

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XXVI N° 302



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Febrero 2026

Responsable Técnico

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

Nicolás Thaine

Comité Revisor

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Carlos Rey

Diseño Gráfico

Andrés Boselli

Colaboración Externa

Carlos Rey

Humberto Baroni

Norberto Coppari

Elaborado por el Departamento Estudios y Análisis Energéticos
Gerencia de Área Energía Nuclear

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
OBSERVACIONES	4
DEMANDA DE ENERGÍA	5
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA	9
POTENCIA INSTALADA	10
GENERACIÓN NETA NACIONAL	11
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA	13
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES	15
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES	17
GENERACIÓN NETA NUCLEAR	20
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM	21
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	24

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Febrero 2026.

⚡ Introducción

En febrero, la demanda neta de energía del MEM (11.759,4 GWh) presentó una disminución del 8,8% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado, y fue la más baja de los últimos cuatro años para dicho mes.

La temperatura media del mes fue de 25,3 °C, en lo que fue un mes de temperaturas más altas que la media histórica, de 23,7 °C. Además, el valor fue más bajo que en febrero 2025, en el cual la temperatura media fue de 26,1 °C.

En materia de **generación hidráulica** de las principales centrales, el río Paraná presentó un caudal inferior al histórico del mes, a diferencia del río Uruguay, cuyos valores fueron superiores a los registrados históricamente en febrero. Los caudales de los ríos Neuquén, Limay y Collón Cura, pertenecientes a la Cuenca del Comahue, fueron inferiores a los históricos, al igual que el río Futaleufú, donde se registraron aportes inferiores al histórico del mes. La generación hidráulica resultó un 25,9% inferior a la registrada en el mismo mes del año pasado.

En cuanto a la **generación de Otras Renovables**, este mes aportaron **2.256,7 GWh** contra **2.002,5 GWh** registrados en febrero del año anterior. La generación resultó un 12,7% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2025, con un aumento de potencia instalada de un 14,8%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 829,6 GWh, mientras que en febrero de 2025 había sido de **789,2 GWh**.

Además, la generación térmica fósil resultó un 6,1% inferior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 131,4 GWh contra 542,2 GWh alcanzados en febrero de 2025. Por otra parte, se registraron exportaciones por 66,8 GWh, contra 39,4 GWh registrados en febrero del año pasado.

Finalmente, el precio monómico de la energía –precio SPOT– para este mes fue de **90.998,1 \$/MWh**, equivalente a **64,6 U\$S/MWh**¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

La demanda de energía de febrero resultó un 8,8% inferior a la alcanzada en el mismo mes del año pasado, y fue la más baja de los últimos cuatro años para este mes. En el análisis por regiones, la demanda en las regiones CUY-CEN y BAS-GBA-LIT fue la más baja de los últimos cuatro años para el mes de febrero. Al hacer el análisis por sectores, la demanda del No Residencial fue la más baja para febrero en los últimos cuatro años, al igual que para los Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI). En contraposición para los Grandes Usuarios Menores (GUME) esta fue la más alta en dicho periodo.

¹ Dólar mayorista último día hábil de febrero de 2026 del Banco Central de la República Argentina.

En relación a la generación nuclear y condiciones operativas de las centrales, Embalse operó con normalidad durante febrero, al igual que Atucha II. Atucha I se mantuvo inactiva durante todo el mes debido a los trabajos de extensión de vida, que se completarán en 2027.

En lo que refiere a generación hidráulica, los valores obtenidos fueron inferiores a los alcanzados en febrero de 2025, y los más bajos de los meses corridos de los últimos cuatro años.

La generación térmica, por su parte, registró valores más bajos que los alcanzados en febrero 2025, con una disminución del 6,6% en las emisiones de gases de efecto invernadero en la comparación interanual.

Con relación a la generación de Otras Renovables, el valor obtenido (2.256,7 GWh) fue record para este tipo de generación en febrero, explicado a partir del ingreso de nuevos paneles solares y parques eólicos durante el año.

Finalmente, en el mes de febrero 2026 se importaron 131,4 GWh desde Brasil en su mayoría, mientras que las exportaciones fueron de 66,8 GWh, a Uruguay casi en su totalidad.

Demanda de Energía y Potencia

Según la Resolución 400/2025, artículo 2 se establece, a los efectos de la aplicación de Las Reglas Anexo I, la siguiente categorización de la demanda abastecida por los Agentes Distribuidores del MEM y demás prestadores del Servicio Público de Distribución interconectados dentro de su área de influencia o concesión:

i. Demanda No Estacionalizada o de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI): es la demanda igual o superior a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia contratada por punto de suministro a una distribuidora que, por sus características técnicas, pueda calificar como demanda de Grandes Usuarios Mayores o Menores del MEM.

ii. Demanda Estacionalizada de Distribución: es la restante demanda, que se subdividirá en:

a. Demanda Residencial: es toda aquella demanda de energía eléctrica que los Agentes Distribuidores del MEM declaran como destinada a abastecer el servicio residencial, y se corresponda con la identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

b. Demanda No Residencial: es toda la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM que no califique como GUDI según el inciso i o como residencial según el inciso ii. a).

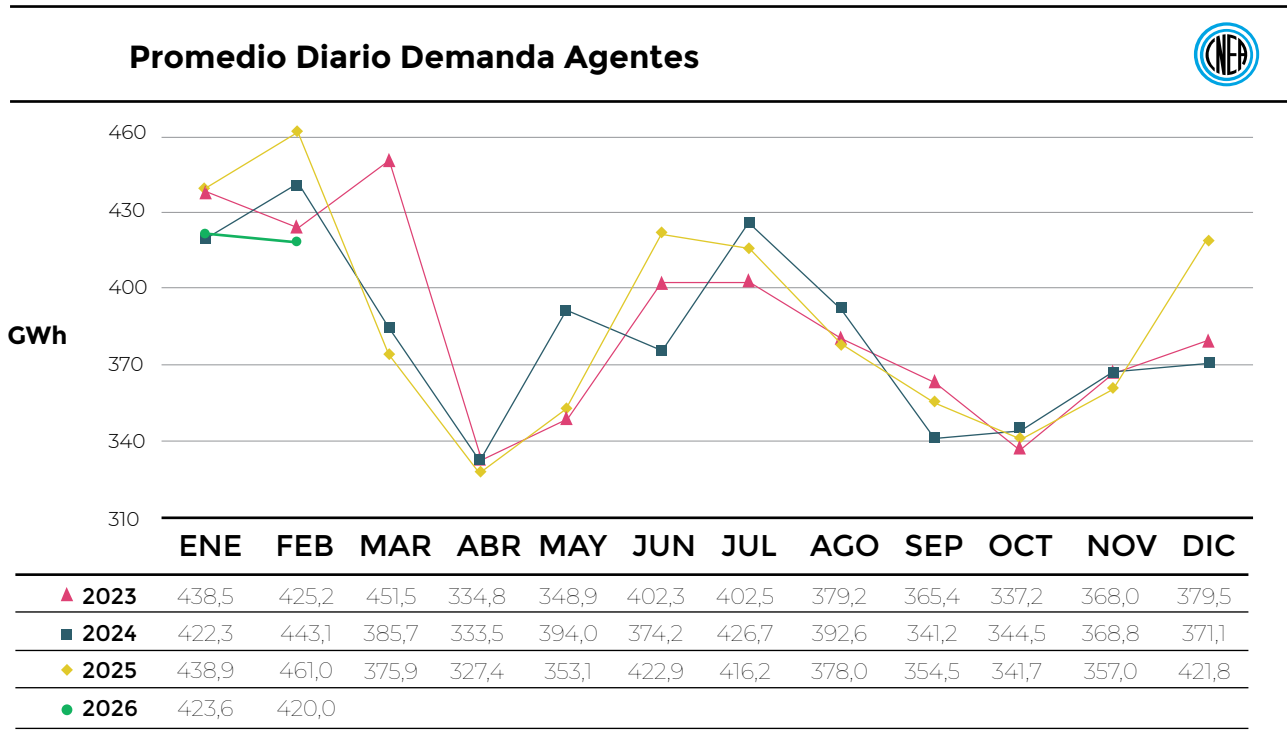
De acuerdo con la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, se entiende por demanda estacionalizada de los distribuidores del MEM a la energía que las distribuidoras adquieren al precio estacional fijado por dicha Secretaría, destinada a abastecer a los usuarios residenciales y a los usuarios no residenciales de pequeña demanda. Es importante destacar que la demanda residencial tiene prioridad en la asignación de la generación disponible. El resto de la demanda debe ser cubierto mediante compras en el mercado spot o a través de contratos a término. A continuación se muestra la evolución de la “demanda neta”.

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2026 (%)
-8,8	-0,8	-6,1

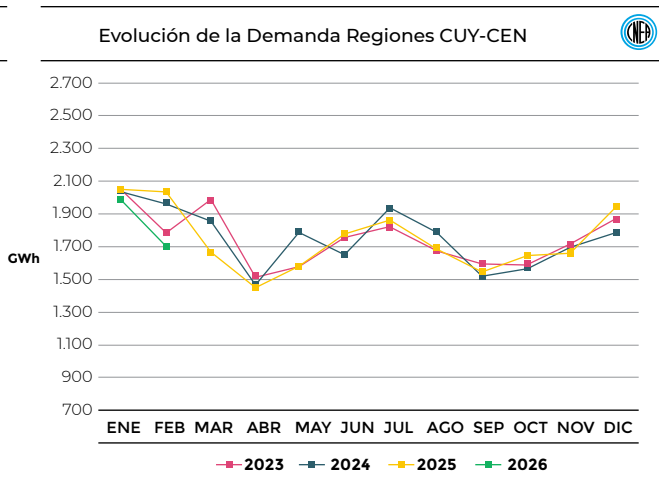
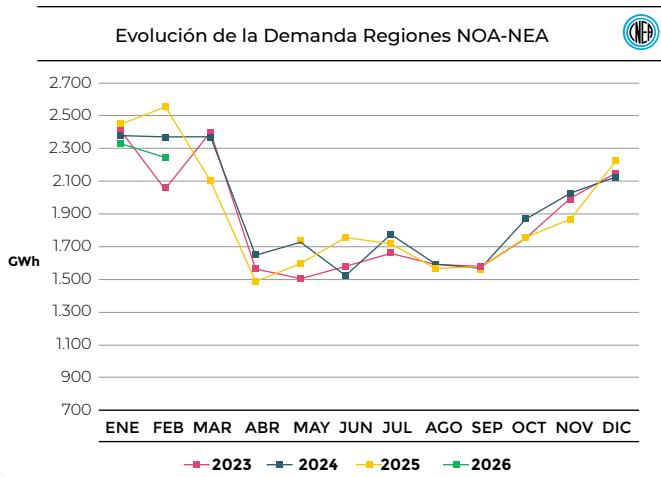
La “variación mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El “acumulado anual”, en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes desde el 2023 hasta la fecha.

