



INDICADORES PRINCIPALES MEM



INDICADORES PRINCIPALES MEM

Febrero 2023

El informe contiene el resumen de variables relevantes del mes de Febrero de 2023 comparado con el mismo mes del año 2022, sobre la base de datos físicos y económicos obtenidos de la información utilizada para el Documento de Transacciones Económicas (DTE) de dicho mes.

Con una visión de análisis general el objetivo de este informe es poder observar de una manera rápida y sencilla el comportamiento de las principales variables del MEM, observando las tendencias y relaciones que existen entre los resultados físicos y económicos.



TABLERO DE CONTROL – Febrero 2023 – Principales valores del mes

	feb-22	feb-23	Variación %
Tasa de Cambio [\$ar/usd]	107.4	197.2	83.5%
Barril de petróleo Medio [U\$s / barril Brent]	97.1	82.6	-15.0%
Temperatura [°C]	feb-22	feb-23	Variación °C
Temp Media	23.2	25.6	2.5
DEMANDA [GWh]	feb-22	feb-23	Variación %
DEMANDA LOCAL	10 567	11 905	12.7%
Exportación	2.0	8.6	
Pot. Max. Bruta [MW]	25 050	28 207	12.6%
OFERTA [GWh]	feb-22	feb-23	Variación %
TOTAL OFERTA + IMP	11 021	12 479	13.2%
% Participación Ren/Dem	14.0%	12.8%	
COMBUSTIBLES	feb-22	feb-23	Variación
TOTAL GAS EQUI.	57.4	57.5	0.1%
EMISIONES [Mill Ton CO2]	3.45	3.40	-0.05
CEM [Kcal/KWh]	1 884	1 956	3.8%

	feb-22	feb-23	Variación %	
MONÓMICO TOTAL (LOCAL/SPOT) [\$ar/MWh]	8 920	15 870	78%	
MONÓMICO TOTAL (LOCAL/SPOT) [u\$s/MWh]	83.0	80.5	-3.0%	
Costo Marginal Medio [\$ar/MWh]	15 822	26 719	69%	
Costo Marginal Medio [u\$s/MWh]	150.3	142.9	-5%	
	feb-22	feb-23	Variación %	
Precio Estacional Medio [\$ar/MWh]	2 927	7 457	155%	
Precio Estacional Medio [u\$s/MWh]	27.2	37.8	39%	
% Cobertura	33%	47%		
Precio Monómico Medio Ingresos MEM \$/MWh	Demanda	Precio Medio \$/MWh	Precio Medio u\$s/MWh	% Cobertura Media
Demanda Estacional	10 092	7 457	37.8	47%
GUMEM (a precio SPOT)	1 186	15 870	80.5	100%
GUMEM (estimación GU mercado a término/ contrato entre privados y acuerdos usuarios)	626	10 935	55.5	100%
Exportación	9	20 110	102.3	127%
DEMANDA TOTAL	11 913	8 487	43.0	55%



INDICADORES PRINCIPALES MEM

DETALLE



Tasa de Cambio / Barril de Petróleo



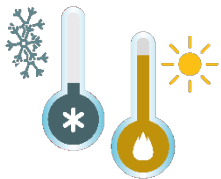
	feb-22	feb-23	Variación %
Tasa de Cambio [\$ar/usd]	107.4	197.2	83.5%
Barril de petróleo [U\$s / barril WTI]	91.6	76.8	-16.2%
Barril de petróleo [U\$s / barril Brent]	97.1	82.6	-15.0%



(*) Tasa BCRA ultimo día hábil del mes Febrero

(**) Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Temperatura



Temperatura [°C]	feb-22	feb-23	Variación °C
Temp Media	23.2	25.6	2.5
Temp MAX	29.8	33.3	3.6
Temp MIN	18.3	12.5	-5.8

(*) Temperatura media región GBA – Fuente SMN

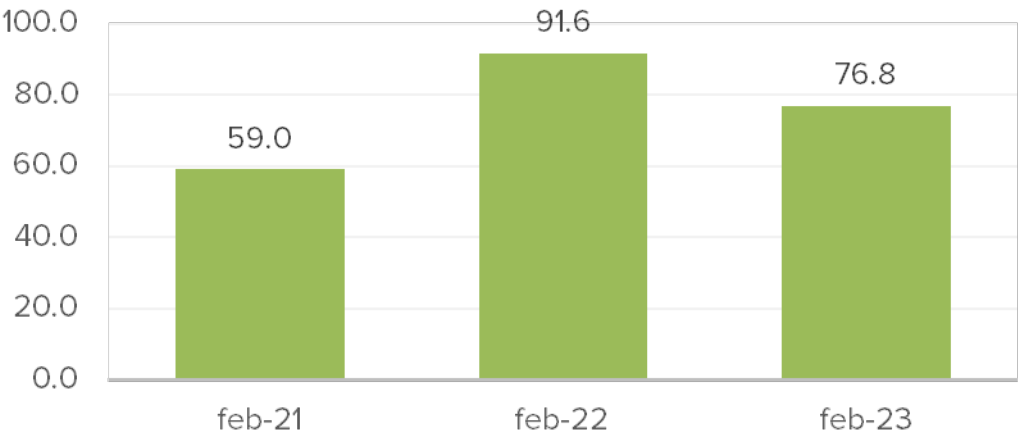
(Histórica Febrero: 23.6 °C)

En relación a la temperatura de GBA, al igual de lo que se viene observando desde el mes de diciembre, la temperatura media diaria se ubico arriba de los 25°C, superior alrededor de +2.0°C respecto a los valores históricos para el periodo, un mes cálido a caluroso que termina ubicándose como uno de los “febreros” más cálidos desde 1944 (aun presentado un par de días con temperatura media debajo de los 20°C). A diferencia de este año, Febrero 2022 fue un mes con valores “acordes” de temperaturas, ubicándose las mismas entre 23°C y 24°C, prácticamente sin días con temperaturas medias superiores a 25/26°C.



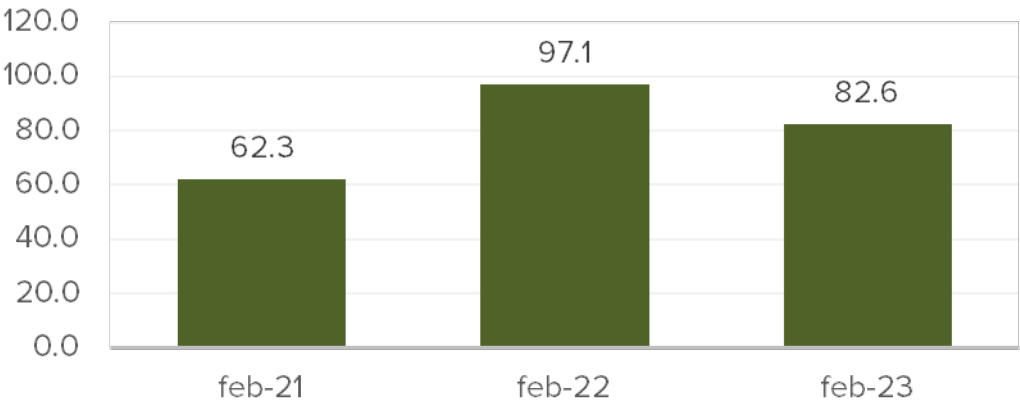
Tasa de Cambio / Barril de Petróleo - Febrero 2023- 2022 - 2021

Barril de petróleo [U\$ / barril WTI]



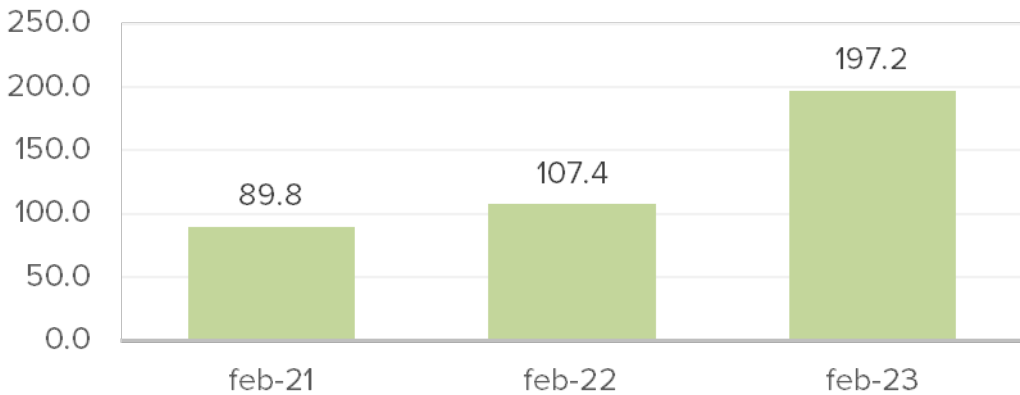
Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Barril de petróleo [U\$ / barril Brent]



