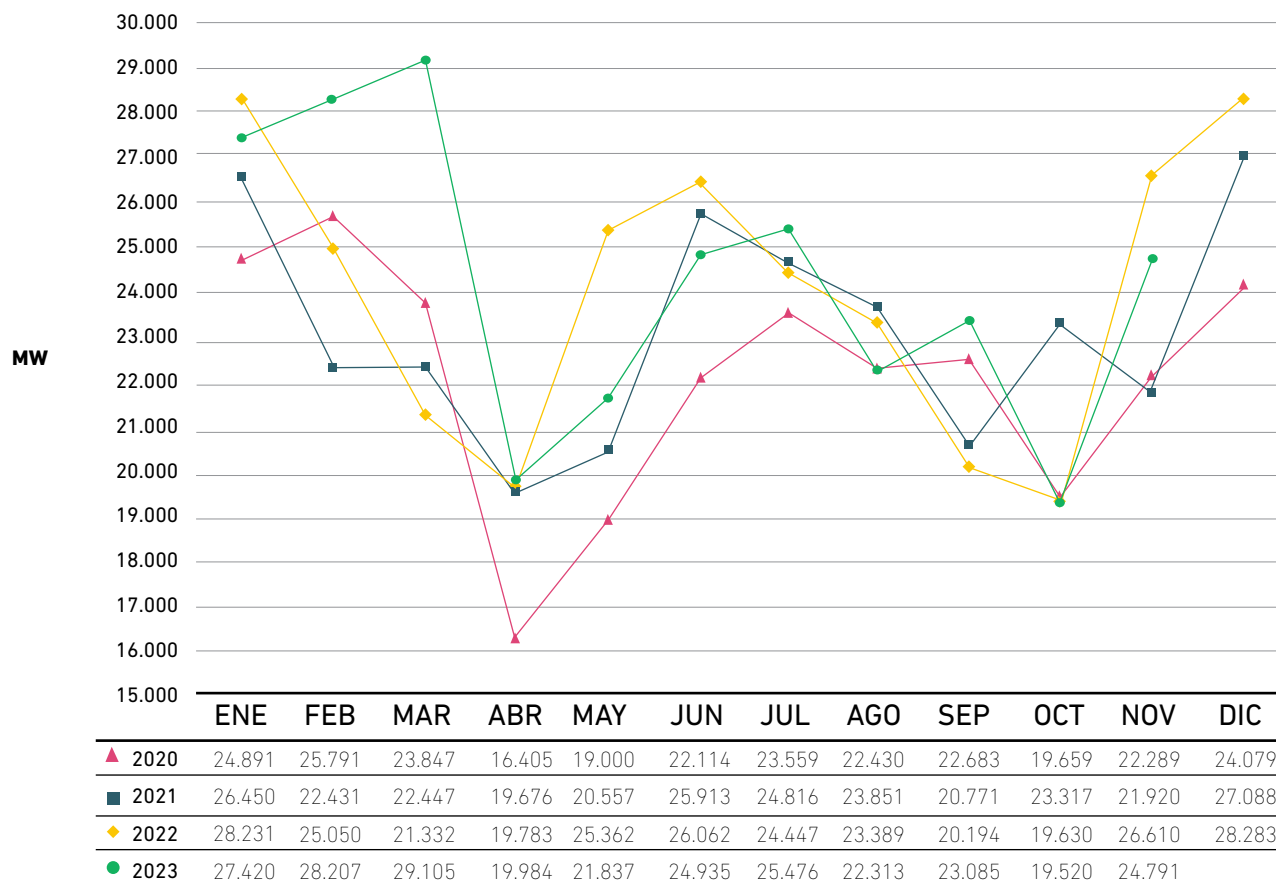
En noviembre los valores residenciales de demanda fueron 3,0% inferiores a los alcanzados en el mismo mes del 2022. En este sentido, se demandaron 4.851,5 GWh en noviembre de 2023 contra 4.999,9 GWh en el mismo mes del año pasado. En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 3.154,5 GWh, valor 0,6% inferior al alcanzado en noviembre del año pasado (3.174,3 GWh). Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 3.034,8 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2022 había sido de 3.149,5 GWh, se registró una disminución del 3,6%.

² Demanda regional incluyendo Aluar Aluminio Arg. S.A.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 6,8% tomando como referencia el mismo mes del 2022. En la siguiente figura se muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Demanda Máxima de Potencia (No Incluye Exportaciones)



⚡ 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 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	113,8	383,8	40,0	657,6	-	1.154,5	490,2	-	-	-	2.302,3
COM	-	500,9	1.489,6	64,0	2.054,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.078,4
NOA	261,0	698,6	1.944,7	342,5	3.246,8	-	219,7	703,1	193,7	3,0	2,0	4.368,3
CEN	-	626,0	721,2	52,6	1.399,8	656,0	919,0	118,2	208,8	19,9	0,6	3.322,2
GBA	2.110,0	871,1	4.909,4	254,0	8.144,5	-	-	-	-	31,5	-	8.176,0
BAS	1.543,2	1.850,0	2.229,1	260,8	5.883,1	1.107,0	-	-	1.443,0	10,0	-	8.443,1
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	9,8	-	4.026,5
NEA	-	12,0	-	327,9	339,9	-	2.745,0	-	-	-	70,7	3.155,6
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
TOTAL SADI	4.251,2	5.238,4	14.235,0	1.660,4	25.385,0	1.763,0	11.358,7	1.311,5	3.673,9	76,1	73,3	43.641,6
Porcentaje					58,17	4,04	26,03	3,00	8,42	0,17	0,17	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	3,6	-	-	3,6	-	-	-	80,5	1,5	-	85,6
ACUMULADO 2023	-	-589,4	735,5	-36,1	110,0	-	-	225,7	364,6	3,5	3,0	706,8

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

Región NOA

- En La Rioja se produjo el ingreso del parque eólico Arauco II, de 35,5 MW de potencia.

Región CENTRO

- Se repotenció el parque eólico San Luis Norte en la provincia de San Luis, adicionando 45 MW, con lo cual la potencia total pasó de 36 a 81 MW de tipo renovable.

Región BAS

- Se repotenciaron las TG 23 y 24 del CT Bragado 2 – Genneia, adicionando 1,9 y 1,7 MW de potencia, respectivamente, totalizando 3,6 MW.

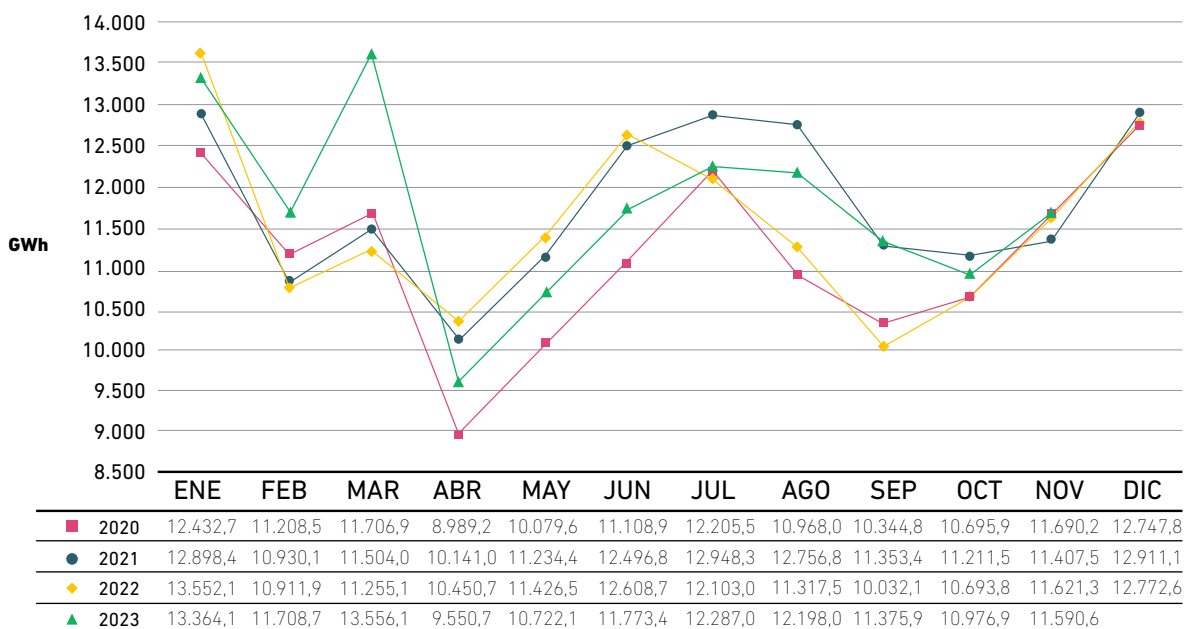
Región GBA

- Ingresó la central de biogás CTBG Gorina Energía, por un total de 1,5 MW.