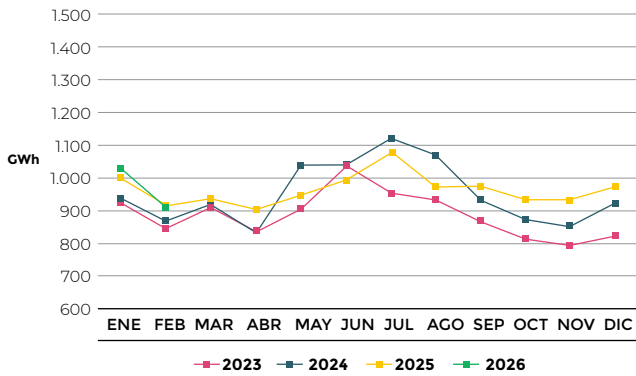


A continuación, se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

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 COM-PAT



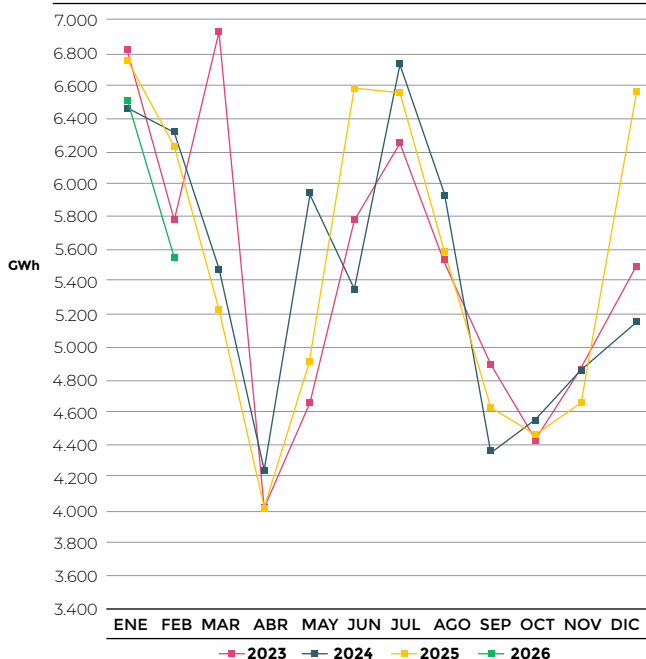
Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT



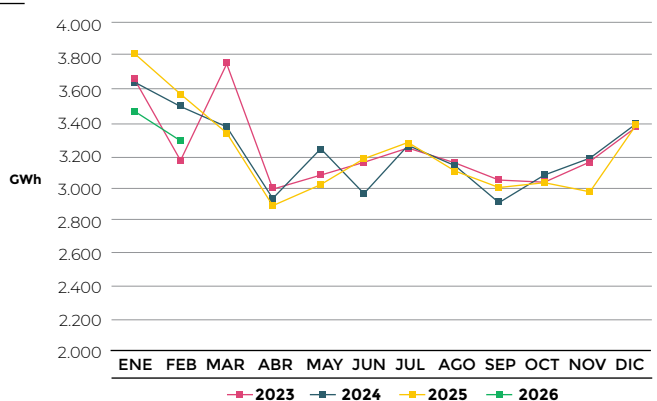
Durante el mes de febrero en las regiones NOA-NEA se demandaron 2.242,3 GWh, los cuales representan una disminución del 11,9% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 2.546,1 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.697,5 GWh, valor 17,2% inferior al alcanzado en febrero de 2025, de 2.050,8 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT² experimentaron una demanda de 910,1 GWh, equivalente a una disminución del 0,7% en comparación con la demanda registrada en febrero del año pasado, de 916,6 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.909,5 GWh, valor 6,6% inferior al alcanzado en 2025, de 7.394,6 GWh. En las regiones CUY-CEN y BAS-GBA-LIT, el valor obtenido fue el más bajo de los últimos cuatro años para el mes.

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

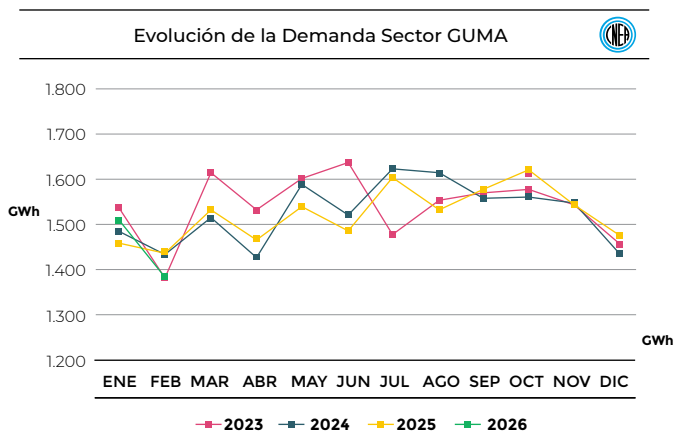
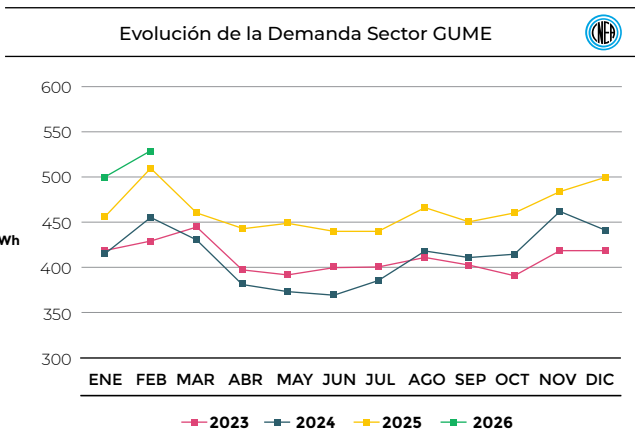
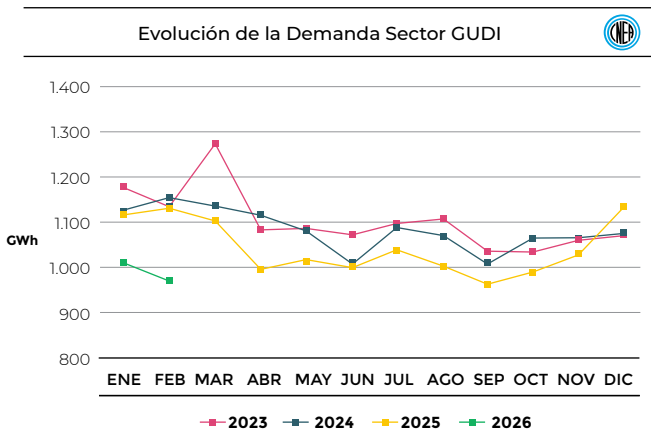
Evolución de la Demanda Sector Residencial



Evolución de la Demanda Sector No Residencial



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



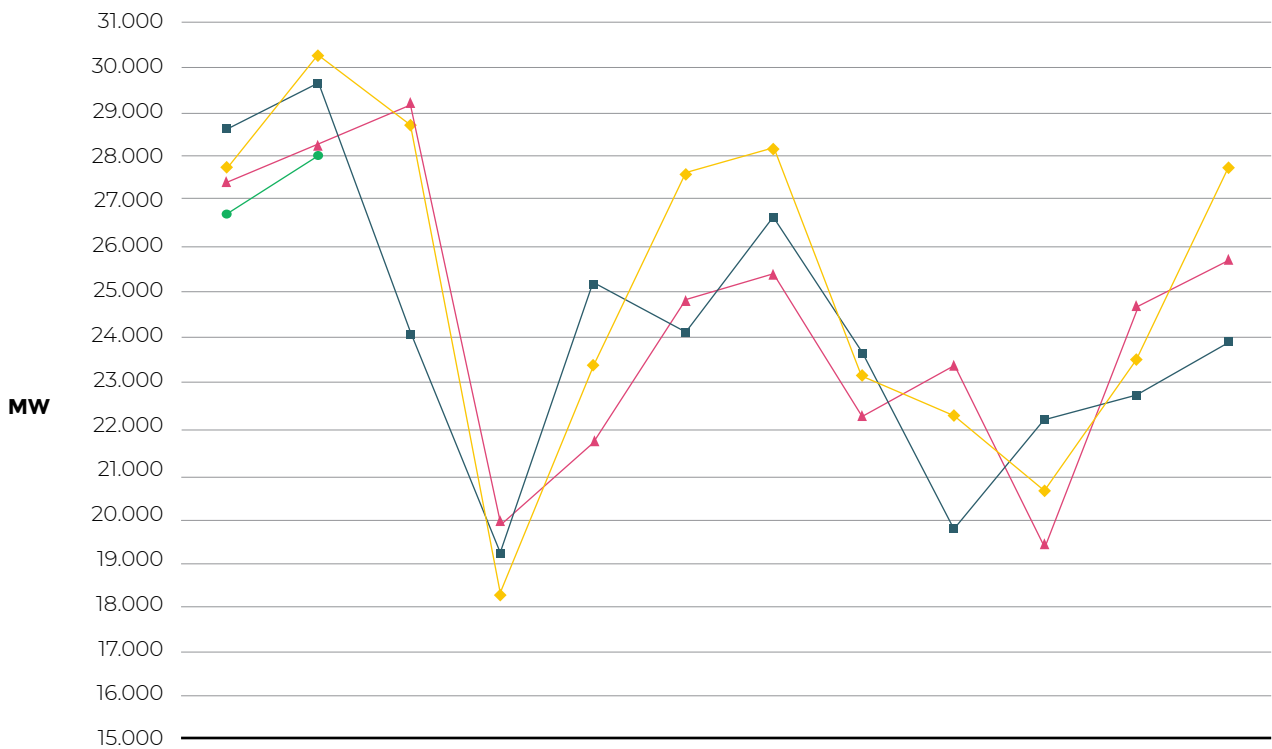
En febrero los valores residenciales de demanda fueron 11,3% inferiores a los alcanzados en el mismo mes del 2025. En este sentido, se demandaron 5.559,5 GWh en febrero de 2026 contra 6.269,1 GWh en el mismo mes del año pasado. En lo que respecta al sector no residencial la demanda fue de 3.303,9 GWh, valor 7,1% inferior al alcanzado en febrero del año pasado (3.555,5GWh).