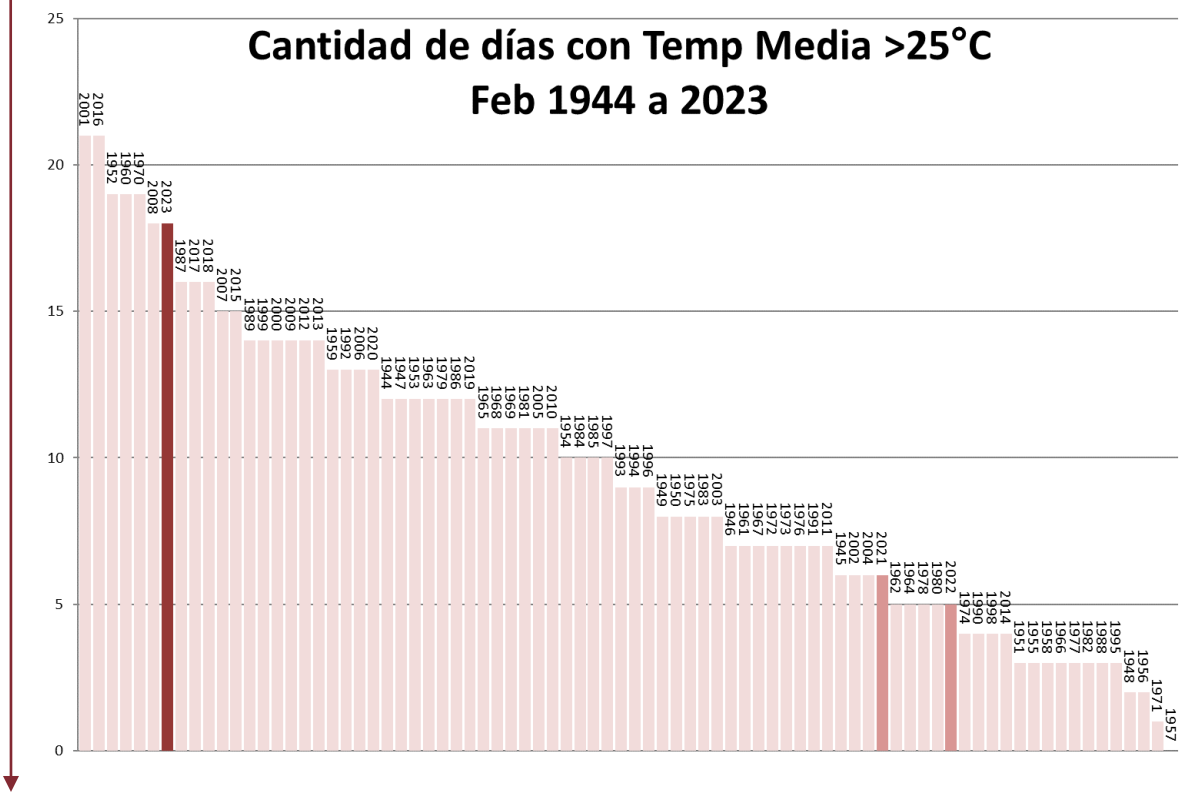
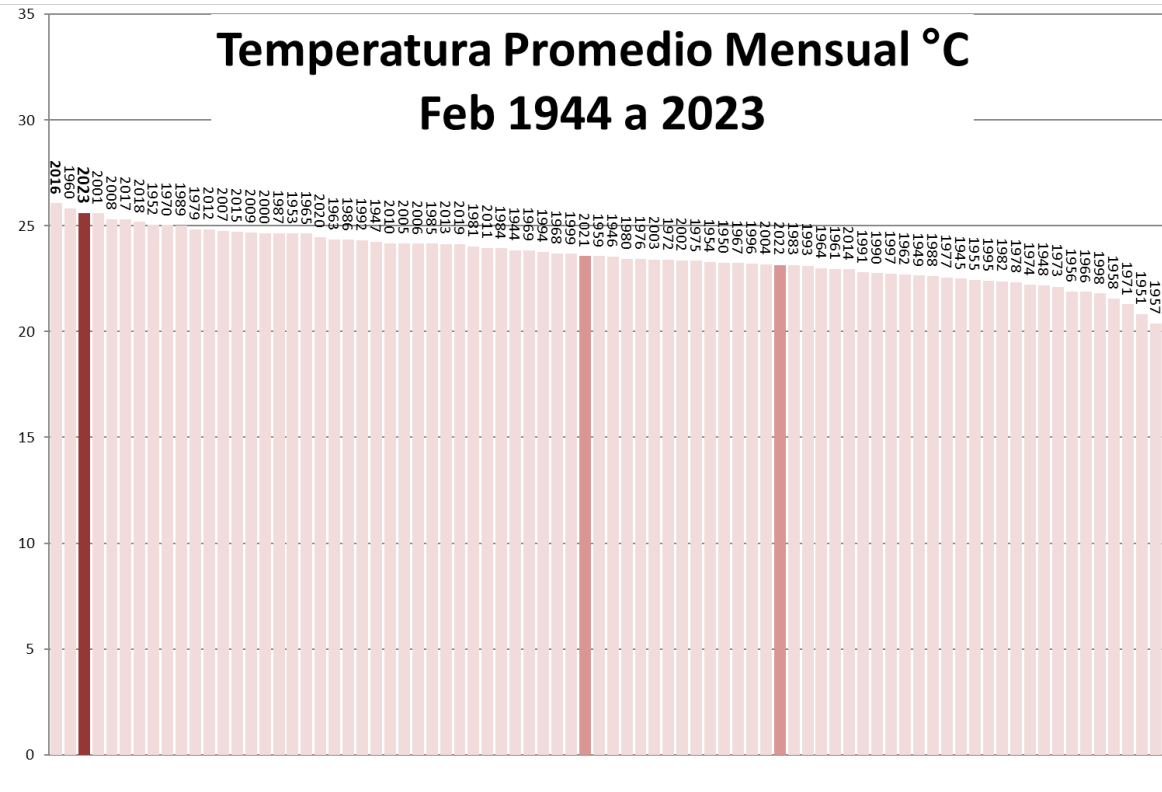
Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Tasa de Cambio [\$ar/usd]



Fuente: Tasa BCRA ultimo día hábil del mes

Comportamiento de la temperatura



Considerando la historia de temperaturas, tomando los registros de los distintos meses de Febrero desde 1944 a la fecha, este último mes de Febrero se ubico entre los meses “más cálido” ordenando por temperatura media, y con 18 días (10 días consecutivos) con temperatura media arriba de los 25°C.



La demanda TOTAL PAÍS a niveles medios terminó con una variación positiva respecto al mismo período del año anterior en el orden de 12.7%.

Observando la demanda por tipo de usuario, en un mes caluroso, la demanda chica o residencial, demanda ligada en menor o mayor medida a la temperatura, fue quien impulsó el crecimiento, presentando un incremento de 25.6% en este Febrero 2023.

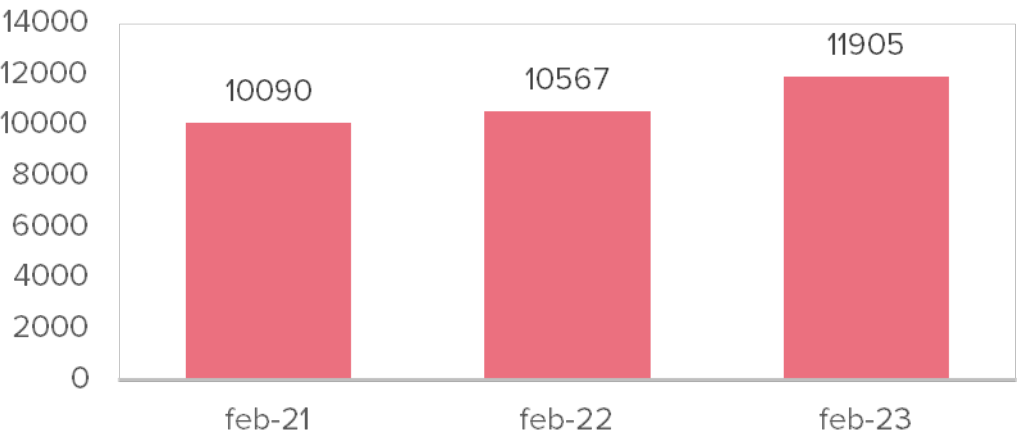
DEMANDA [GWh]	feb-22	feb-23	Variación en GWh %	Variación año móvil % (acumulado últimos 12 meses)
Residencial	4 612	5 793	25.6%	4.6%
Consumos Intermedios [Comercio Chico/Grande - Industria Chica]	3 076	3 166	2.9%	3.9%
Grandes Consumos	2 878	2 946	2.4%	2.3%
DEMANDA LOCAL	10 567	11 905	12.7%	3.8%
Exportación	2.0	8.6		
DEMANDA + EXP	10 569	11 913	12.7%	
Pot. Max. Bruta [MW]	25 050	28 207	12.6%	