⚡ Generación Neta Nacional

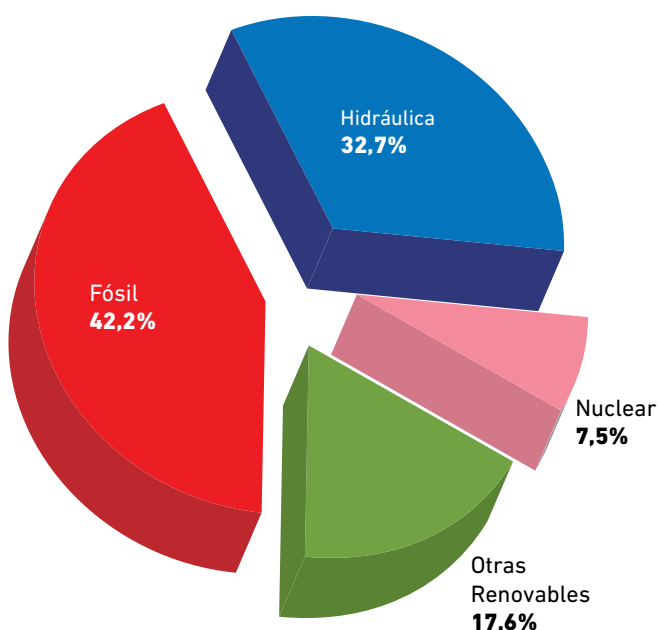
La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica y Otras Renovables) fue un 0,3% inferior a la del mismo mes de 2022. La figura siguiente muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Generación Total Neta

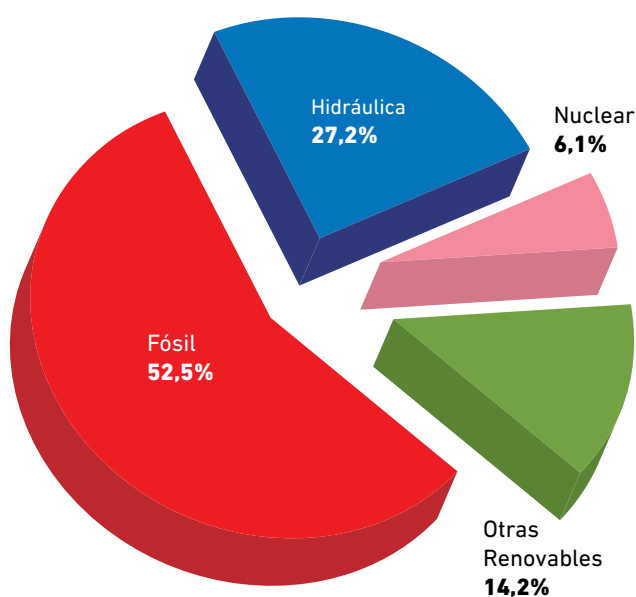


A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:

Generación Neta del MEM - NOVIEMBRE 2023



Generación Neta del MEM - ACUMULADO 2023



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 noviembre los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE NOVIEMBRE (m³/s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m³/s)
	2021	2022	2023	
URUGUAY	2.017	2.513	22.898	5.391
PARANÁ	9.014	15.233	25.409	12.641
LIMAY	191	327	405	348
COLLÓN CURÁ	242	571	650	594
NEUQUÉN	189	355	498	532
FUTALEUFÚ	210	433	396	358

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 30 de noviembre de este año.

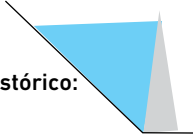
RÍO PARANÁ

Caudal real:

18.200 m³/s

Caudal medio histórico:

12.641 m³/s



YACYRETÁ

Cota Max: 83,50 m

C.Hoy: 82,92 m

C.Min: 75,00 m

Turbinado: 13.000 m³/s

Vertido: 4.400 m³/s*

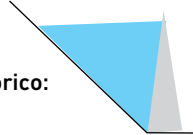
RÍO URUGUAY

Caudal real:

22.272 m³/s

Caudal medio histórico:

5.391 m³/s



SALTO GRANDE

C.Max: 35,50 m

C.Hoy: 34,43 m

C.Min: 31,00 m

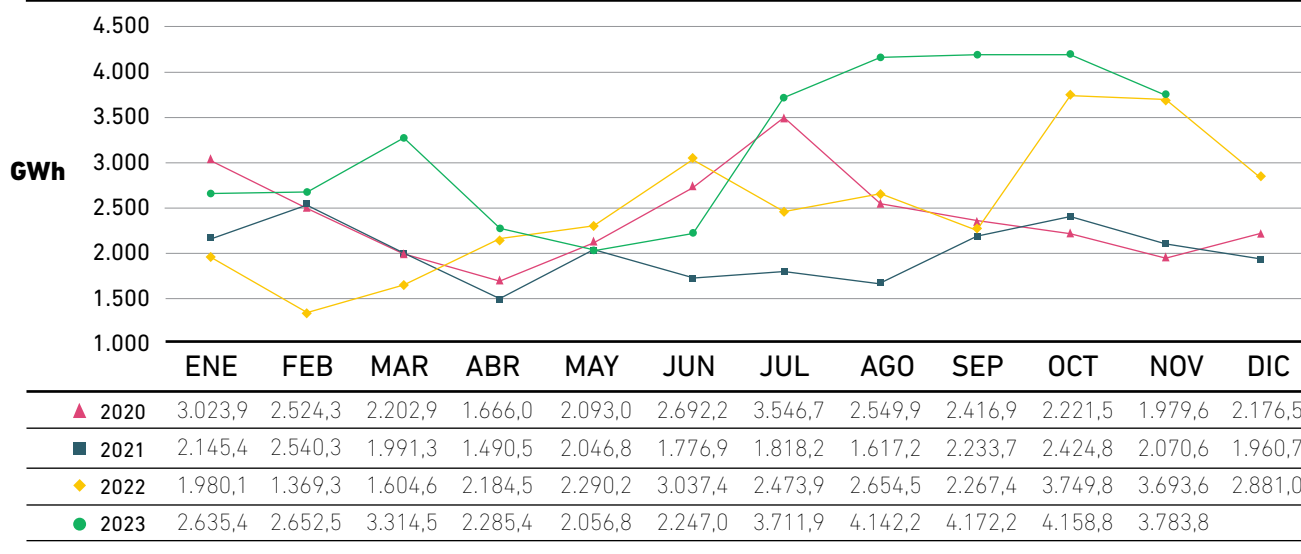
Turbinado: 4.950 m³/s

Vertido: 20.000 m³/s

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

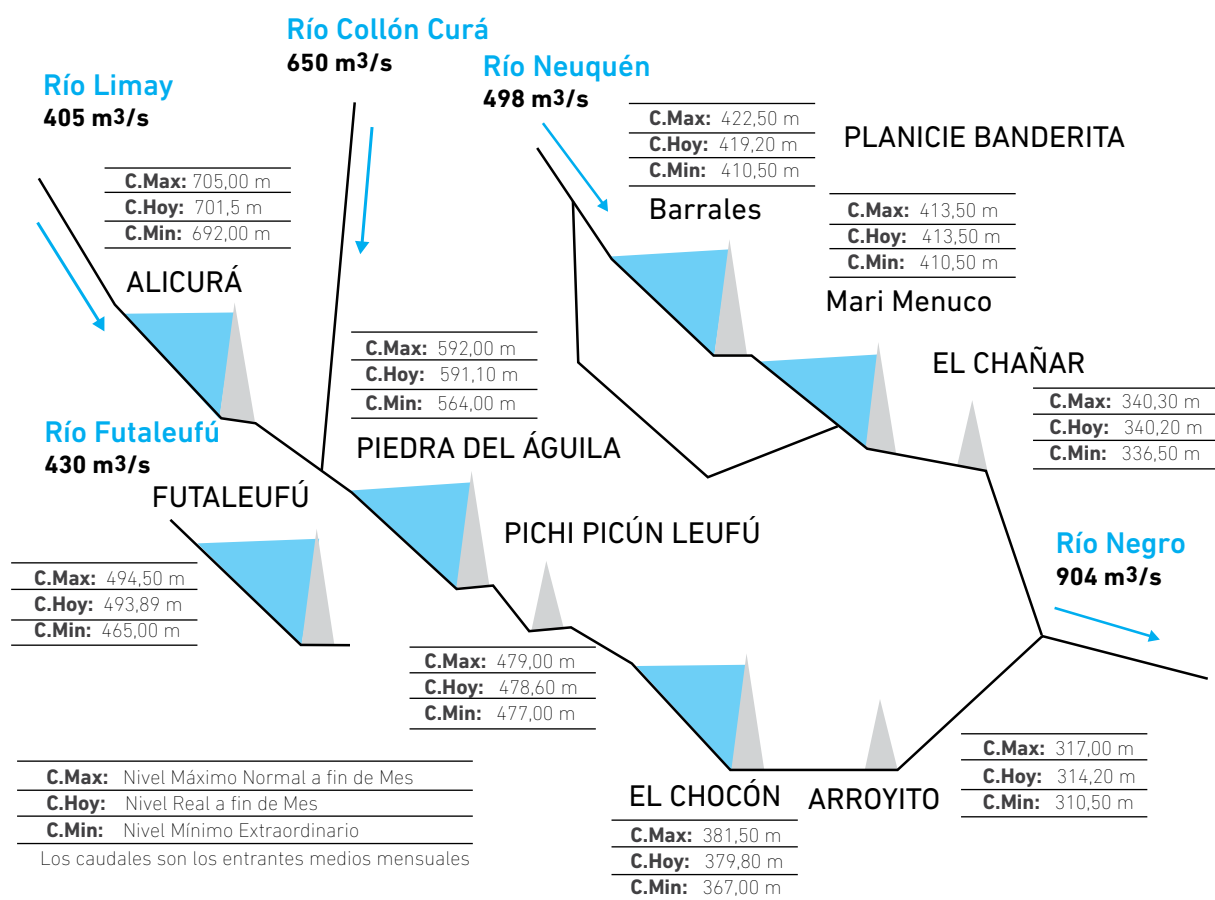
La generación hidráulica registró un aumento del 2,4% con respecto al valor registrado en noviembre de 2022, debido principalmente a los caudales registrados por los ríos Paraná y Uruguay, superiores a los históricos para el mes de noviembre. Así, la generación hidráulica fue la más alta registrada de los últimos cuatro años para dicho mes. La siguiente figura muestra su evolución en igual período de tiempo.

Generación Neta Hidráulica



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.

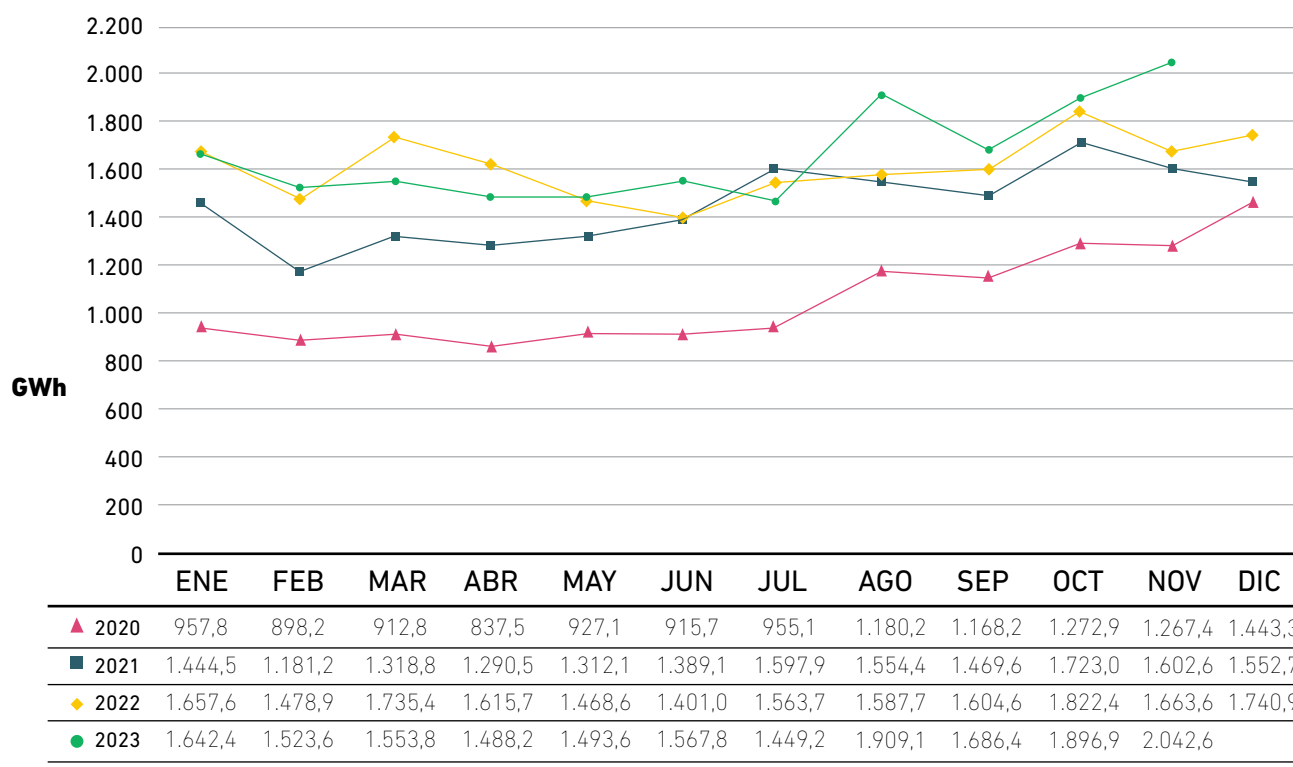
Embalses de las Cuencas del COMAHUE y PATAGÓNICA - Cotas - Caudales al 30/11/23



⚡ Generación Neta de Otras Renovables

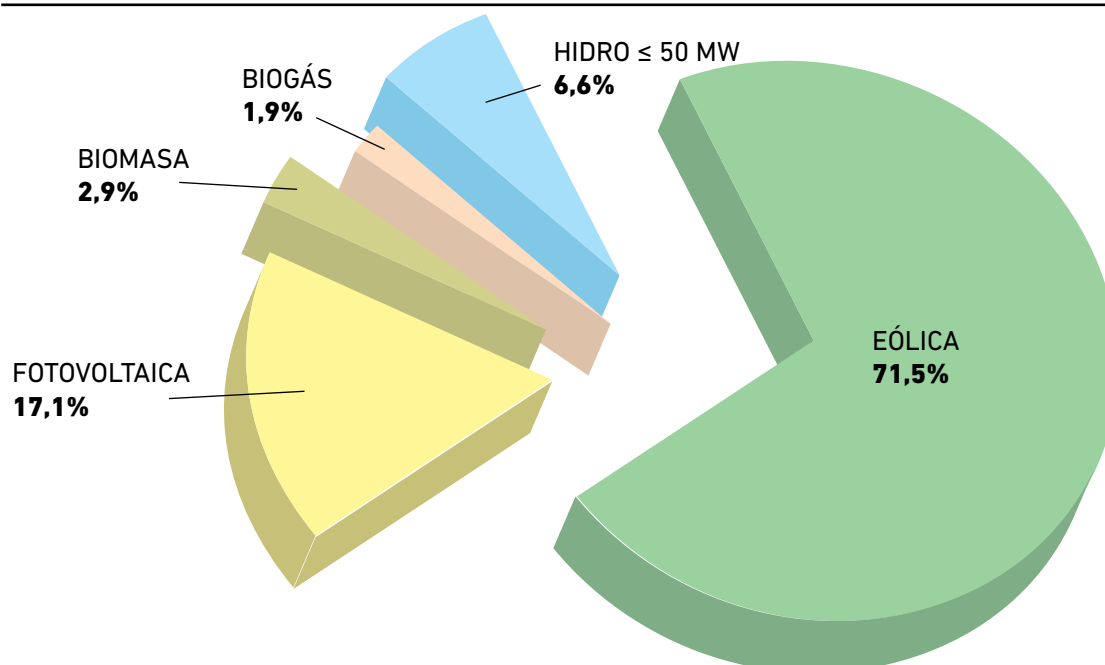
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 22,8% superior a la del mismo mes del año 2022, principalmente debido tanto a mayores disponibilidades eólica y fotovoltaica durante el mes de noviembre en la comparación interanual, como al aumento de potencia instalada de tipo eólico. El valor alcanzado (2.042,6 GWh) fue record histórico de generación para este tipo de fuente.