Por otra parte, el sector de Grandes Usuarios Distribuidores (GUDI) experimentó una demanda de 977,3 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2025 había sido de 1.136,8 GWh, se registró una disminución del 14%. En cuanto al sector Grandes Usuarios Menores (GUME) la demanda tuvo un crecimiento del 3,7% ya que se registró un consumo de 528,3 GWh contra 509,3 GWh en febrero del año pasado. Por último, el valor de demanda de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) fue de 1.388,9 GWh en febrero de este año mientras que el año pasado para el mismo mes se había registrado un valor de 1.437,3 GWh lo que dio una disminución del 3,4%.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 7,5% tomando como referencia el mismo mes del 2025. En la siguiente figura se muestra su evolución en los últimos cuatro años. El valor obtenido (28000 MW) fue el más bajo para febrero en dicho período de tiempo.

Demanda Máxima de Potencia (No Incluye Exportaciones)



	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
▲ 2023	27.420	28.207	29.105	19.984	21.837	24.935	25.476	22.313	23.085	19.520	24.791	25.688
■ 2024	28.719	29.653	24.053	19.122	25.104	24.051	26.675	23.806	19.829	22.158	22.856	23.961
◆ 2025	27.696	30.257	28.739	18.247	23.439	27.719	28.119	23.083	22.292	20.808	23.537	27.891
● 2026	26.716	28.000										

⚡ 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	1.194,7	-	-	-	3.006,8
COM	-	500,9	1.489,6	59,0	2.049,5	-	4.768,7	10,3	253,2	2,0	-	7.083,7
NOA	261,0	698,6	1.944,7	318,3	3.222,6	-	219,7	868,5	250,5	3,0	2,0	4.566,3
CEN	-	471,0	930,9	15,6	1.417,5	656,0	917,6	198,4	395,3	24,1	0,6	3.609,5
GBA	1.640,0	719,0	5.262,9	256,9	7.878,8	-	-	-	-	32,9	-	7.911,7
BAS	1.479,2	1.652,6	2.448,7	240,5	5.821,0	1.107,0	-	-	1.998,9	10,0	-	8.936,9
LIT	217,0	-	2.763,4	328,6	3.309,0	-	945,0	-	-	11,8	-	4.265,8
NEA	-	-	-	283,6	283,6	-	1.550,0	310,0	-	37,0	73,7	2.254,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.660,8	-	-	2.854,7
TOTAL	3.717,2	4.441,9	15.525,1	1.542,5	25.226,7	1.763,0	10.763,0	2.581,9	4.558,7	120,8	76,3	44.489,7
Porcentaje					56,7	4,0	22,8	5,8	10,2	0,3	0,2	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-	19,0	-	19,0	-	-	116,3	63,0	1,4	-	199,7
ACUMULADO 2026	-	-	121,9	-	121,9	-	-	118,1	63,0	1,4	-	304,4

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

Región CUYO

- En la provincia de Mendoza, se repotenciaron los Parques Solares GENNEIA RENOVABLES MATER (que pasó de 141,7 a 150 MW), y PARQUE SOLAR EL QUEMADO, de 100 a 200 MW. Así, entre ambos sumaron un total de 108,3 MW de potencia a la red.

Región LITORAL

- Se repotenció la TV01 del CT BRIGADIER LOPEZ en la provincia de Santa Fe en 19 MW.

Región GBA

- Ingresó la central de Biogás Ovobrand Bioenergía, de 1,4 MW.

Región BAS

- Ingresaron los paneles eólicos AG Cementos Avellaneda-Olav y YPF Energía Electrica Mater, de 28 y 35 MW, respectivamente, adicionando así un total de 63 MW de tipo renovable a la red.

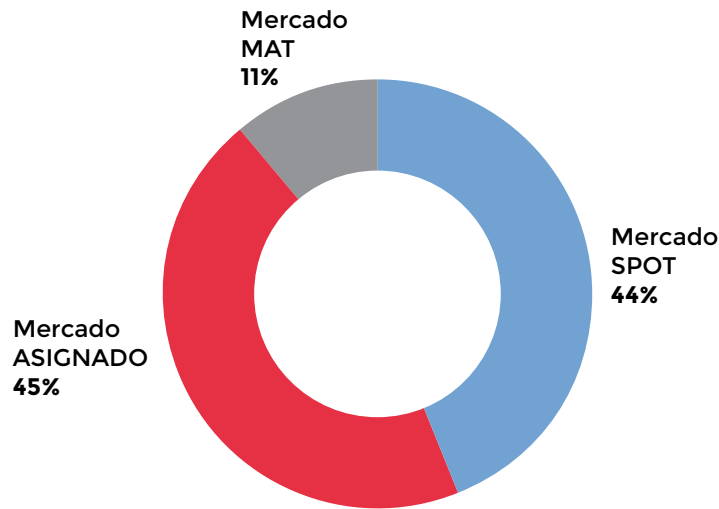
Región CENTRO

- Ingresó el panel solar FCA AUTOMOBILES ARG.S.A, de 8MW de potencia, en la provincia de Córdoba.

⚡ Generación Neta Nacional

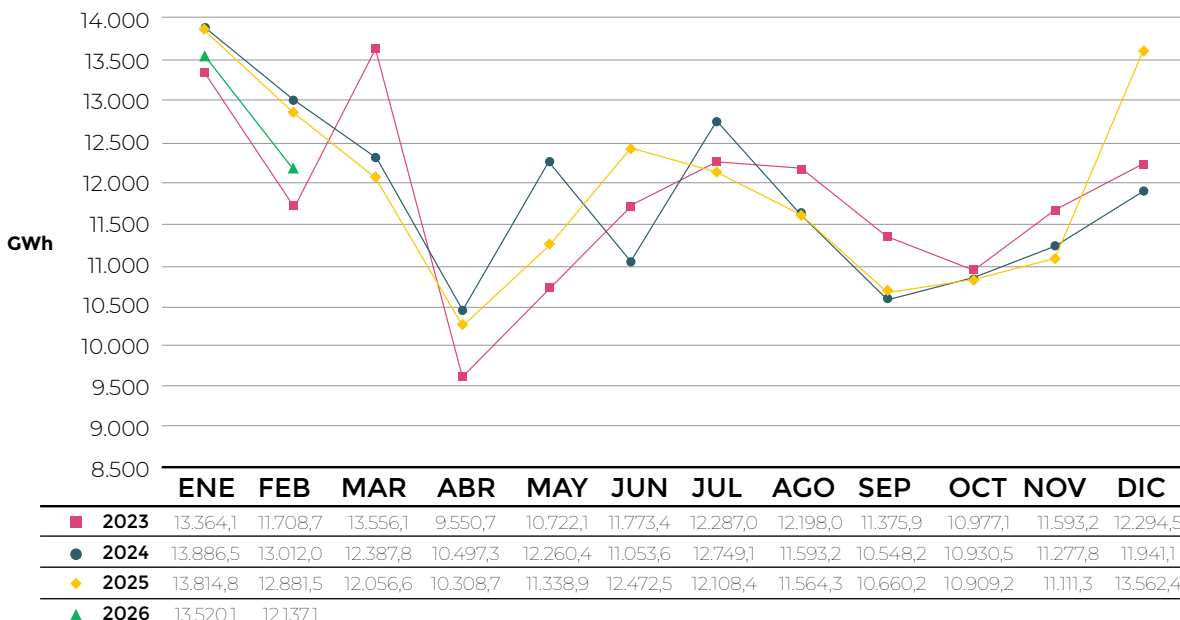
Conforme a lo establecido en la Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, la generación asignada comprende a aquellos generadores destinados prioritariamente a cubrir la demanda estacionalizada, e incluye la generación térmica y renovable con contratos en el MEM, la generación hidráulica bajo concesión nacional o binacional, la generación nuclear y las importaciones de energía. En cuanto a la participación por tipo de mercado, el 45% correspondió al mercado asignado, el 44% restante la transacción se realizó en el mercado spot y el 11% de la energía se canalizó a través del Mercado a Término (MAT) tal como se observa en el gráfico de torta adjunto.