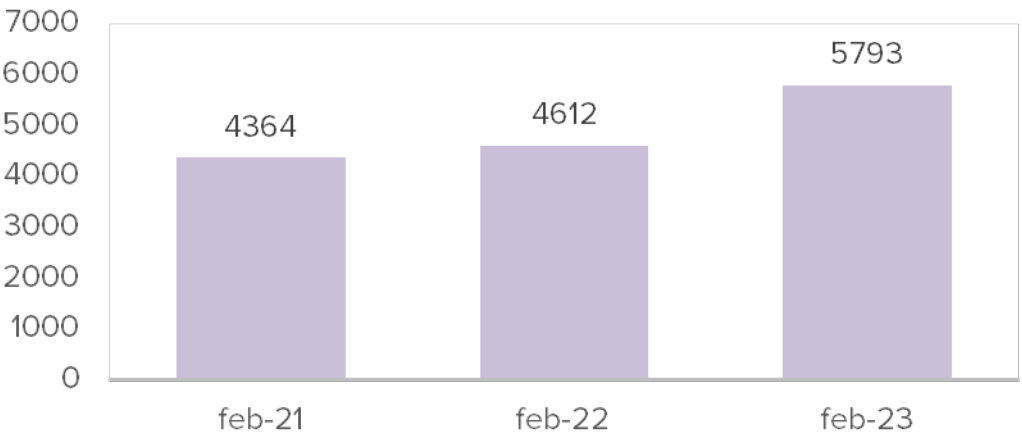


Demanda Febrero 2023 - 2022 - 2021

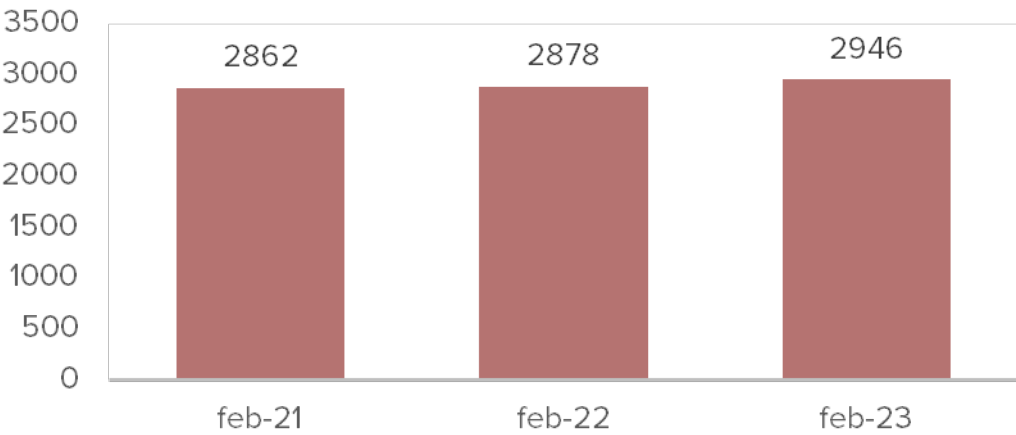
DEMANDA TOTAL [GWh]



Residencial [GWh]



Gran Demanda [GWh]





Oferta



DEMANDA [GWh]	feb-22	feb-23	Variación %
DEMANDA LOCAL	10 567	11 905	12.7%
EXPORTACIÓN	2	9	329.5%
BOMBEO	86	68	-21.0%
PERDIDAS	367	498	35.7%
TOTAL DEMANDA en GWh	11 021	12 479	13.2%



OFERTA [GWh]	feb-22	feb-23	Variación %
TER	7 171	6 911	-3.6%
HID (sin hidro renovable)	1 369	2 652	93.7%
NUC	893	622	-30.4%
REN	1 479	15 24	3.0%
IMP	109	771	603.8%
TOTAL OFERTA en GWh	11 021	12 479	13.2%

Part. % 2022	Part. % 2023
65%	55%
12%	21%
8%	5%
13%	12%
1%	6%
100%	100%

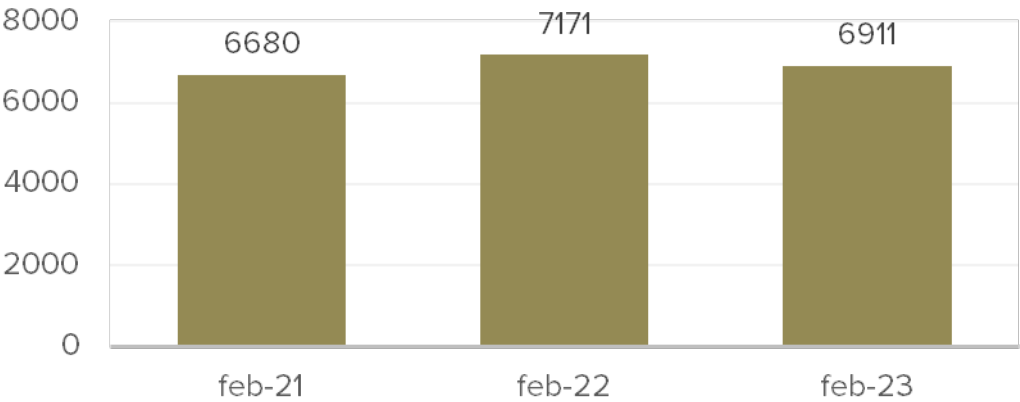


Siguiendo el aumento de la demanda, la OFERTA (local + importación) cerró con una variación positiva del +13.2%. Analizando el despacho por fuente, con un despacho térmico y nuclear menor (este último por menor disponibilidad) respecto a Febrero 2022, la mayor demanda fue cubierta con el aumento en el despacho hidro (especialmente mayores caudales en Paraná, mayor generación en Yacyretá) y mayor energía importada (precios de oferta de energía competitivo en relación al costo medio marginal del sistema).

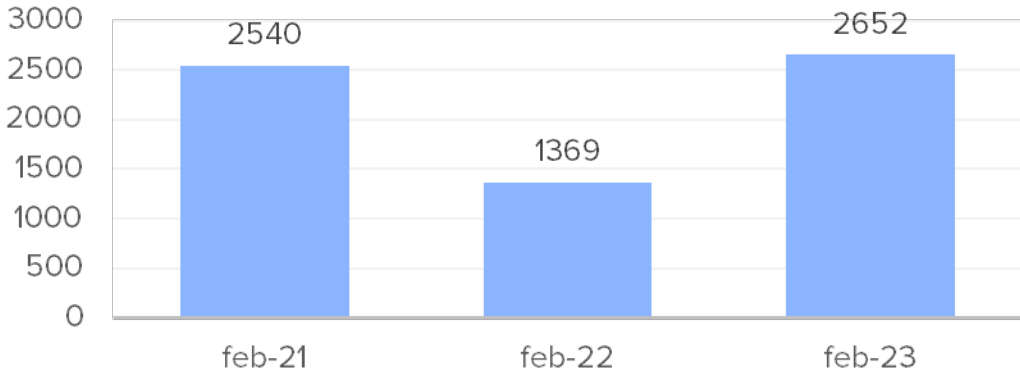


Generación Febrero 2023 - 2022 - 2021

GENERACIÓN TER [GWh]