Generación Neta de Otras Renovables



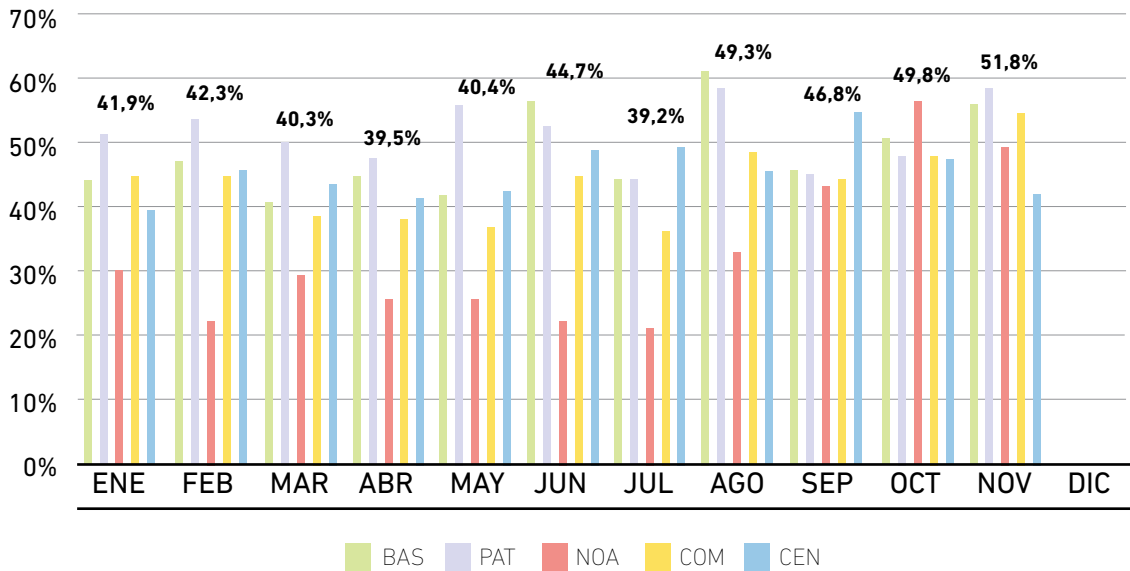
A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.

Generación de Otras Renovables Noviembre 2023



En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2023, divididas por regiones. Es importante considerar que el valor de disponibilidad eólica de agosto es el menor para los meses corridos del año 2023.

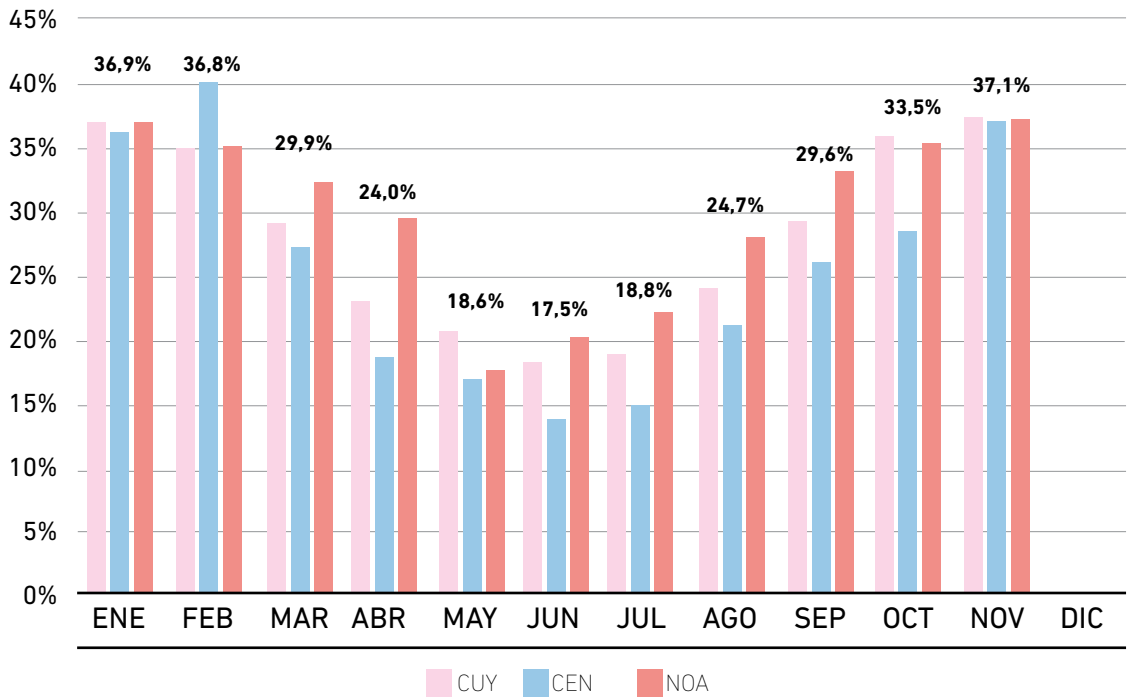
Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



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 2023, divididas por regiones.

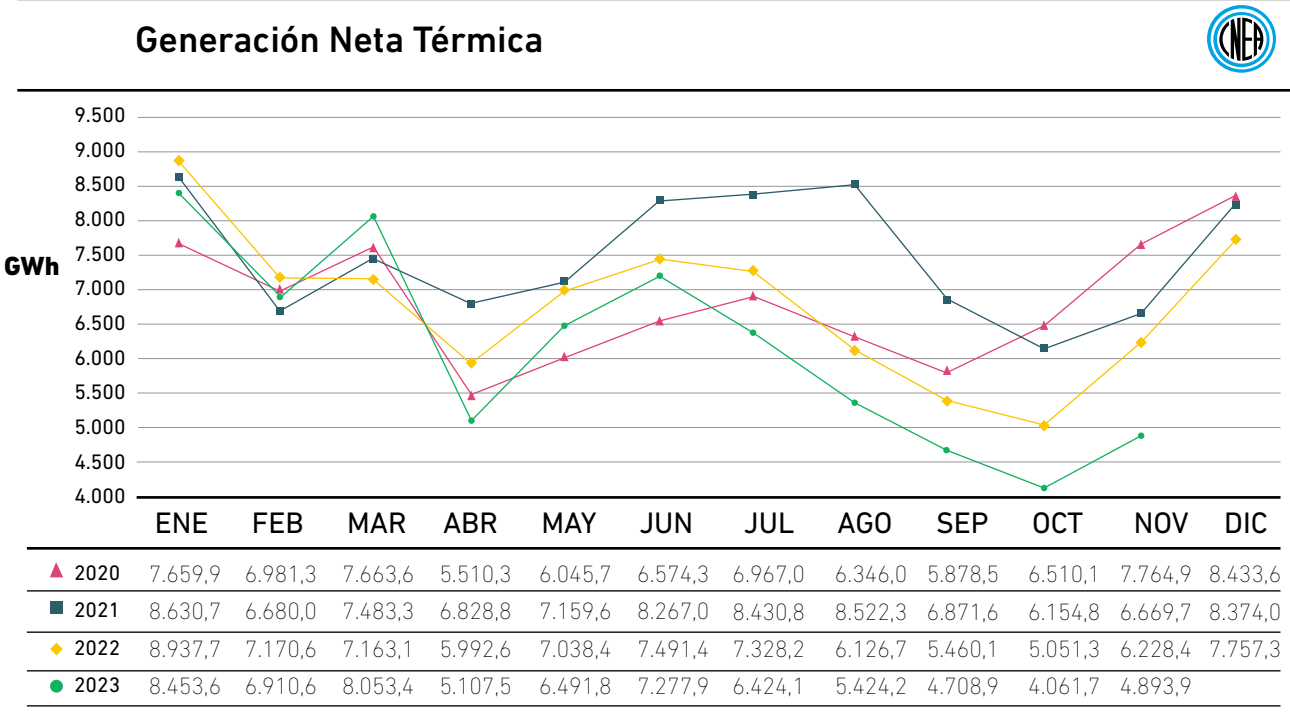
Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional



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 21,4% inferior a la del mismo mes del año 2022. El valor registrado fue el más bajo para el mes de noviembre en los últimos cuatro años. A continuación, se presenta su evolución en dicho período de tiempo.