% Participación OFERTA TOTAL



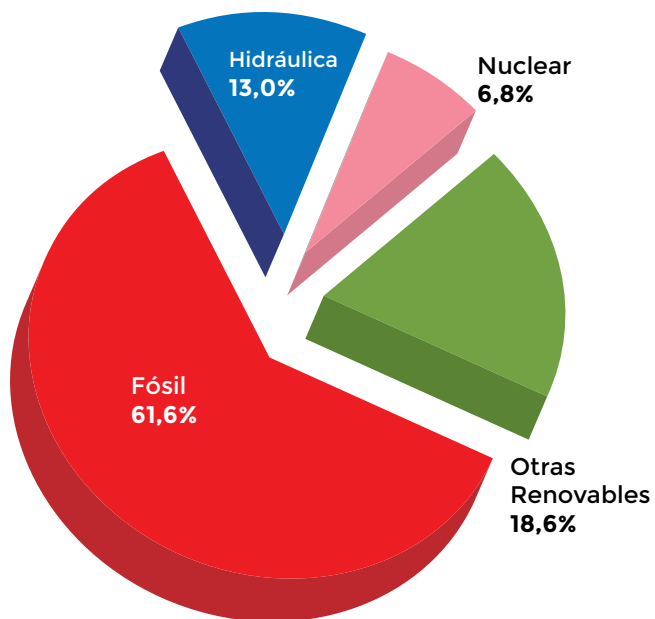
La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica y Otras Renovables) fue un 5,8% inferior a la del mismo mes de 2025. La figura siguiente muestra su evolución en los últimos cuatro años.

Generación Total Neta

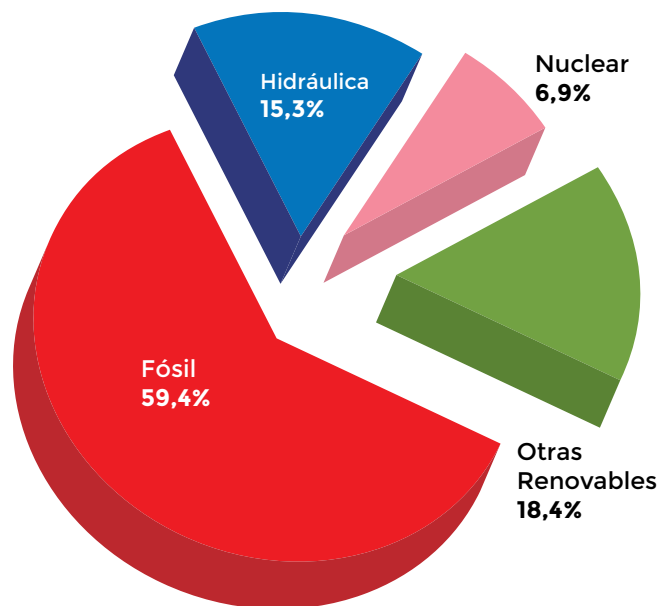


A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:

Generación Neta del MEM - FEBRERO 2026



Generación Neta del MEM - ACUMULADO 2026



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

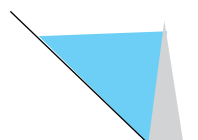
RÍOS	CAUDALES MEDIOS DEL MES DE FEBRERO (m ³ /s)		
	2024	2025	2026
COLLÓN CURÁ	74,2	54,6	41,3
FUTALEUFÚ	137,1	102,1	85,1
LIMAY	154,5	106,9	60,8
NEUQUÉN	120,2	90,2	39,4
PARANÁ	9.800,9	11.113,3	9.792,2
URUGUAY	3.393,7	1.735,0	2.322,0

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 28 de febrero de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
9.500 m³/s



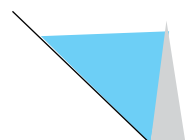
YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,79 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 7.600 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
1.815 m³/s



SALTO

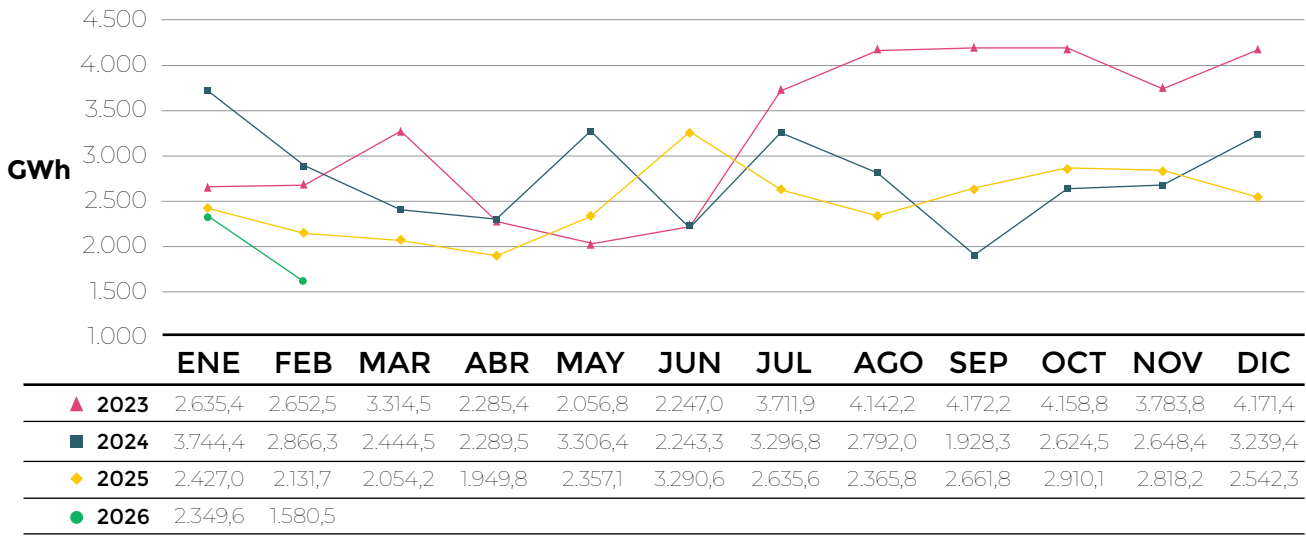
C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,53 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 1.209 m³/s
Vertido: 0 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.

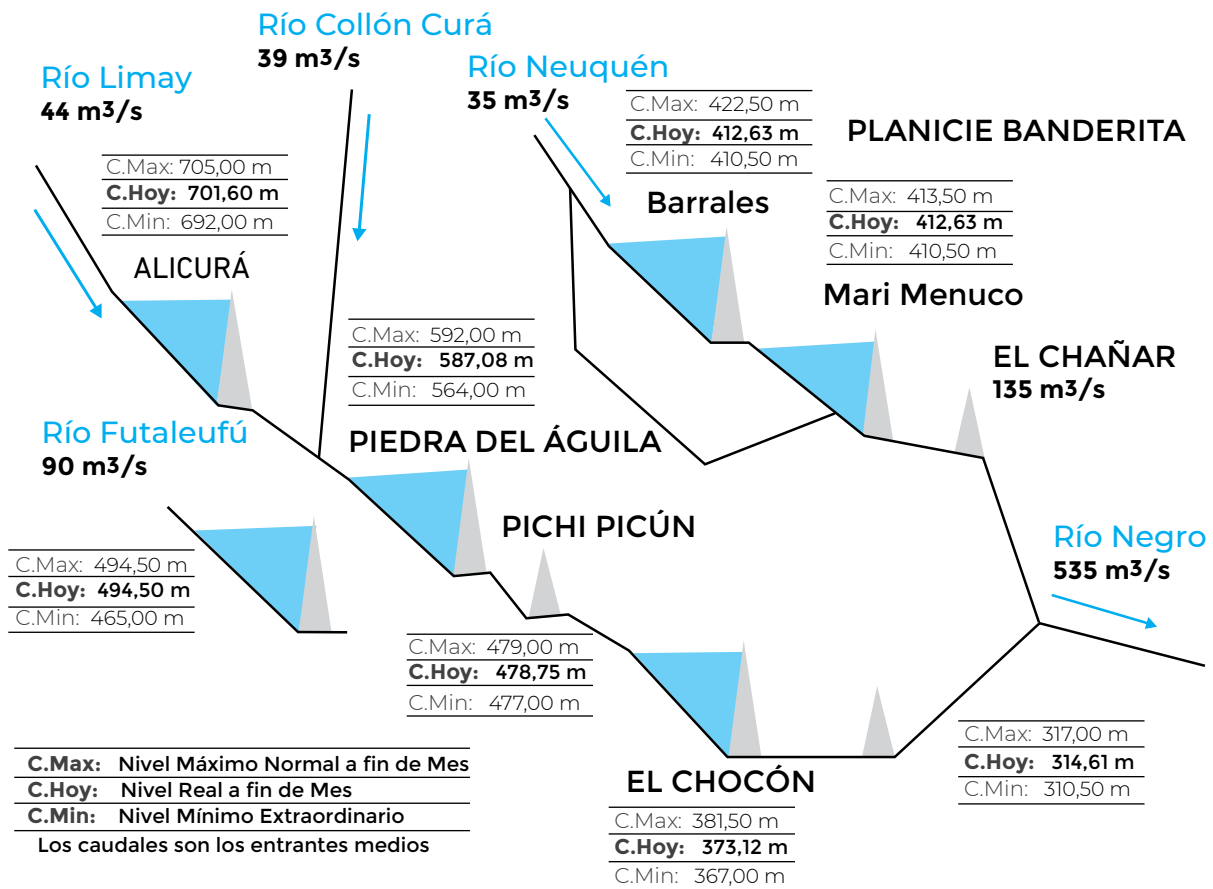
La generación hidráulica registró una disminución del 25,9% con respecto al valor registrado en febrero de 2025, y el valor obtenido fue el más bajo en los meses corridos de los últimos cuatro años. A continuación se muestra la evolución de la generación hidráulica en dicho período de tiempo.