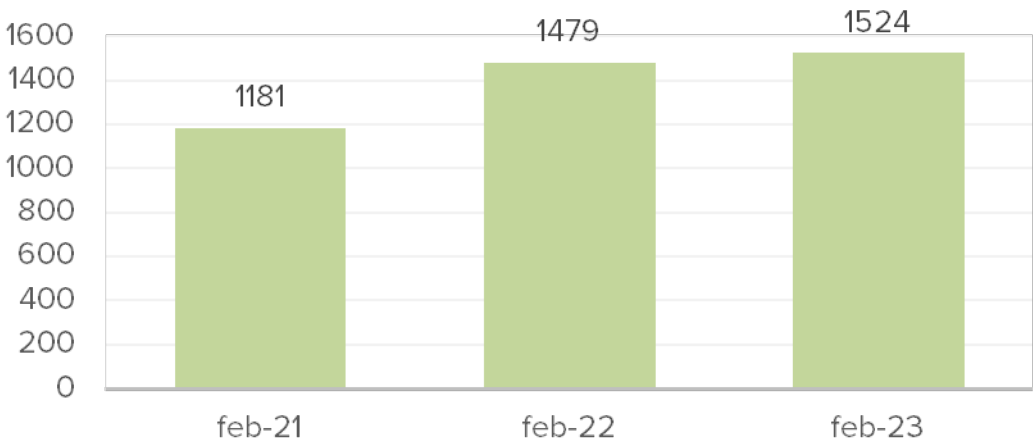


GENERACIÓN HIDRO [GWh]



Generación HIDRO: No contiene la generación hidro renovables

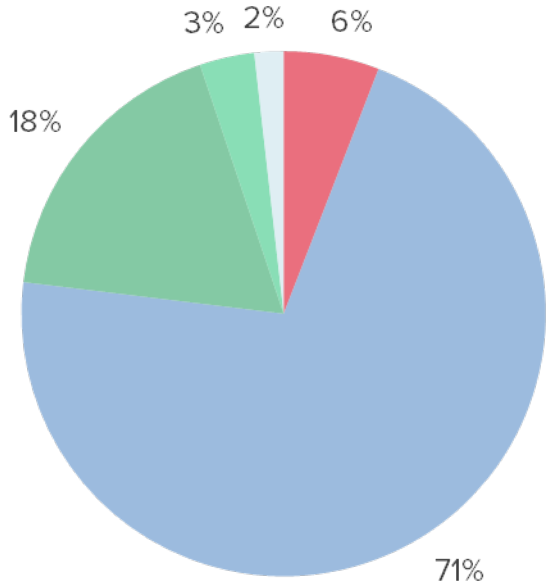
GENERACIÓN RENOVABLE [GWh]





Generación Renovable – Participación sobre la demanda/fuente

Participación por tipo de Generación sobre el total Renovable Feb/2023



HIDRO Renovable EÓLICO SOLAR BIOMASA BIOGAS

RENOVABLE [GWh]	feb-22	feb-23
HIDRO Renovable	92	90
EÓLICO	1 054	1 082
SOLAR	246	273
BIOMASA	54	51
BIOGAS	33	28
TOTAL RENOVBABLE	1 479	1 524

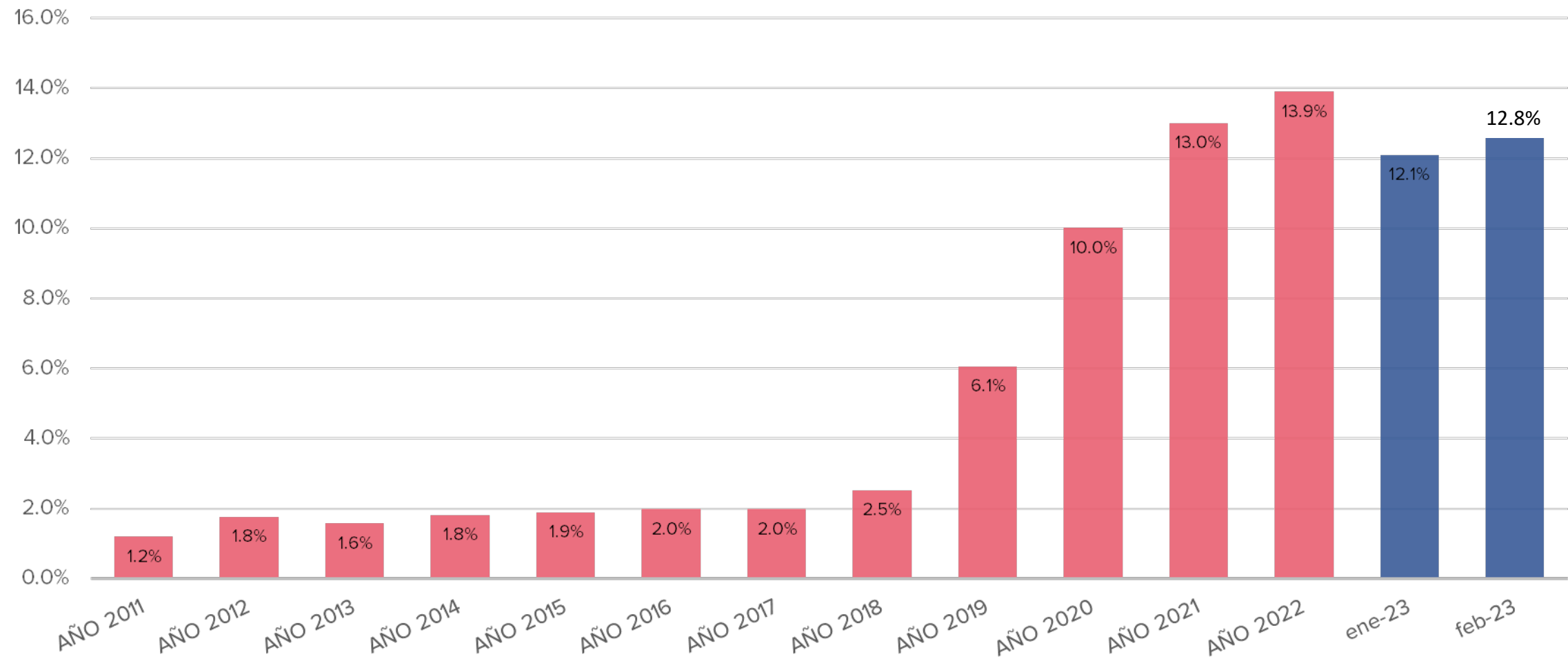
DEMANDA TOTAL	10 567	11 905
% Participación REN/DEM	14.0%	12.8%

Este mes la participación en el cubrimiento de la demanda de la generación renovable se ubicaría alrededor del 12.8%. Si bien la generación renovable fue algo mayor, se observa que la participación termina siendo menor al mismo mes del año pasado, explicado por la mayor demanda en este 2023.



Generación Renovable – Participación sobre la demanda/fuente

Generación Renovable MEM / Demanda MEM



Valores Febrero 2023

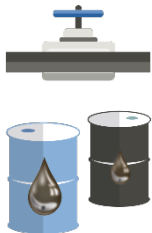
Combustibles – Consumos y costos equivalentes



(*) Precio medio representativo del combustible en Stock (precio medio calculado entre la valorización del stock en tanques y nuevas compras).

(**) Precio medio estimado de acuerdo al mix entre los precios por cuenca, precios obtenidos de la licitación, y precio real Bolivia-GNL en central.

COMBUSTIBLES	feb-22	feb-23	Variación %
Gas Natural [Mm3/d]	43.8	46.1	5.1%
Gas Natural Nacional [Mm3/d]	41.3	43.8	6.2%
Gas Natural Importado [Mm3/d]	2.6	2.3	-10.9%
Fuel Oil [mil Ton]	73	82	12.0%
Gas Oil [mil m3]	243	180	-25.9%
Carbón Mineral [mil Ton]	73	61	-16.0%
TOTAL GAS EQUI.	57.4	57.5	0.1%
Gas Natural (u\$s/MMBtu) (**)	3.3	3.7	10.3%
Gas Natural Nacional (u\$s/MMBtu)	3.1	3.3	4.5%
Gas Natural Importado (u\$s/MMBtu)	6.5	11.9	83.2%
Fuel Oil (Local u\$s/ton)(*)	735	654	-10.9%
Gas Oil (sin ITC y tasa - u\$s/m3)(*)	694	945	36.2%
Carbón (u\$s/ton)	206	271	31.9%
MM U\$S COMB Gas Natural	151	175	15.9%
MM U\$S COMB ALT (FO+GO+CM)	237	240	1%
MM U\$S COMB	388	415	7%
MM \$ar COMB	41 715	81 889	96%
CEM [Kcal/KWh]	1 884	1 956	3.9%



Con un despacho térmico algo menor, el consumo de combustibles a nivel del total (equivalente gas natural) terminó siendo prácticamente igual si comparamos mes a mes, resultado de un mayor consumo específico medio (CEM) en este 2023. Donde se puede observar la diferencia es en la matriz del consumo, con un mayor consumo de gas natural (+2.3 Mm3/d), frente a una baja en los combustibles alternativos, principalmente con la baja en el consumo de gas oil.