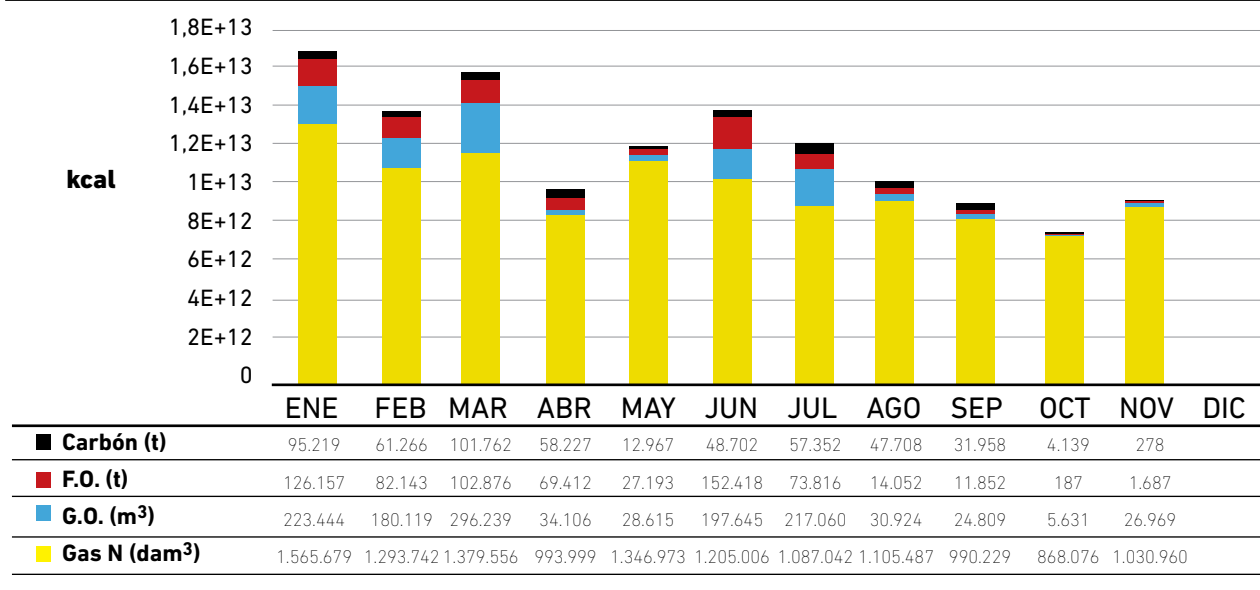
En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles para noviembre de los años 2022 y 2023.

COMBUSTIBLE	NOVIEMBRE 2022	NOVIEMBRE 2023	DIF. (%)
Carbón [t]	27.760	278	-99,0%
Fuel Oil [t]	31.692	1.687	-94,7%
Gas Oil [m³]	161.609	26.969	-83,3%
Gas Natural [dam³]	1.208.396	1.030.960	-14,7%

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de noviembre 2023 resultó un 25,7% inferior al del mismo mes del año anterior.

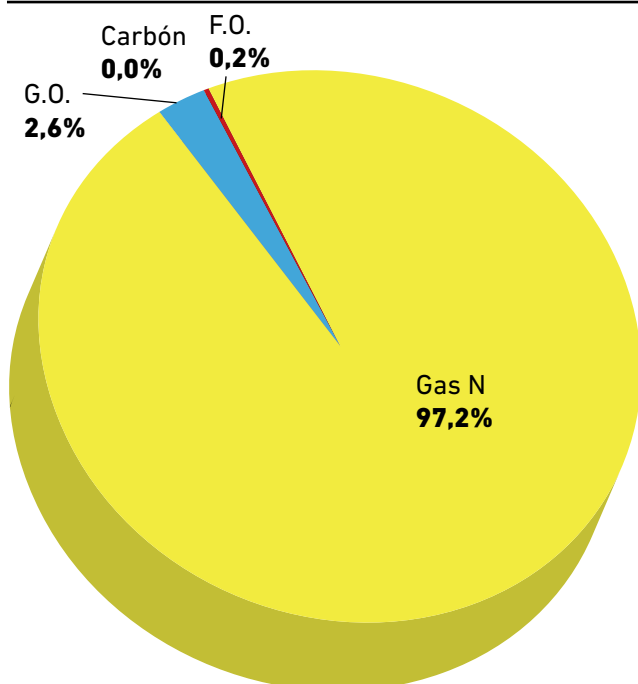
En la siguiente figura se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

Consumo de Combustibles en el MEM 2023

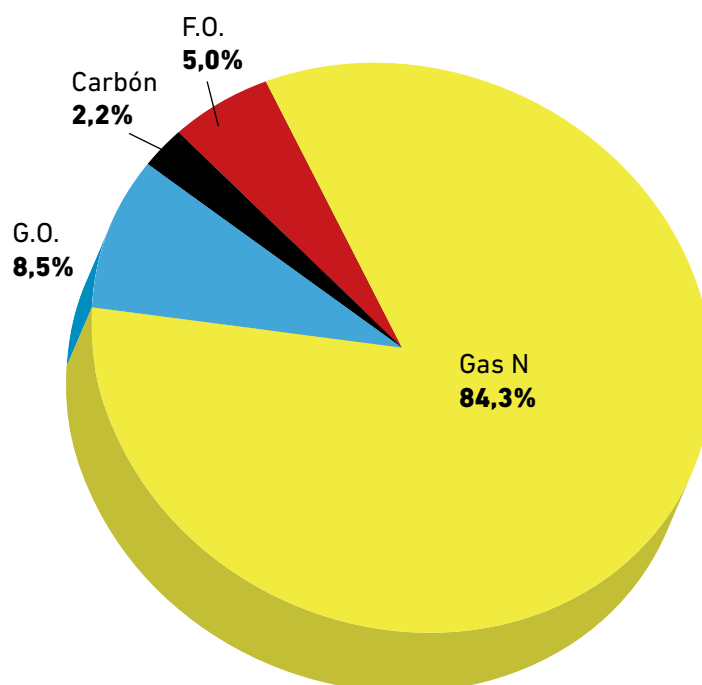


La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en noviembre, en unidades energéticas, ha sido:

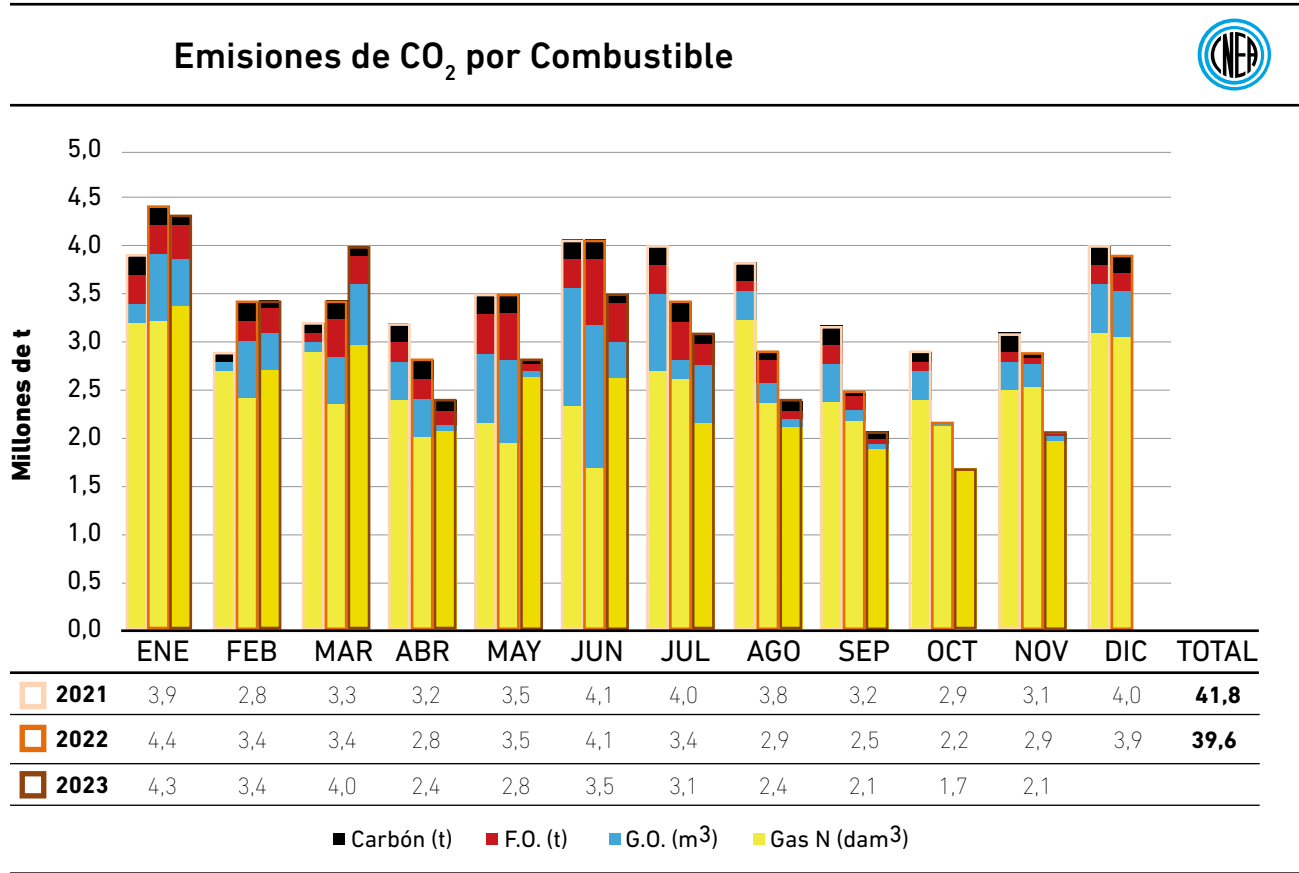
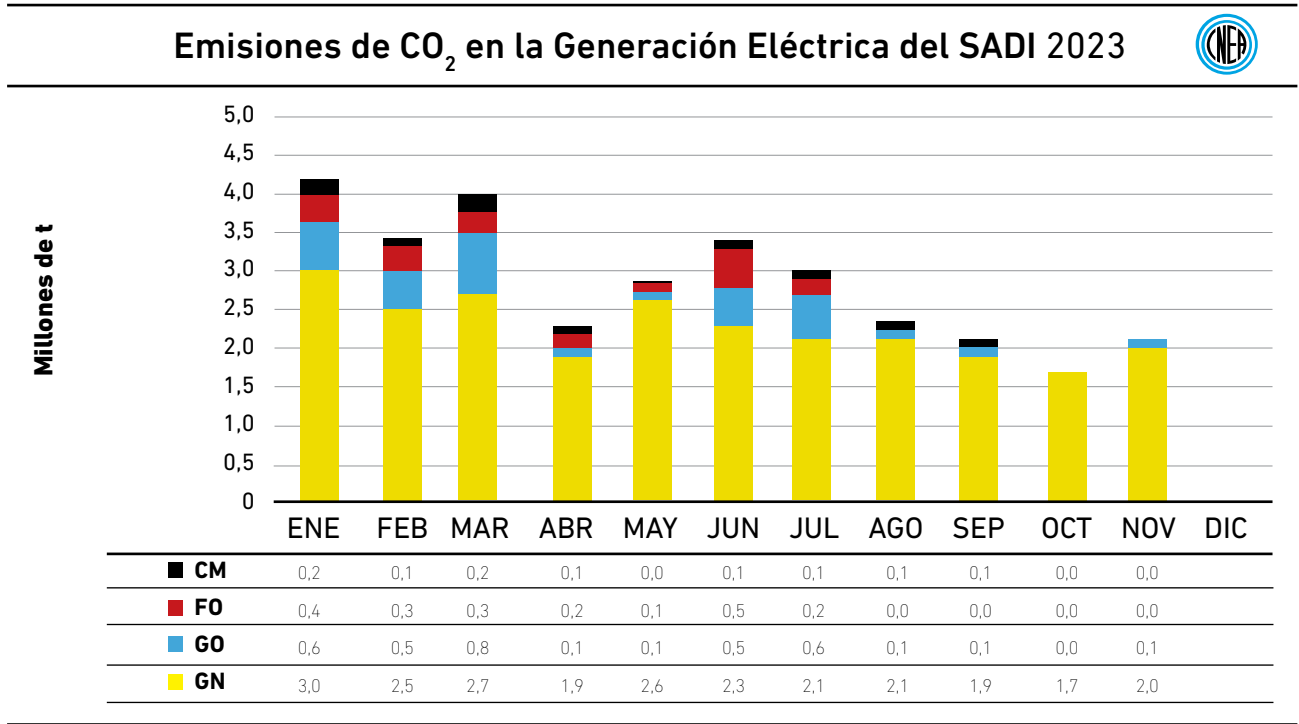
Consumo de Combustibles Fósiles Noviembre 2023



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2023



La siguiente figura 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.

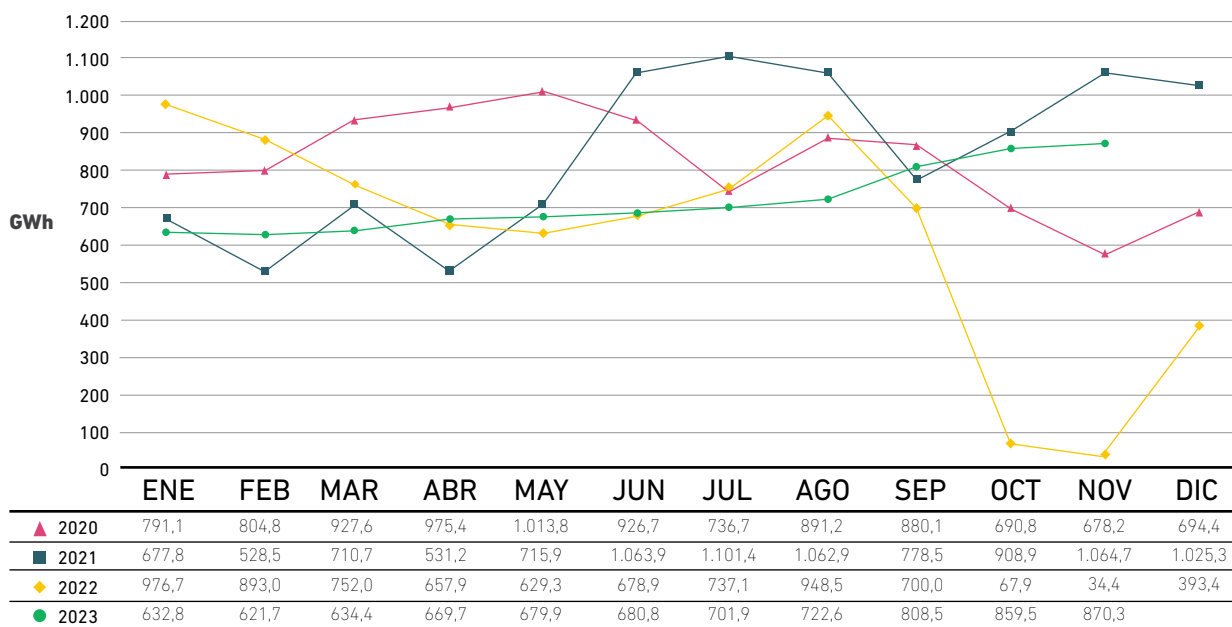


Durante noviembre se evidenció una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 29,4%, explicado principalmente debido a la disminución de la generación térmica en la comparación interanual y al bajo consumo de combustibles fósiles. El valor de emisiones fue el más bajo para el mes de noviembre en los últimos tres años.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la figura siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2020 hasta la fecha, en GWh. El valor alcanzado en noviembre 2023 fue 870,3 GWh.