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 31/01/26

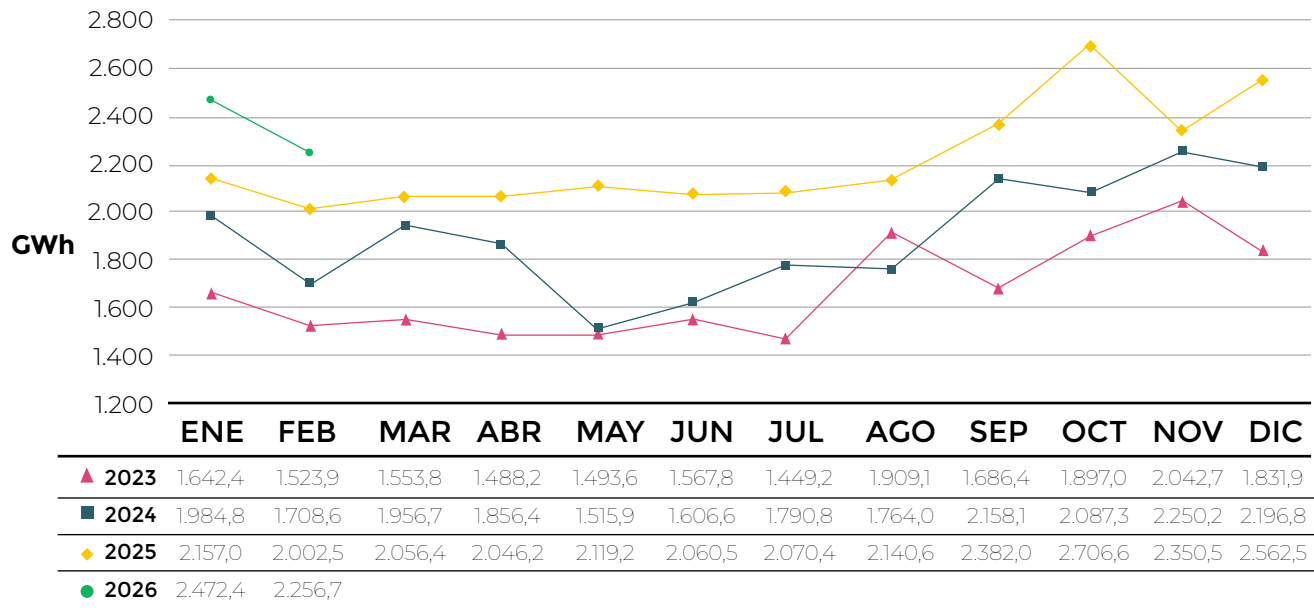


Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

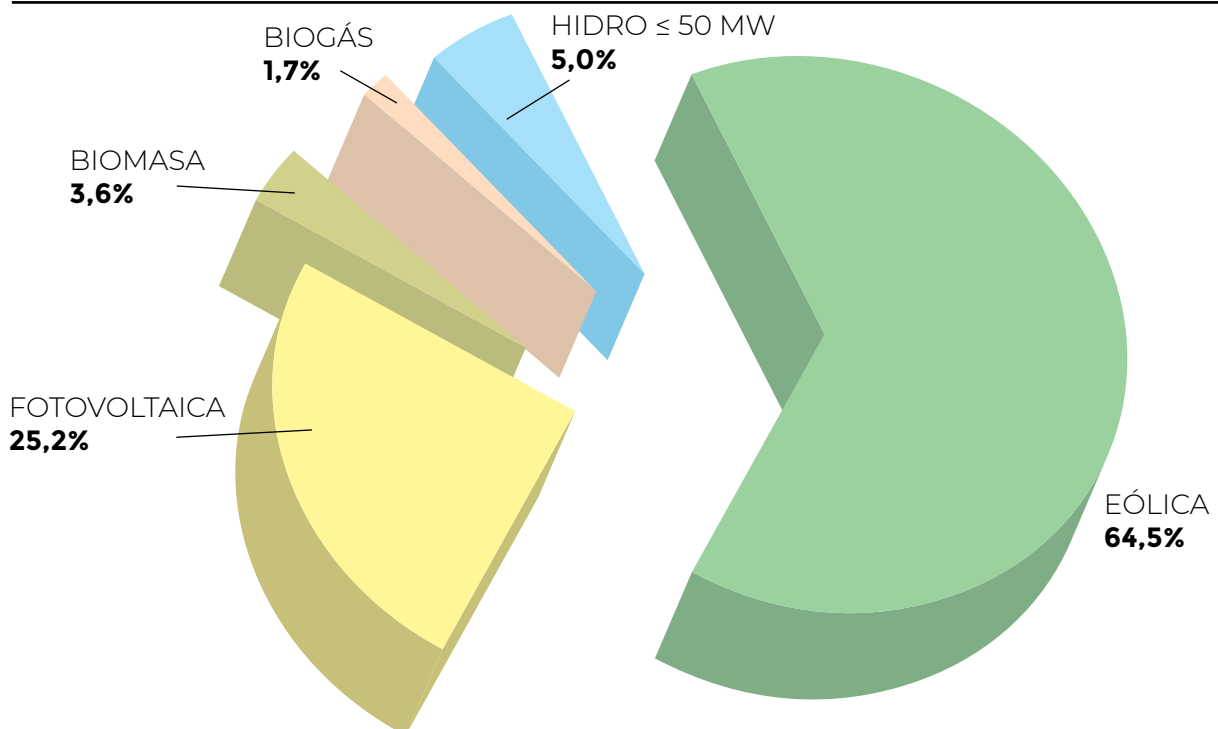
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 12,7% superior a la del mismo mes del año 2025. Además, el valor alcanzado (2.256,7 MW) fue record para esta fuente de generación en febrero. Esto se explica principalmente a partir del ingreso de nuevos parques eólicos y paneles solares durante los últimos doce meses corridos.

Generación Neta de Otras Renovables



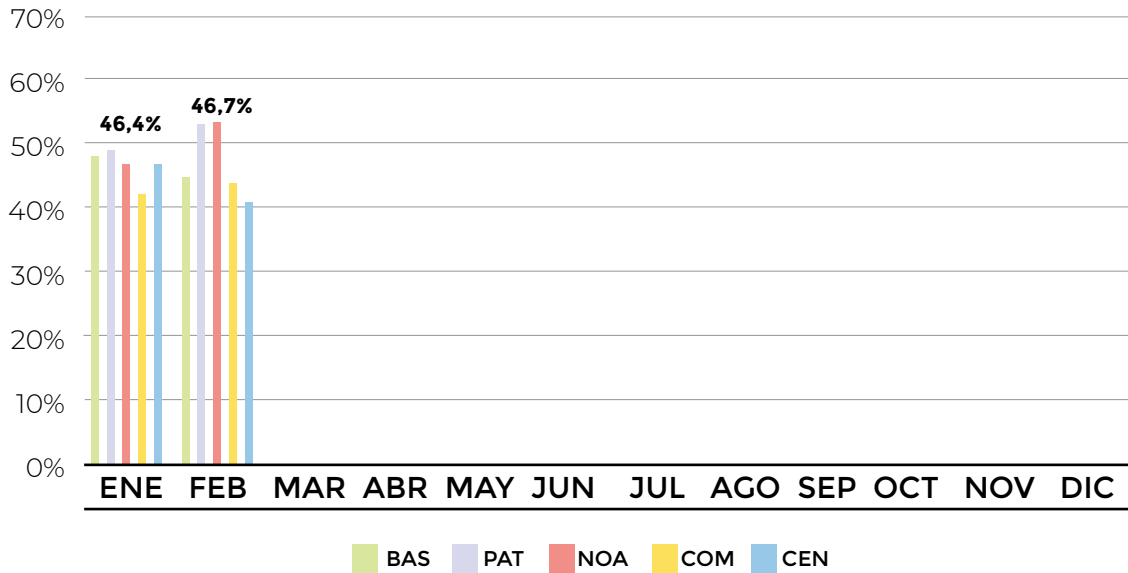
A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables del mes de febrero de 2026.

Generación de Otras Renovables



En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2026, divididas por regiones.

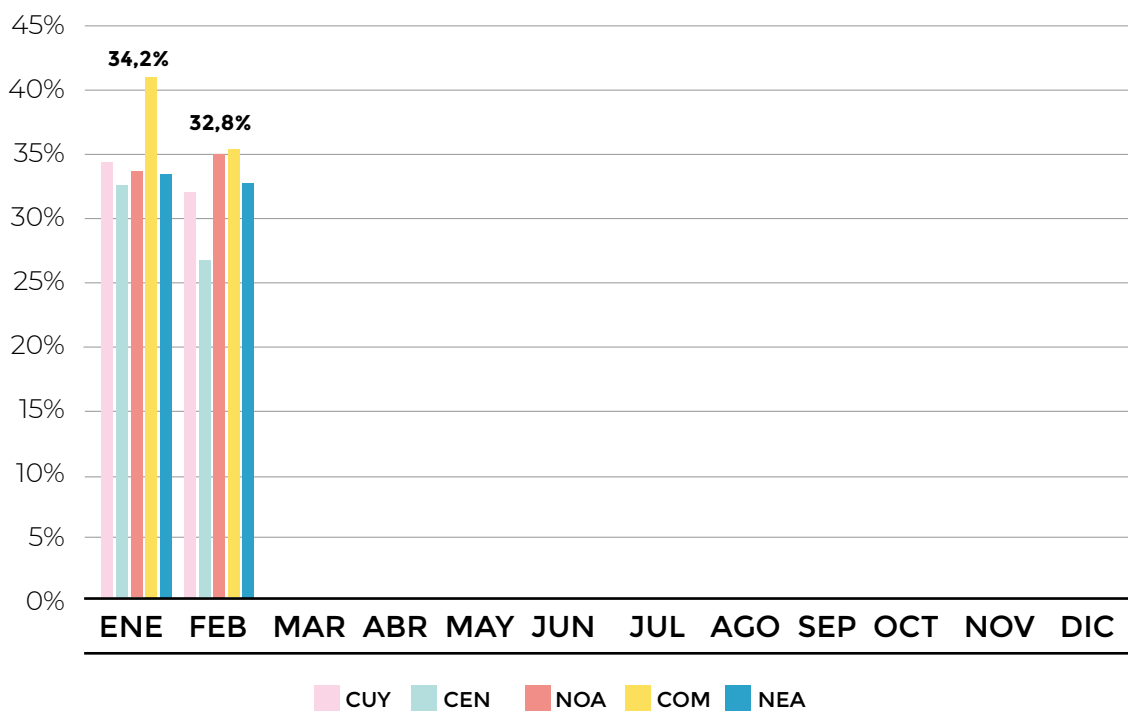
Disponibilidad Eólica - Promedio Regional



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

Se presentan a continuación las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2026, divididas por regiones.