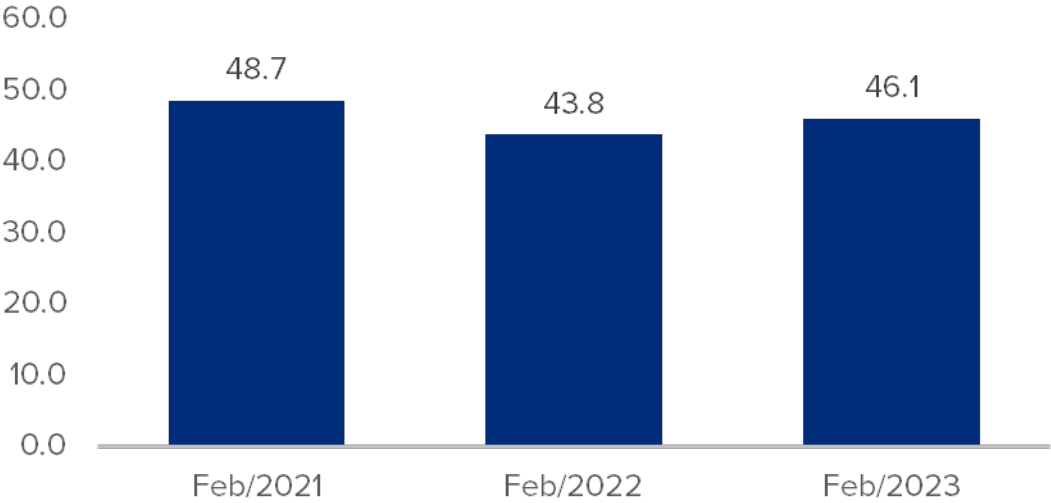
Si observamos los precios de los combustibles, en lo que respecta al gas natural, el aumento del precio está principalmente asociado a los combustibles importados. Para lo que son los combustibles alternativos los precios se encuentran en el conjunto similar, o algo mayor, al año anterior.

Con los consumos y precios vistos, los costos de combustibles terminan siendo mayores este año. De todas maneras, si miramos en monómico o costo medio (COST/DEMANDA => monómico), el aumento en la demanda de este año hace que los costos medios terminen bajando aprox. -2.0 u\$s/MWh.

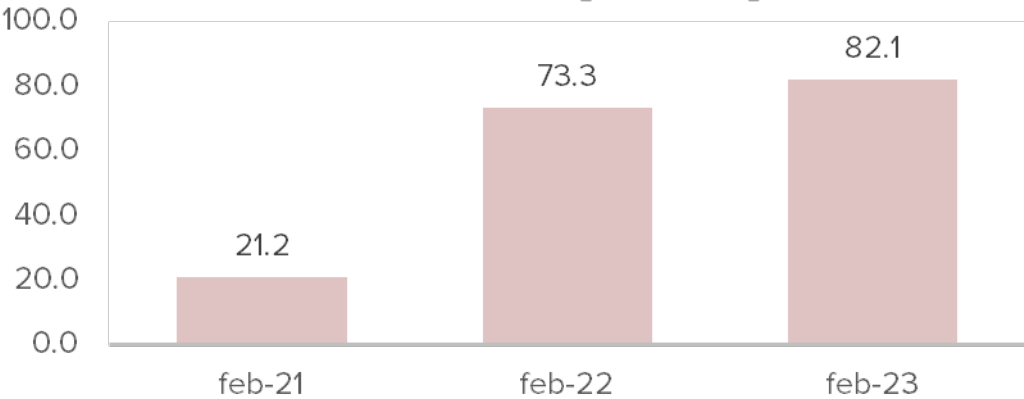


Combustibles – Consumos Febrero 2023- 2022 - 2021

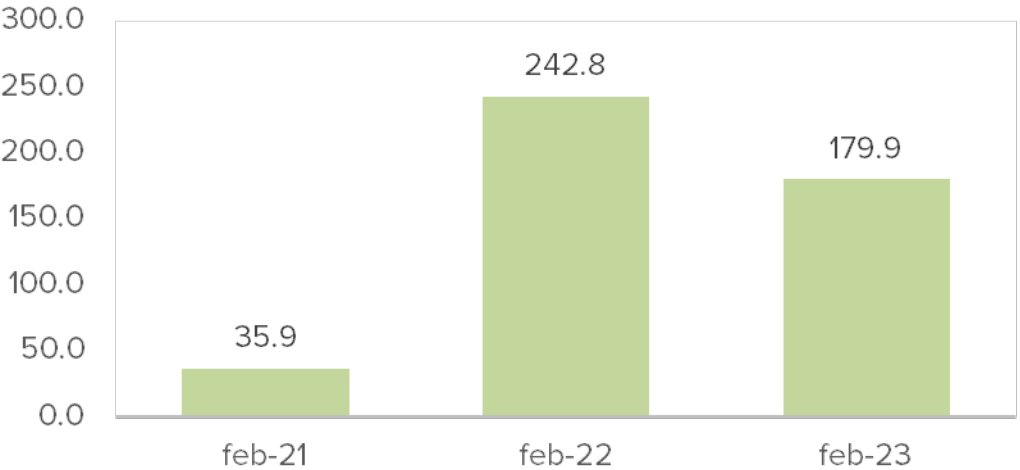
Consumo GN [Mm3/d]



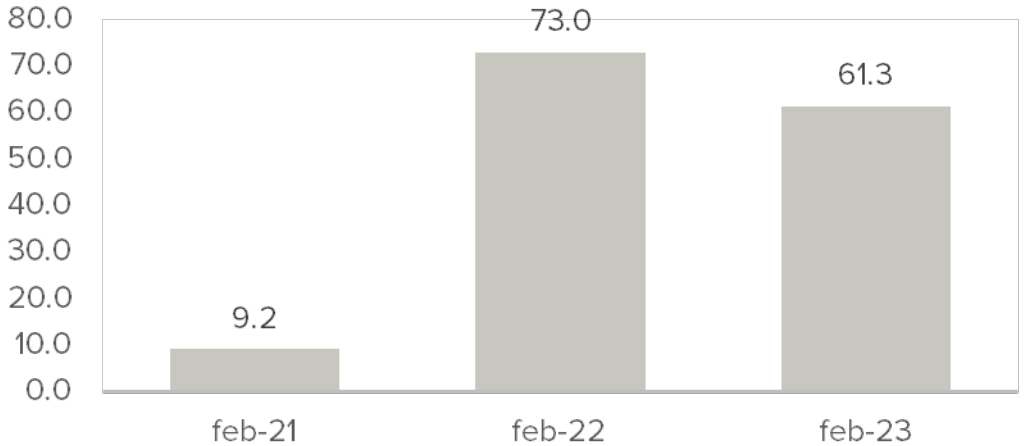
Consumo FO [Mil Ton]



Consumo GO [Mil m3]



Consumo CM [Mil Ton]



Emisiones

CÁLCULO BASE DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO2

El Objetivo es calcular la cantidad de emisiones de Ton CO2 relacionada a la generación de electricidad. Las emisiones de CO2 son calculadas a partir del consumo de combustible utilizado para la generación, y los factores de emisión expresados en Ton CO2-eq por tipo de combustible. De esta manera el factor de emisión se puede expresar en relación a las toneladas CO2-eq, como así también hacer referencia a la producción de energía (Ton CO2-eq/MWh).

RESULTADO:

- Factor de Emisión total y por combustible: carbón, gas oil, fuel oil y gas natural (Ton CO2 total y por unidad de combustible).
- Factor de Emisión Total por cada MWh producido total (oferta) y Factor de Emisión por cada MWh térmico generado (Ton CO2/MWh).