Generación Neta Nuclear



Durante este mes la generación nucleoelectrica registró un aumento superior al 2.000% en la comparación interanual, explicado a partir del valor extraordinariamente bajo de noviembre 2022 (34,4 GWh), lo cual se debió en ese momento a que tanto las centrales Embalse como Atucha I se encontraron fuera de servicio por mantenimiento estacional programado y la central Atucha II se encontraba fuera de servicio por mantenimiento correctivo.

Las centrales nucleares Atucha II y Embalse operaron con normalidad durante el mes, mientras que la central nuclear Atucha I reingresó en servicio el 21 de noviembre luego de la parada por reprogramación estacional.

Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico³ 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”. Cabe destacar que, en función de la Resolución 612/2023 de la Secretaría de Energía, en su artículo 8, el precio de la energía pasó de 2.691 a 3.767 \$/MWh a partir de agosto del 2023.

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 884/2023, de la Secretaría de Energía, los precios de referencia estacionales desde el 1 de noviembre de 2023 hasta el 31 de enero de 2024 son:

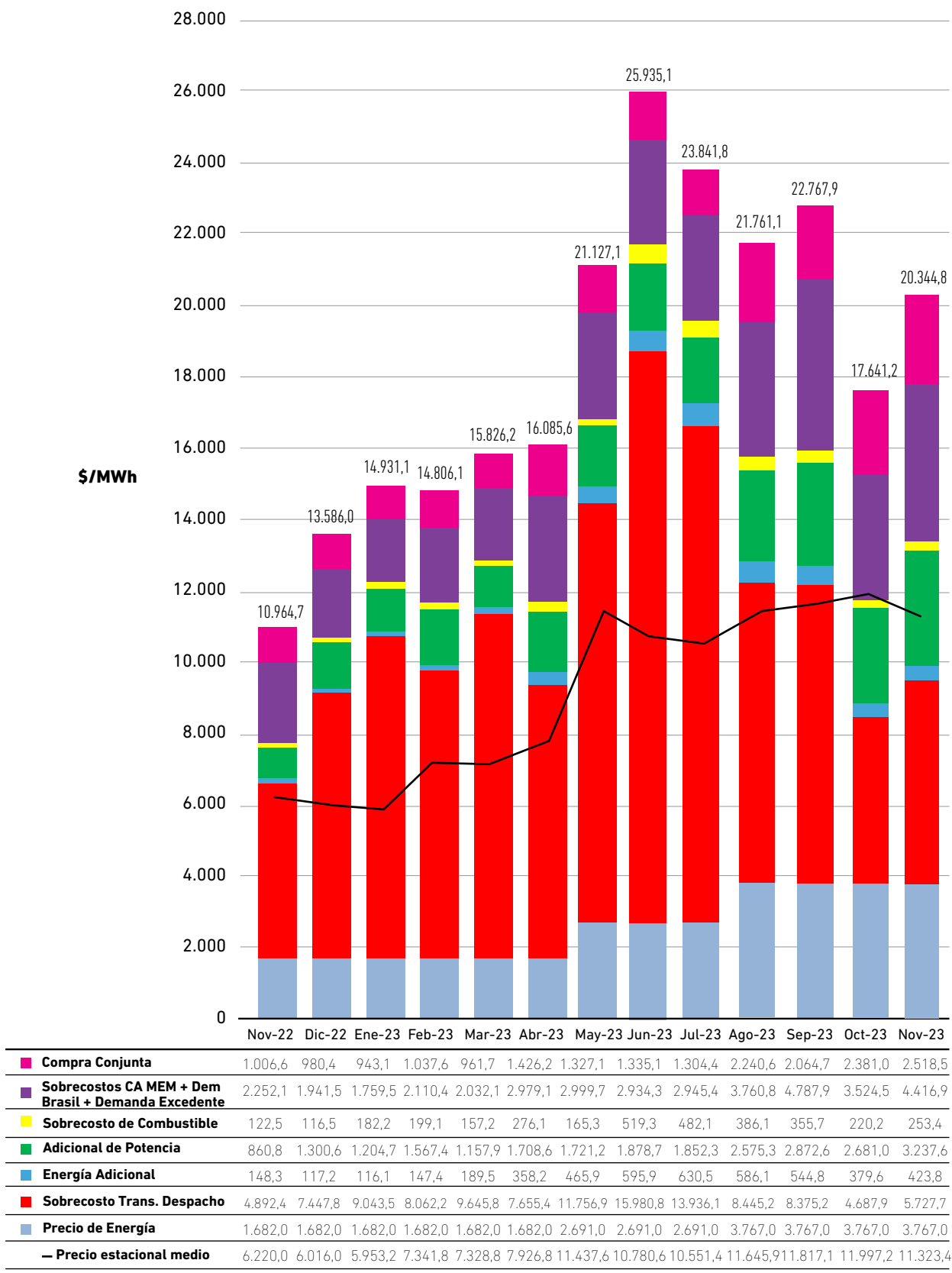
MÁS DE 300 kW			MENOS DE 300 kW							
GRANDES USU. DEL DISTRIB.	ORG. PÚB. DE SALUD/EDUC.		NO RESIDENCIAL				RESIDENCIAL			
			Hasta 10 kW				NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 3 EXC. 650 kWh/mes*
			Menor o igual a 800 kWh/mes	Exc. 800 kWh/mes	>10 kW y <300 kW	Alumbr. Público				
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	20.466	15.644	8.841	15.585	15.585	15.585	20.466	3.129	3.943	20.466
Resto	20.460	15.584	8.706	15.525	15.525	15.525	20.460	2.981	3.756	20.460
Valle	20.454	15.526	8.573	15.466	15.466	15.466	20.454	2.832	3.568	20.454

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 con las tarifas sociales.