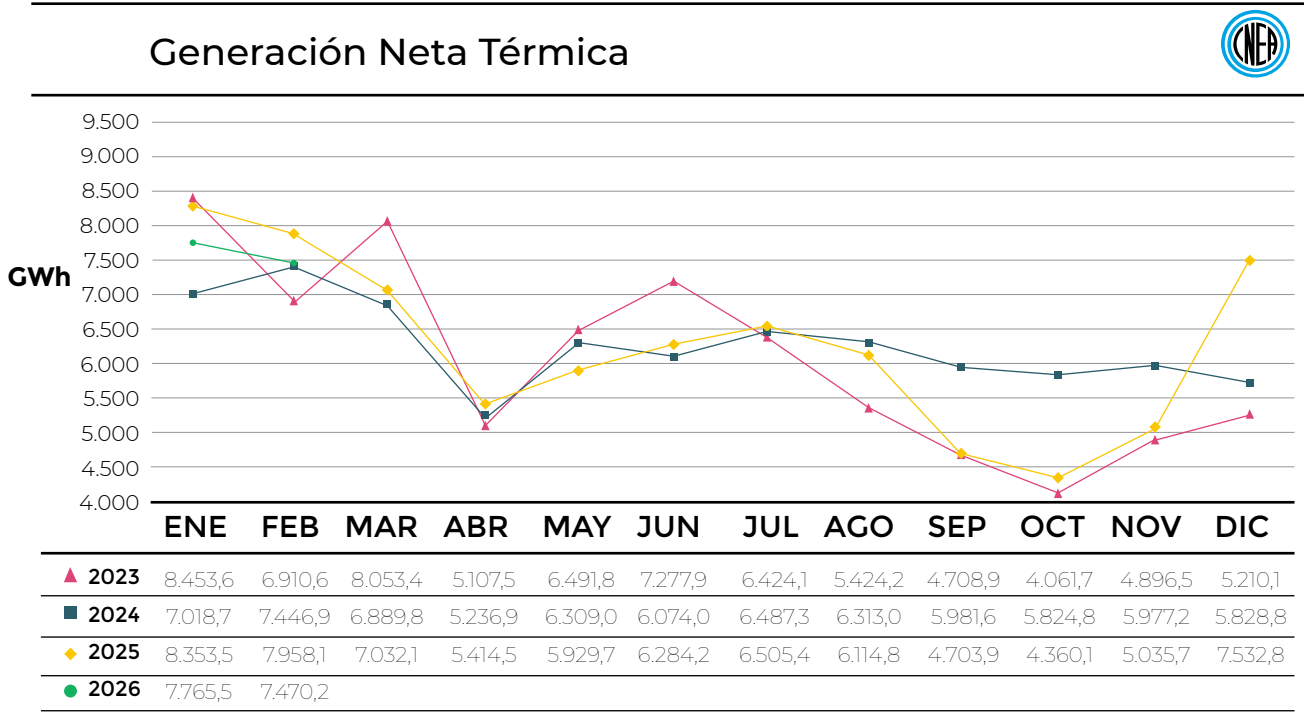
Disponibilidad Fotovoltaica - Promedio Regional



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 6,1% inferior a la del mismo mes del año 2025. A continuación, se presenta su evolución en los últimos cuatro años.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles para febrero de los años 2025 y 2026.

COMBUSTIBLE	FEBRERO 2025	FEBRERO 2026	DIF. (%)
Carbón [t]	32.515	30.609	-5,9%
Fuel Oil [t]	2.519	2	-99,9%
Gas Oil [m³]	14.137	5.511	-61,0%
Gas Natural [dam³]	1.733.358	1.567.020	-9,6%

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de febrero 2026 resultó un 10,1% inferior al del mismo mes del año anterior, debido a la disminución en el consumo de todos los combustibles.

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 2026



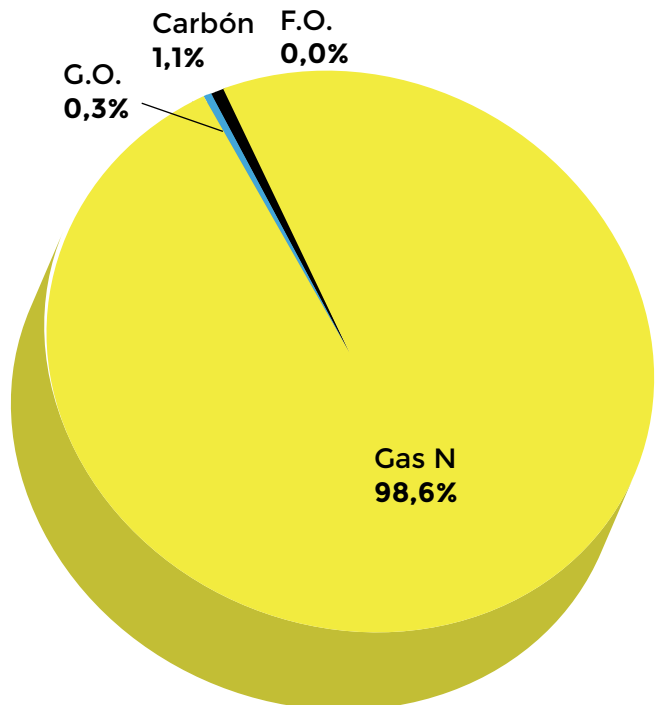
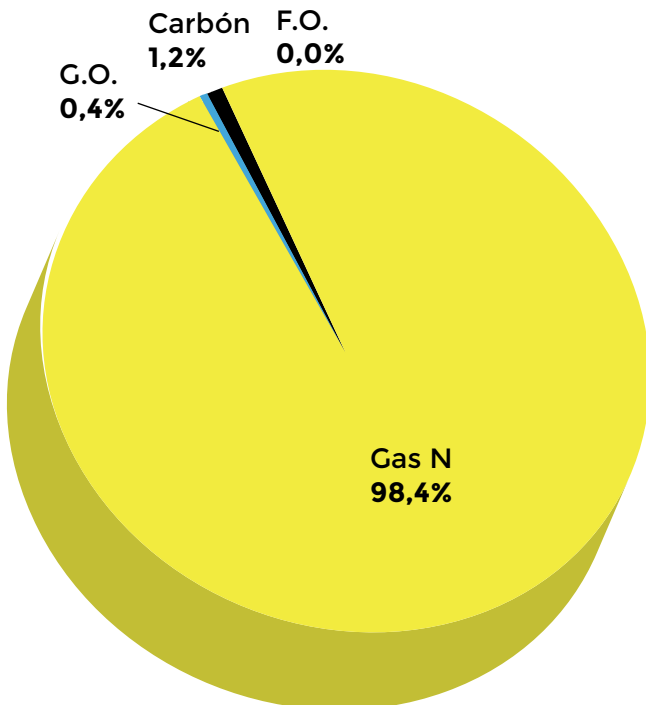
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
■ Carbón (t)	24.565	30.609										
■ F.O. (t)	20	2										
■ G.O. (m³)	5.394	5.511										
■ Gas N (dam³)	1.640.857	1.567.020										