- (Factorxtipo) Factor de emisión por tipo de combustible:

Gas Natural	Fuel Oil	Gasoil	Carbón
tCO2/dam3	tCO2/t	tCO2/m3	tCO2/t
1.948	3.172	2.697	2.335

Fuente: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

GENERACIÓN POR TIPO COMBUSTIBLE [GWh]	feb-22	feb-23	Variación %
GAS NATURAL	5 634	5 695	1.1%
GAS OIL	1 105	800	-27.6%
FUEL OIL	290	299	3.0%
CARBON MINERAL	142	116	-17.9%
TOTAL TÉRMICO en GWh	7 171	6 911	-3.6%

CONSUMO ESPECÍFICO TERMICO	1 884	1 956	3.9%
CONSUMO ESPECIFICO OFERTA	1 225	1 083	-11.6%

EMISIONES [Millones Ton CO2]	feb-22	feb-23	Variación Uni.
GAS NATURAL	2.4	2.5	12.3%
GAS OIL	0.7	0.5	-16.9%
FUEL OIL	0.2	0.3	2.8%
CARBON MINERAL	0.2	0.1	-2.7%
EMISIONES TOTALES	3.45	3.40	-4.6%

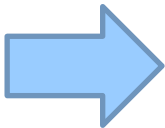
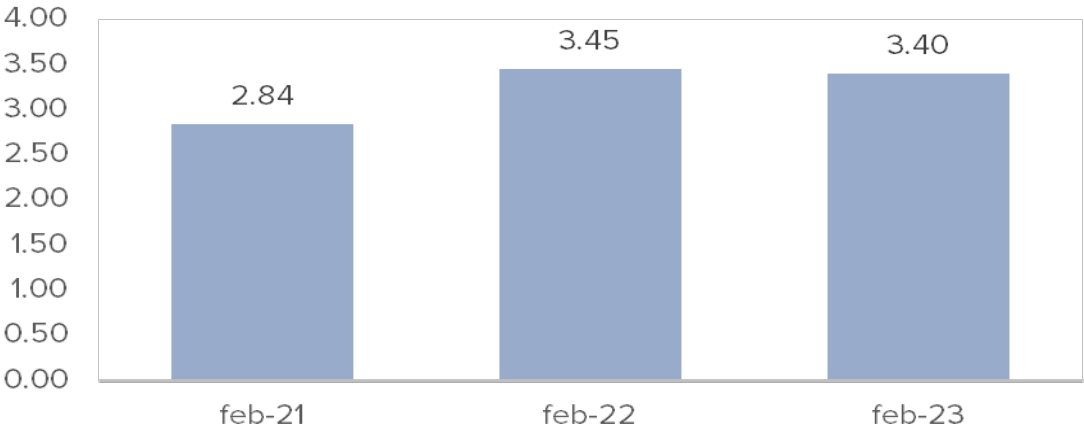
EMISIONES UNITARIA [Ton CO2/MWh]	feb-22	feb-23	Variación Uni.
GAS NATURAL	0.42	0.44	0.02
GAS OIL	0.59	0.61	0.01
FUEL OIL	0.80	0.87	0.07
CARBON MINERAL	1.20	1.23	0.03
TOTAL TÉRMICO	0.48	0.49	0.01

EMISIONES UNITARIO OFERTA TOTAL	0.31	0.27	-0.04
---------------------------------	------	------	-------

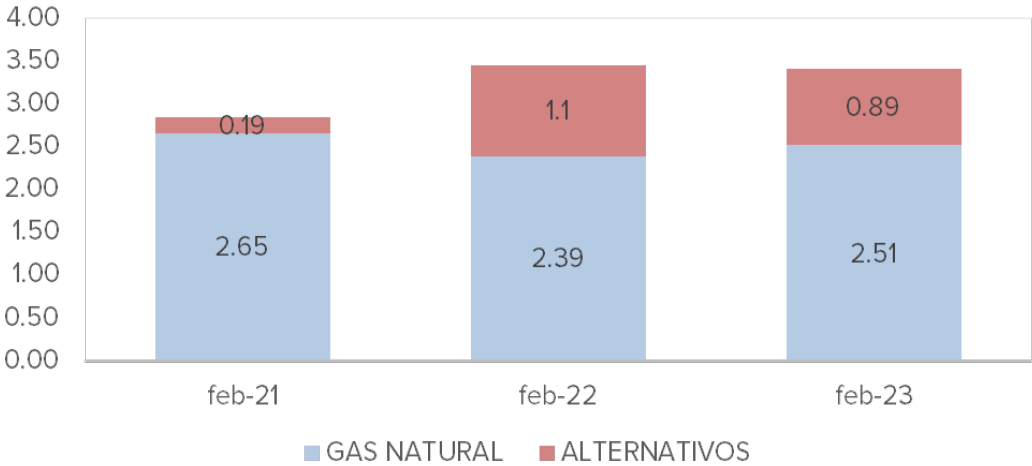


Emisiones

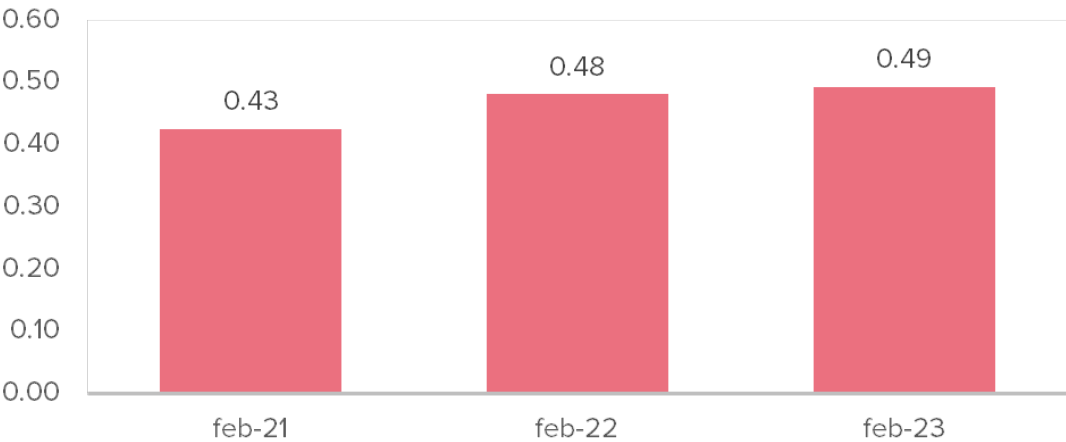
EMISIONES [MM ton CO2]



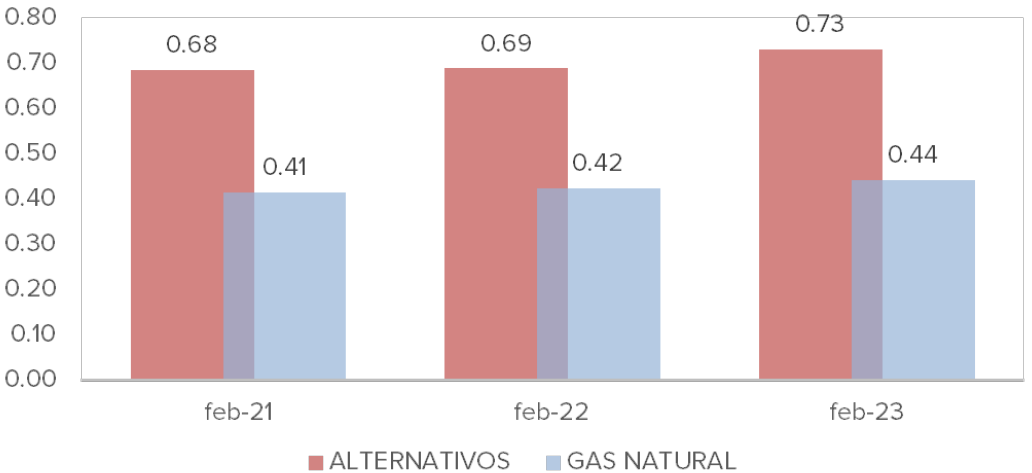
EMISIONES por tipo COMB [MM ton CO2]



EMISIONES UNITARIO X GEN TER [ton CO2/MWh]



EMISIONES UNITARIO por tipo COMB [ton CO2/MWh]





Detalle Importación de Energía



IMPORTACIÓN	ENERGÍA GWh	ENERGÍA MW Medios	Precio Representativo Compra Miles u\$s [Nodo Frontera]	Precio Compra u\$s/MWh [Nodo Frontera](*)	Precio Compra \$/MWh [Nodo Frontera] - tasa 197.2 \$ar/u\$s
Brasil (emergencia)	0.0	0.0	(modo devolución)		
Brasil (acuerdo térmico/hidro)	727.5	1 082.6	22 189.2	30.5	6013
Uruguay (Contingente)	27.6	41.1	2 208.4	80.0	15 772
Paraguay	8.5	12.6	1 018.7	120.0	23 658
Chile (contrato)	7.0	10.4	161.7	23.1	4 563
TOTAL IMPOR	770.6	1 146.7	25 577.9	33.2	6 544
EXPORTACIÓN	ENERGÍA GWh	ENERGÍA MW Medios	Precio Representativo Compra Miles u\$s [Nodo Frontera]	Precio Compra u\$s/MWh [Nodo Frontera](*)	Precio Venta \$/MWh [Nodo Frontera] - tasa 197.2 \$ar/u\$s
Brasil (emergencia)	0.0	0.0	0	0	0
Uruguay (contingente)	8.6	12.7	872.2	102.3	20 110
Paraguay	0.0	0.0	0.0	0.0	0
TOTAL EXPOR	8.6	12.7	872.2	102.3	20 110

(*) Precios medios estimados a consolidarse con la salida del DTE.