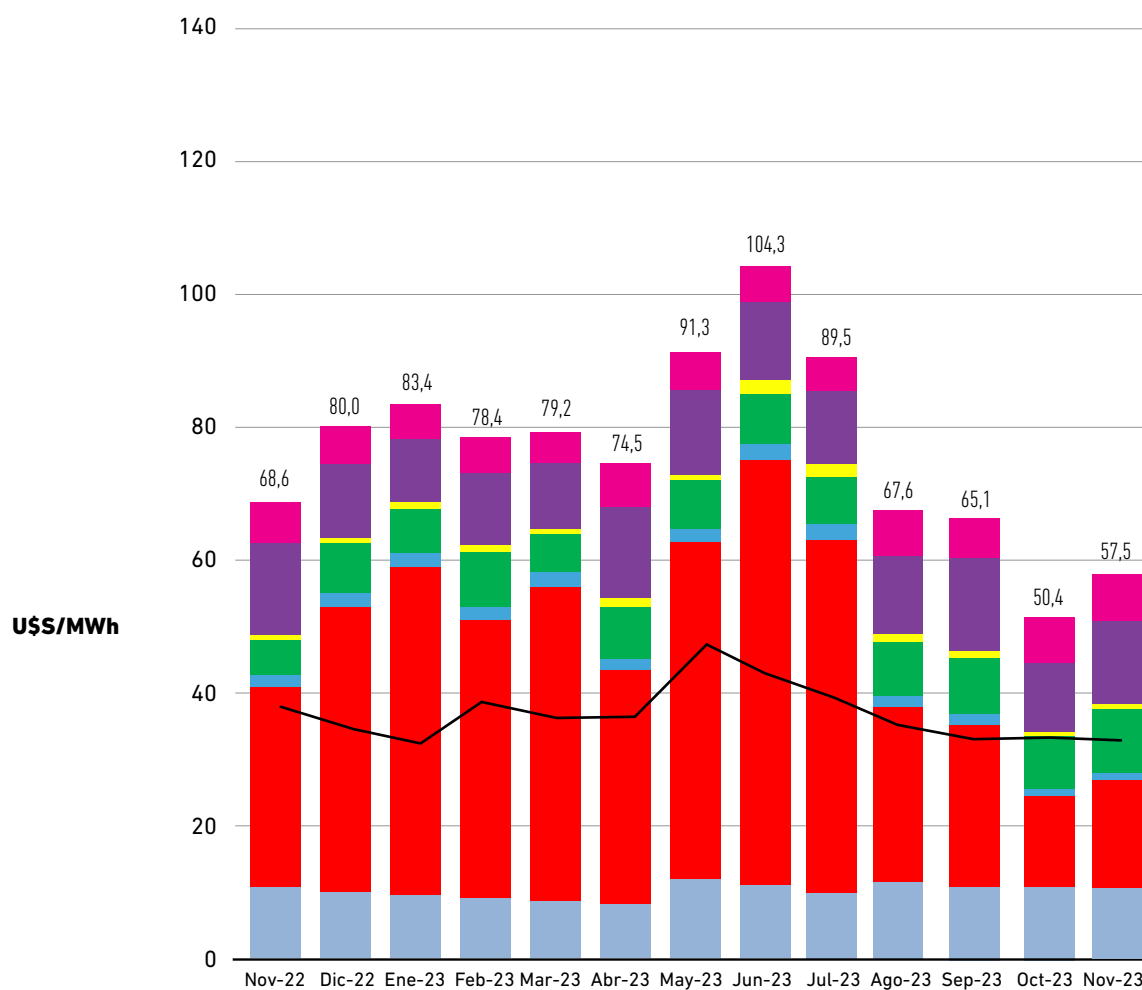
³ Incluye la potencia más todos los conceptos relacionados con la energía en el Centro de Cargas del Sistema, sin contemplar cargos de Transporte ni Distribución, servicios que los usuarios deben pagar desde el Nodo Ezeiza hasta su punto de consumo.

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

Ítems del Precio Monómico en Pesos Argentinos



Ítems del Precio Monómico en Dólares



	Nov-22	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23
Compra Conjunta	6,2	5,7	5,2	5,4	4,7	6,6	5,7	5,4	4,9	7,0	5,9	6,8	7,1
Sobrecostos CA MEM + Dem Brasil + Demanda Excedente	13,9	11,2	9,7	11,0	10,0	13,8	13,0	11,8	11,1	11,7	13,7	10,1	12,5
Sobrecosto de Combustible	0,8	0,7	1,0	1,0	0,8	1,3	0,7	2,1	1,8	1,2	1,0	0,6	0,7
Adicional de Potencia	5,3	7,5	6,6	8,2	5,7	7,9	7,4	7,6	6,9	8,0	8,2	7,7	9,2
Energía Adicional	1,8	2,1	2,1	2,0	2,2	1,7	2,0	2,4	2,4	1,8	1,6	1,1	1,2
Sobrecosto Trans. Despacho	30,2	43,1	49,6	42,0	47,5	35,4	50,9	64,2	52,3	26,2	23,9	13,4	16,2
Precio de Energía	10,4	9,7	9,2	8,8	8,3	7,8	11,6	10,8	10,1	11,7	10,8	10,8	10,6
— Precio estacional medio	38,4	34,8	32,9	39,0	36,1	36,6	49,0	43,3	39,6	36,2	33,7	34,3	32,0

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.

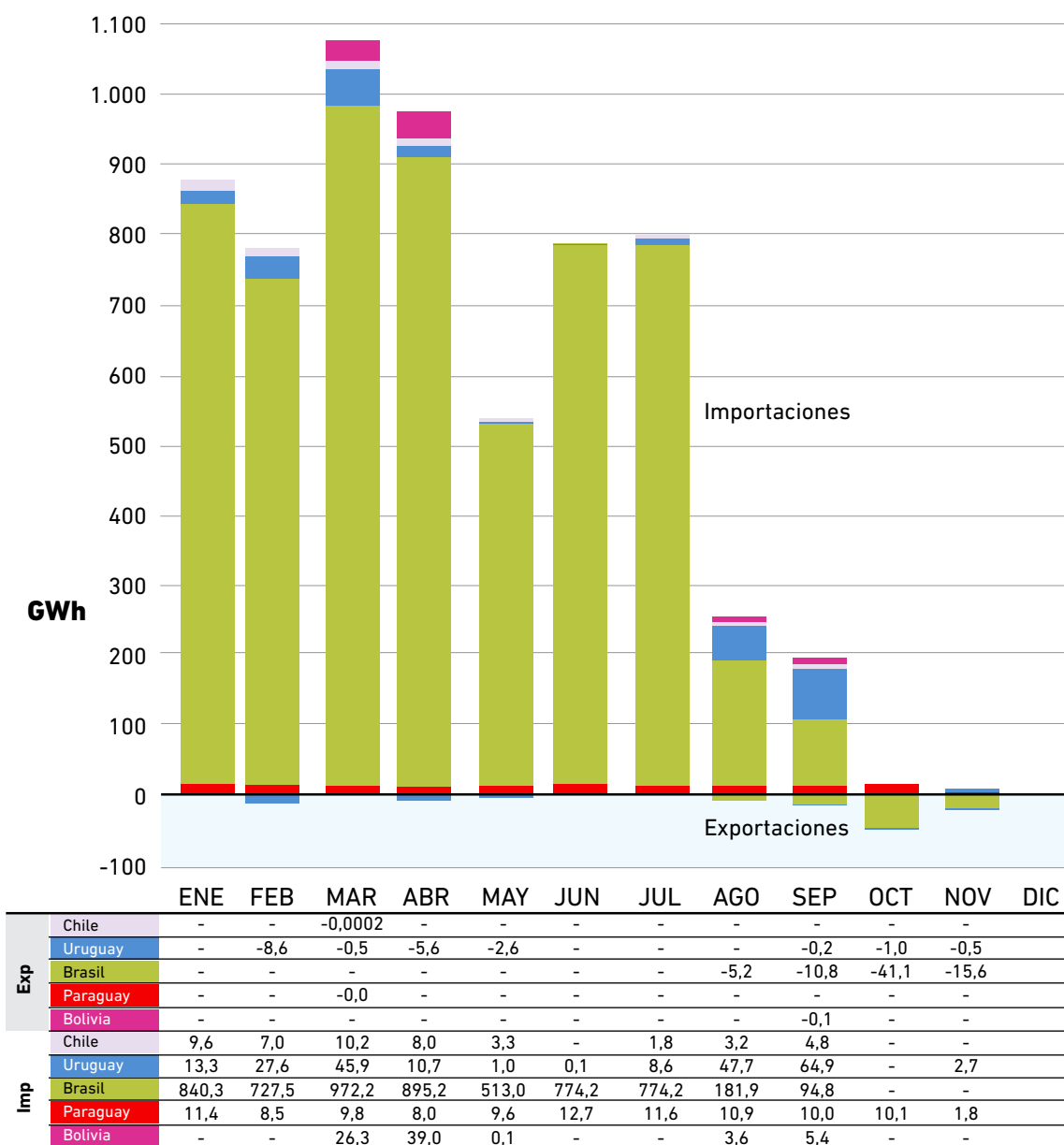
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos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

Durante el mes de noviembre la importación de energía fue de 4,5 GWh, desde Uruguay y Paraguay, a un precio medio de 95,2 U\$/MWh. La exportación de energía, por su parte, fue de 16,1 GWh, en su mayoría a Brasil como devolución.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2023.

Evolución Importaciones/Exportaciones 2023



Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de noviembre de 2023.

Comentarios: : Departamento Planificación Estratégica. CNEA.

Mariela Iglesia
migulesia@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
sjensen@cnea.gov.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica
Diciembre de 2023

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

Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: +54-11-6772-7422/7526/7641

Fax: +54-11-6772-7526

e-mail:

sintesis_mem@cnea.gov.ar