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

Consumo de Combustibles Fósiles Febrero 2026

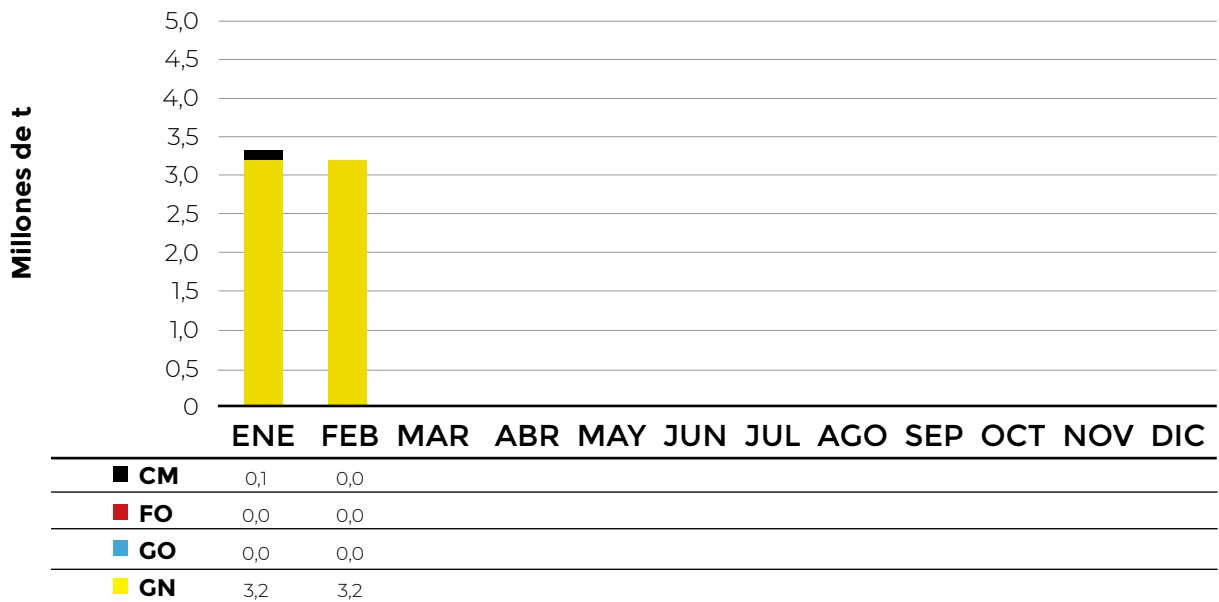


Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2026

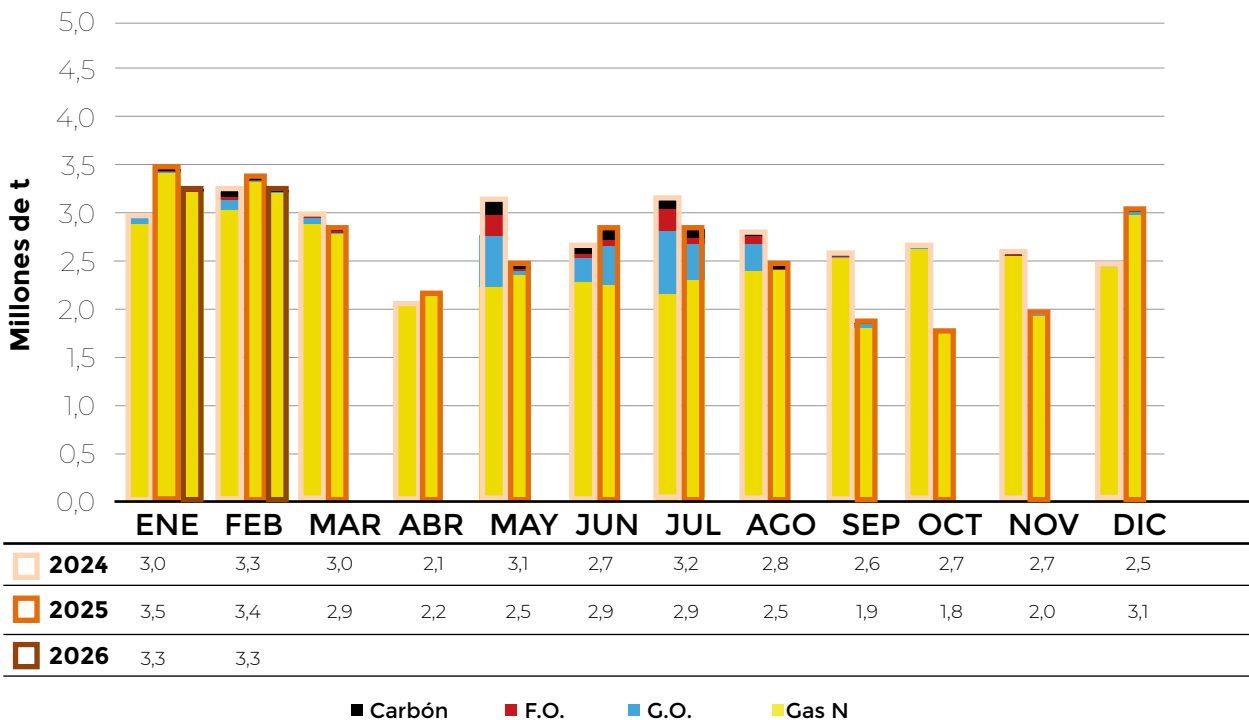


La siguiente figura muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.

Emisiones de CO₂ del SADI por Combustible 2026



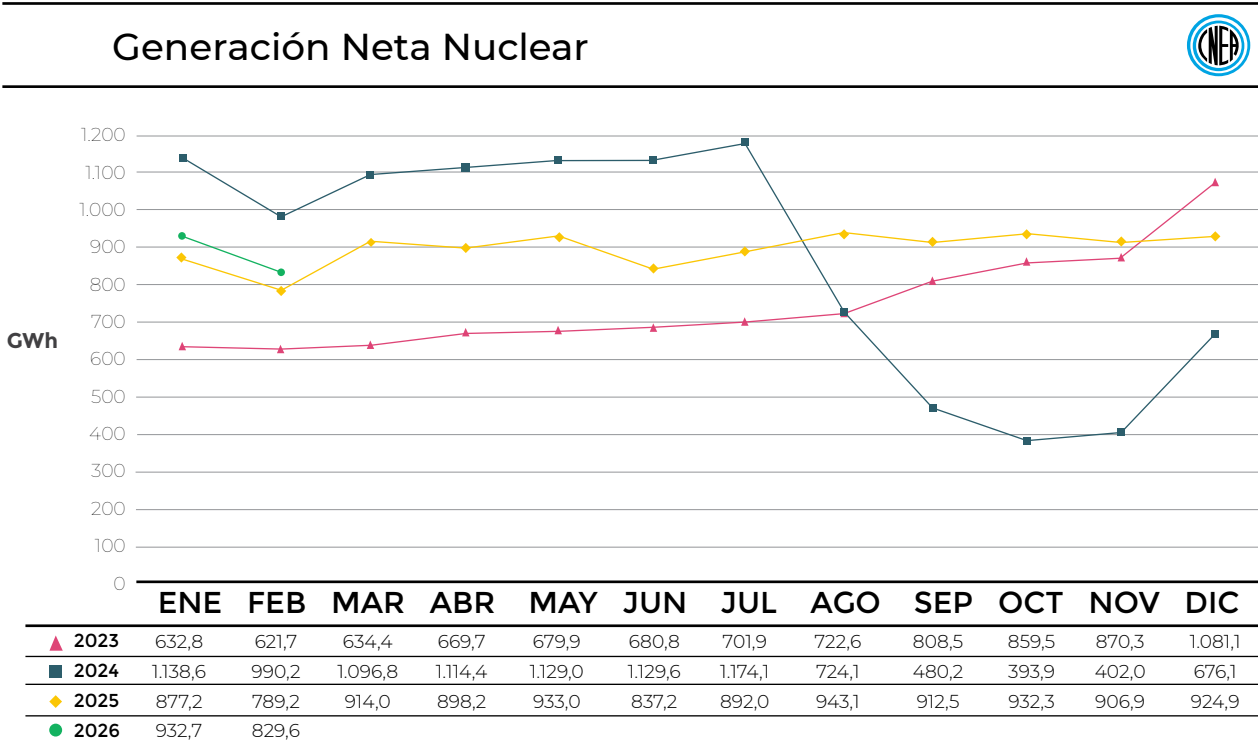
Emisiones de CO₂ del SADI



Se evidenció una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 6,5%, debido a la disminución en la generación térmica y en el consumo de combustibles frente a febrero 2025.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la figura siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2023 hasta la fecha, en GWh. El valor alcanzado en febrero de 2026 fue 829,6 GWh.



Durante este mes la generación nucleoelectrónica registró un crecimiento del 5,1% en la comparación interanual. Las centrales nucleares Atucha II y Embalse funcionaron con normalidad durante el mes. Atucha I, por su parte, se mantuvo fuera de servicio todo el mes debido a las tareas de extensión de vida, que finalizarán en 2027.

⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

La Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se aprueban las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva”, introduce, a partir del primero de noviembre de 2025, una modificación profunda en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En varios aspectos, este nuevo esquema retoma criterios establecidos en los Procedimientos que reglamentaron la Ley N° 24.065 de diciembre de 1991, aunque incorpora diferencias relevantes en la organización de las transacciones y en la formación de precios.

A grandes rasgos, la resolución clasifica las transacciones de energía en tres tipos de mercado, cada uno con fuentes de generación diferenciadas y señales de precio propias:

El Mercado Asignado, conformado por generación hidráulica, nuclear, renovable y una parte de la generación térmica, está destinado prioritariamente a abastecer a los usuarios residenciales y al resto de la demanda estacionalizada.

El Mercado Spot, integrado principalmente por generadores térmicos despachados según su costo variable, abastece fundamentalmente a los grandes usuarios, reflejando precios de corto plazo.

El Mercado a Término (MAT), basado en contratos bilaterales entre generadores y usuarios, pactados en cantidad y precio, está orientado principalmente a grandes usuarios, y opera de manera independiente de la asignación regulada.

En forma complementaria, la normativa clasifica la demanda en estacionalizada y no estacionalizada. Para la demanda estacionalizada, la Secretaría de Energía fija precios regulados de energía y potencia, conocidos como precios estacionales, que se aplican principalmente a usuarios residenciales y no residenciales de pequeña demanda. En cambio, la demanda no estacionalizada se abastece a precios determinados por las reglas del mercado spot o del mercado a término, según corresponda.

La energía que no queda cubierta por la generación asignada o por contratos a término se remunera a precios de mercado spot, los cuales reflejan costos marginales de generación y, a diferencia del mercado asignado, no garantizan el abastecimiento del servicio, quedando sujetos a la disponibilidad operativa y a las condiciones del sistema.

Según la Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía, los Precios Estacionales (PE) son los valores regulados de energía y potencia aplicados a la Demanda Estacionalizada, calculados en base a los costos estacionales definidos en las Reglas del MEM. Estos precios se aplican principalmente a los usuarios Residenciales y No Residenciales. Para la energía que queda fuera de la cobertura de Generación Asignada o de contratos a término, se aplican los Precios del Mercado Spot, que reflejan costos marginales y no garantizan abastecimiento. Los GUDI y la Demanda Estacionalizada No Cubierta se valorizan con precios Spot estabilizados o mensuales, según corresponda, mientras que los Grandes Usuarios del MEM pagan los precios Spot plenos definidos para cada mes.

Costo Mercado
Asignado
82,9 u\$s/MWh

Precio Mercado
SPOT
64,5 u\$s/MWh

Precio Medio Estacional MEM - Detalle Febrero 2026 - Cobertura

DEMANDA ESTACIONALIZADA		Demanda GWh	PEST (\$/MWh)	Costo (\$/MWh)	* Costo (U\$\$/MWh)	Cobertura (%)
RESIDENCIAL	CUBIERTA	5.560	68.582	116.803	75,1	59%
	NO CUBIERTA	0		90.991	64,6	
NO RESIDENCIAL	CUBIERTA	4	91.092	116.803	75,1	100%
	NO CUBIERTA	3.300		90.991	64,6	

DEMANDA NO ESTACIONALIZADA	Demanda GWh	Costo (\$/MWh)	* Costo (U\$\$/MWh)
GUDI	1.012	93.519	64,6
GUME	500	93.519	64,6
GUMA	1.507	93.519	64,6

Detalle Residencial	* Costo (\$/MWh)	PEST con bonificac.	Cobertura (%)
Residencial Nivel 1	116.803	105.663	90%
Residencial Nivel 2 Base	116.803	34.167	29%
Residencial Nivel 3 Base	116.803	106.109	91%

*Costo representativo calculado para un factor de carga medio del distribuidor del 60%.