En el mes de Febrero 2023 se importaron 771 GWh, mayoritariamente desde Brasil, de acuerdo a ofertas de origen hidráulico (excedentes), a un precio medio de 31 u\$s/MWh. También se destaca la importación desde Chile de acuerdo a ofertas de excedentes renovables, a un precio medio de 23 u\$s/MWh.

En lo que respecta a la exportación, en Febrero 2023 se exportaron 8.6 GWh a Uruguay según ofertas acordadas.



Detalle Intercambios de Energía



	feb-22	feb-23	Variación %
Brasil	0.0	727.5	604%
Uruguay	98.0	27.6	
Paraguay	11.5	8.5	
Chile	0.0	7.0	
TOTAL IMPOR en GWh	109.5	770.6	329%
Brasil	0.0	0.0	
Uruguay	2.0	8.6	
Paraguay	0.0	0.0	
Chile	0.0	0.0	
TOTAL EXPOR en GWh	2.0	8.6	

Si comparamos los intercambios de este año en comparación con el mismo mes del año anterior, la importación en este año fue mayor al año anterior; en Febrero 2023 se importaron 771 GWh principalmente desde Brasil, de acuerdo a las ofertas aceptadas tanto de origen térmico, hidráulico, y renovables.

En lo que respecta a la exportación, en Febrero 2023 se exportaron 8.6 GWh a Uruguay según ofertas aceptadas por el país vecino, ofertas de energía de origen térmico excedentaria en relación con un margen medio sobre costos variables de producción.



Monómico Medio Precio MEM (*)



(*) *Estimados/calculado en* relacionado a la generación de energía (generación + servicios + transporte) / Precios medios representativos.

MONÓMICOS (*) [\$ /MWh]	feb-22	feb-23	Variación %
MONÓMICO TOTAL \$ar/MWh	8920	15 870	78%
MONÓMICO TOTAL (LOCAL/SPOT) u\$s/MWh	83.0	80.5	-3.0%
Costo Marginal Medio	15 822	26 719	69%
Costo Marginal Medio - usd/MWh	150.3	142.9	-5%



Los costos (monómico) para el mes de Febrero 2023 terminarán alrededor de 80.5 u\$s/MWh, algo menor respecto a Febrero 2022 (si no se hubiese contado con 771 GWh importados principalmente desde Brasil, frente a generar en forma local a valor del CMO, los costos totales serian mayores, aprox. +7.0 u\$s/MWh a los 80.5 u\$s/MWh recién vistos).

El monómico en \$ar termina siendo superior principalmente por el efecto del aumento de la tasa de cambio. A modo de referencia se incluye el valor promedio de Costo Marginal Operado (CMO, que no incluye cargos de potencia y contratos).



Monómico Medio Precio MEM representativo por ítems de costos (*)

(*) **Febrero 2023** *Análisis de los Precios simplificado* por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos.

(**) Contiene los nuevos precios y ajustes en el procedimiento de la actualización de la Res. 826/2022.

(***) Contiene la nueva remuneración a la generación nuclear definido por la Res. 37/2023, como así también ajustes (2 parte de 3) de los meses Octubre a Diciembre 2022.

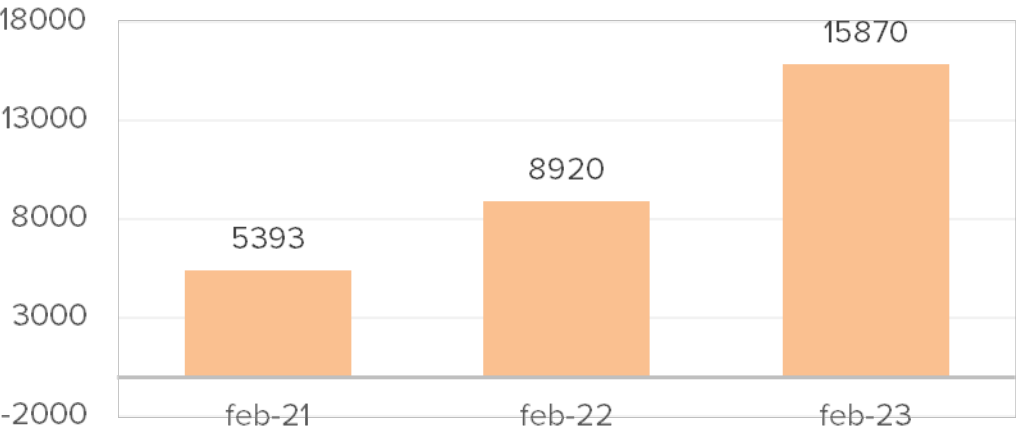
Monómico u\$s/MWh	feb-22	feb-23	Dif.
Combustibles + adic	38.4	36.1	-2.3
Res 826 TER (**)	8.8	9.9	1.2
Res 826 HID (**)	3.1	4.5	1.4
NUC (***)	4.0	6.1	2.1
Contratos MEM	14.5	10.4	-4.1
Renovables	10.2	8.4	-1.8
Importación de energía	1.9	2.1	0.2
Transporte	2.2	3.0	0.8
COSTO – u\$s/MWh	83.0	80.5	-2.5

Comparado con los costos, aún con aumentos en el monomico de este año relacionado con los ajustes en la remuneración de los generadores “viejos” (Res. 826/2022) y la nueva remuneración a la generación nuclear (Res. 37/2023), la caída en los combustibles visto como monomico, y la baja en los contratos MEM (caída de algunos contratos que pasan a ser remunerados por la R826), terminan compensando el aumento recién visto, y haciendo caer el monómico total en -2.5 u\$s/MWh respecto a Febrero 2022.

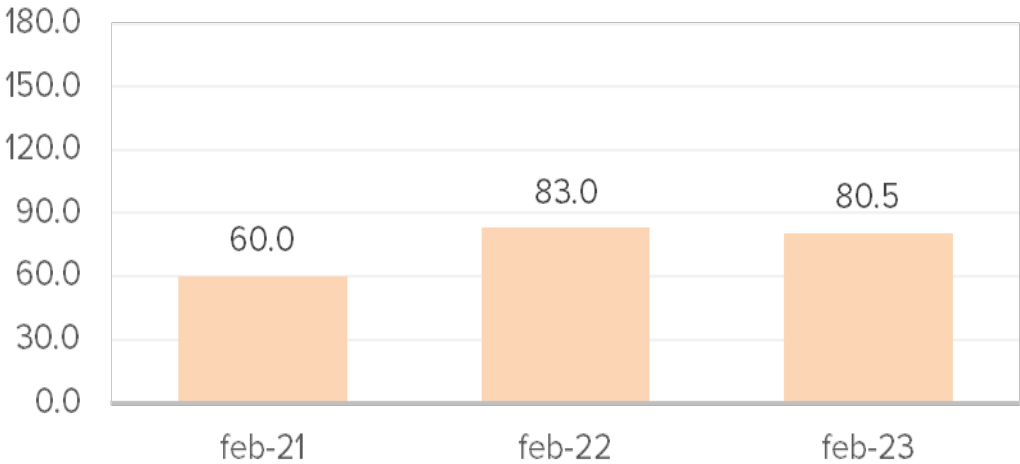


Monómico MEM – Febrero 2023 - 2022 - 2021 (*)

Monómico MEM [\$/MWh]



Monómico MEM [u\$s/MWh]



(*) Febrero 2023: **Costos calculado** en relacionado a la generación de energía (generación + servicios + transporte) / Precios medios representativos