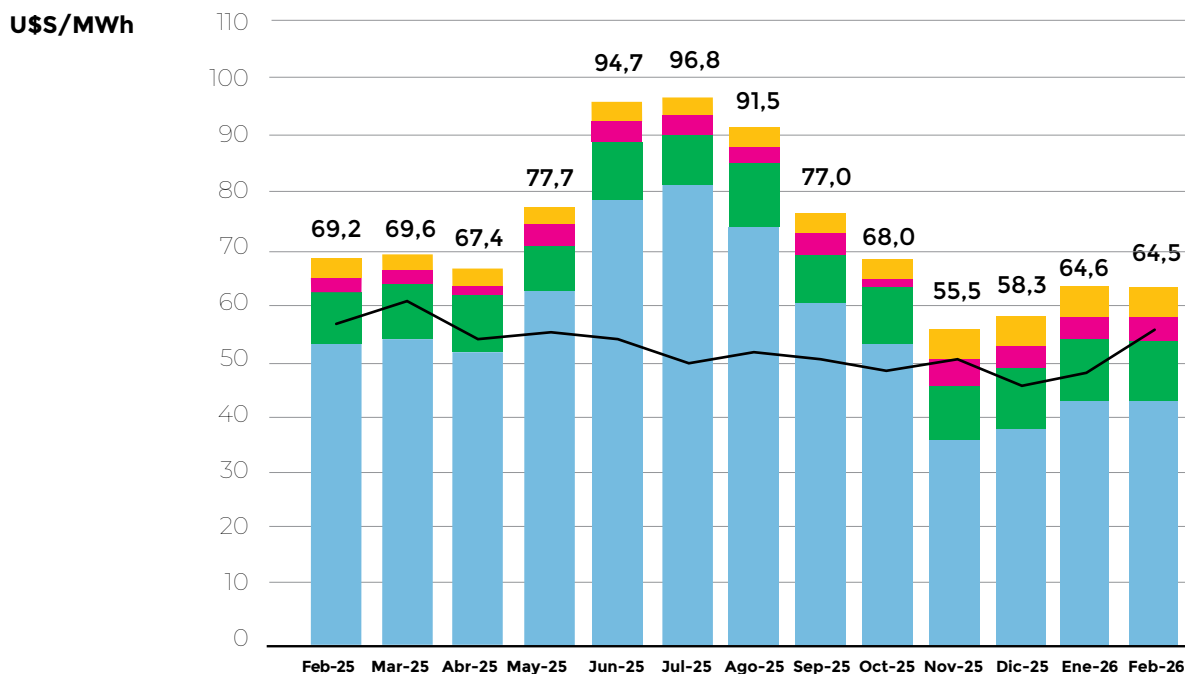
En lo que respecta a la formación del precio monómico -precio spot- los componentes se agrupan en cuatro ítems principales: Potencia, Energía entregada a la red, Servicios y Transporte.

El ítem **Energía** representa el valor medio que perciben los generadores por la energía efectivamente entregada a la red, y varía según el tipo de tecnología de generación y el esquema contractual. Desde la perspectiva de la demanda, los precios del mercado estacional son fijados por la Secretaría de Energía, mientras que los precios del mercado spot son variables y dependen principalmente del costo de los combustibles. En este contexto, debe considerarse que parte de la demanda estacionalizada se encuentra subsidiada, lo que genera diferencias entre el costo real de la generación asistida y los valores efectivamente abonados por la demanda residencial y la diferencia es aportada por el estado nacional.

El ítem **Potencia** corresponde a la remuneración que reciben los generadores por mantener disponibilidad para el despacho, y se percibe únicamente durante las horas de máxima demanda del sistema. El componente **Servicios** incluye los costos asociados a los servicios de reserva necesarios para garantizar la confiabilidad y calidad del suministro, tales como la reserva de confiabilidad y la reserva de corto plazo. Finalmente, el ítem **Transporte** refleja los costos y pérdidas asociados al traslado de la energía eléctrica desde las regiones con excedentes de generación hacia aquellas con déficit estructural.

A continuación se presenta el precio monómico -SPOT- de los últimos 13 meses.

Ítems del Precio Monómico en Dólares



■ Transporte	4,0	4,0	3,8	4,0	4,2	3,8	4,3	4,6	4,6	5,7	5,3	5,4	5,5
■ Servicios	2,5	2,4	2,2	3,0	4,0	3,9	3,7	2,9	2,2	5,8	3,9	3,9	4,2
■ Potencia	8,5	8,8	8,9	8,1	8,3	7,8	9,2	7,8	7,4	8,4	10,8	11,3	10,8
■ Energía	54,3	54,4	52,4	62,6	78,2	81,3	74,3	61,7	53,8	35,6	38,3	44,0	44,0
— Precio estacional medio	57,8	60,6	54,3	54,5	54,0	50,1	52,0	51,5	48,3	51,1	46,4	47,2	55,4

⚡ 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.

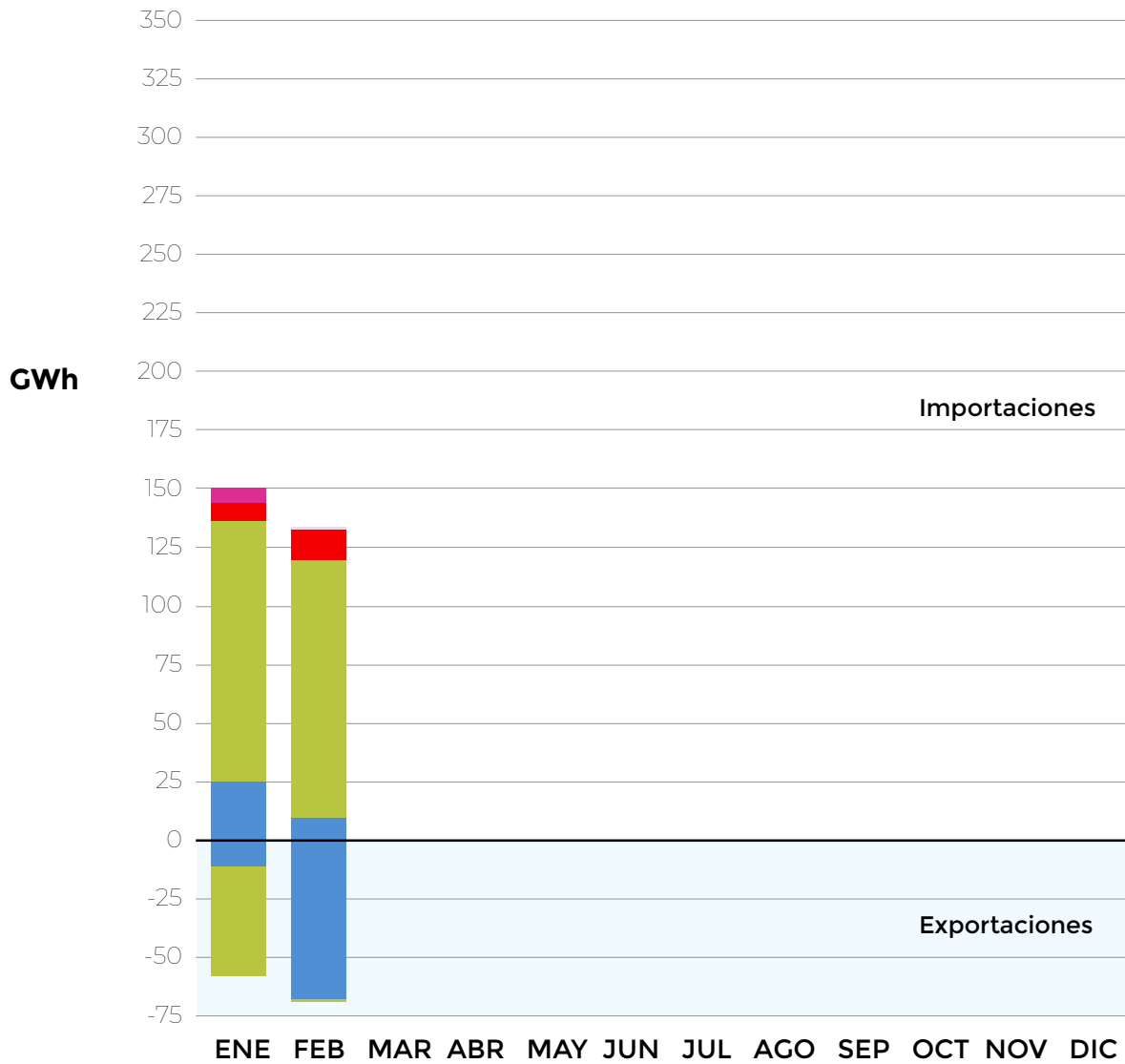
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos 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 febrero la importación de energía fue de 131,4 GWh, principalmente de Brasil. La exportación de energía fue por 66,8 GWh, a Uruguay prácticamente en su totalidad.

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 2026.

Evolución Importaciones/Exportaciones 2026



		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-										
	Uruguay	-8,4	-66,1										
	Brasil	-49,8	-0,7										
	Paraguay	-	-										
	Bolivia	-0,06	-										
Imp	Chile	-	1,0										
	Uruguay	24,7	9,3										
	Brasil	108,4	111,5										
	Paraguay	10,3	9,6										
	Bolivia	8,1	-										

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de febrero de 2026.

Comentarios: Departamento Estudios y Análisis Energéticos, Gerencia Coordinación de Proyectos Tecnológicos Nucleares, Gerencia de Área Energía Nuclear, CNEA.

Mariela Iglesia
miglesia@cnea.gob.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
santiagojensen@cnea.gob.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica
 Marzo de 2026

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: sintesismem@cnea.gov.ar



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