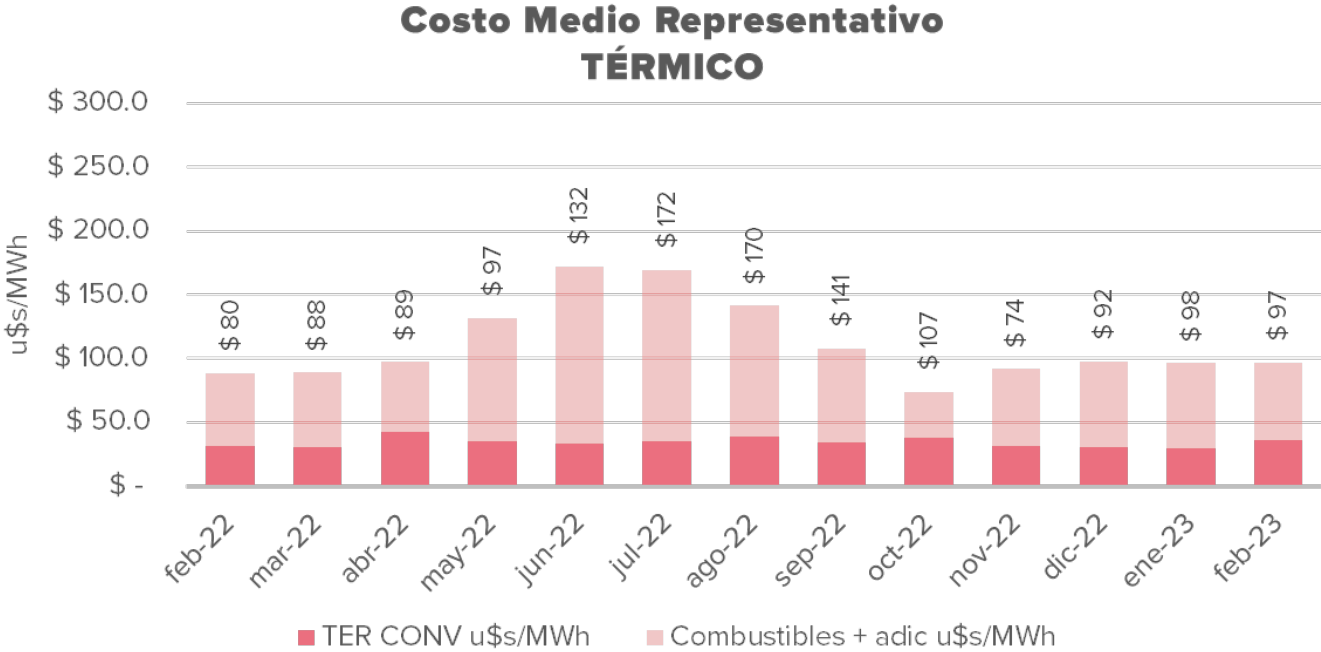


Costo Unitario representativo por fuente de energía (*)

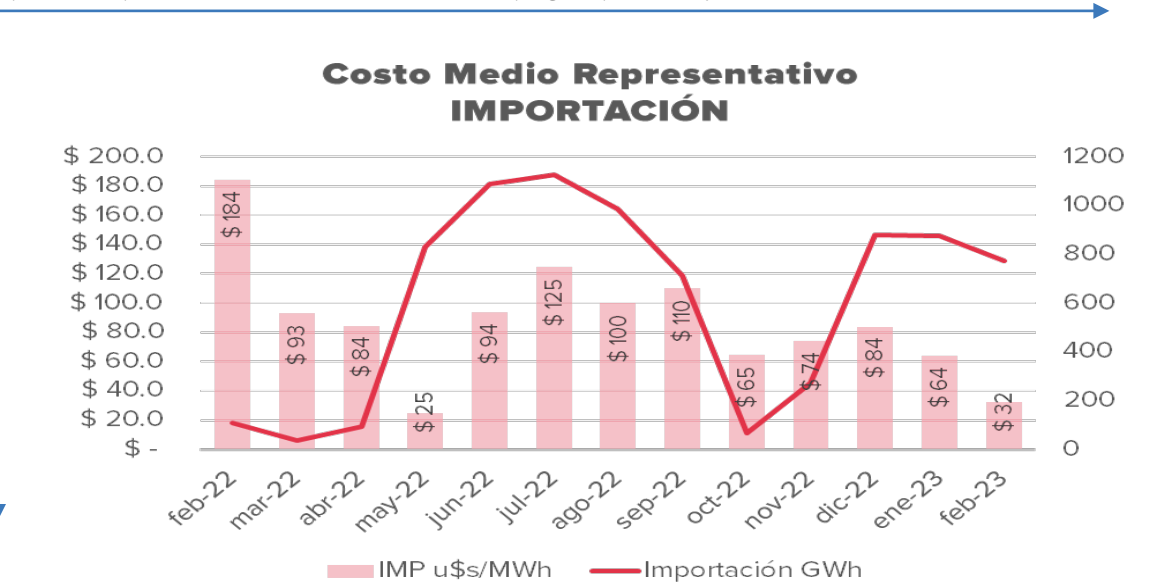
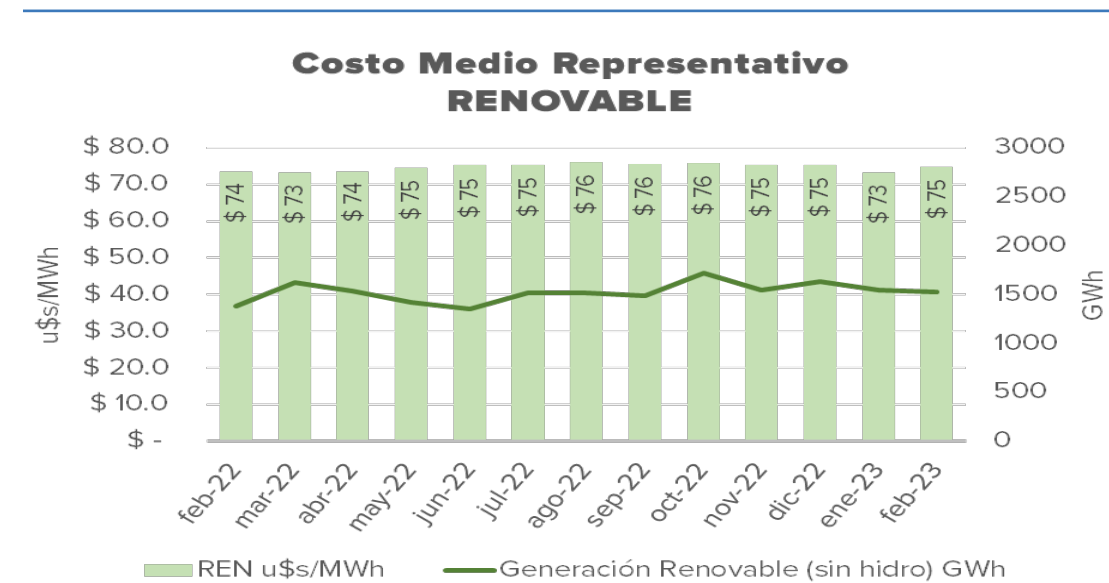
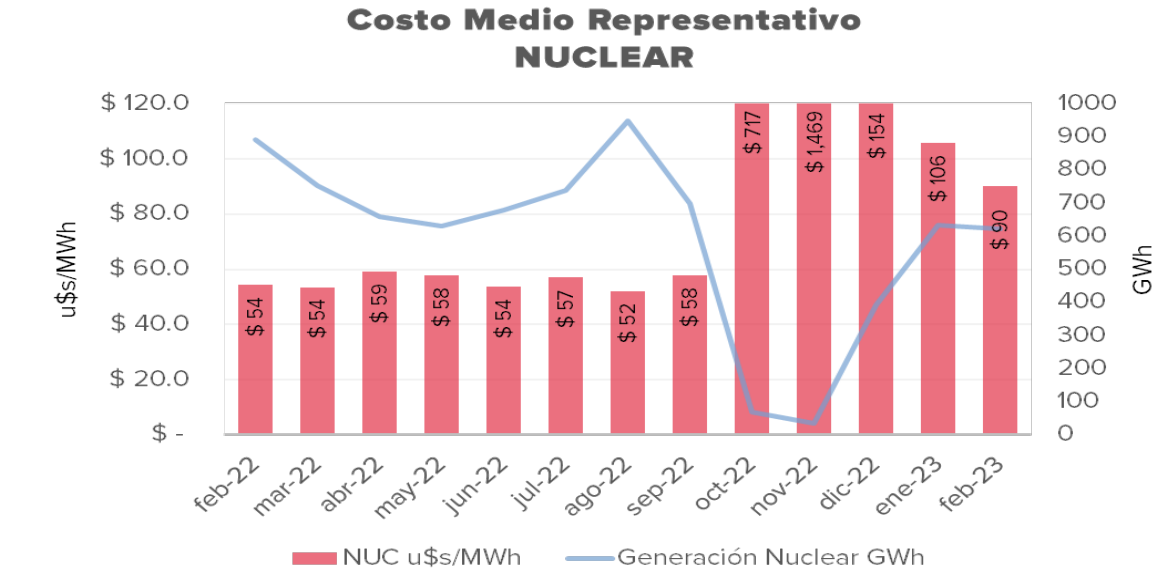
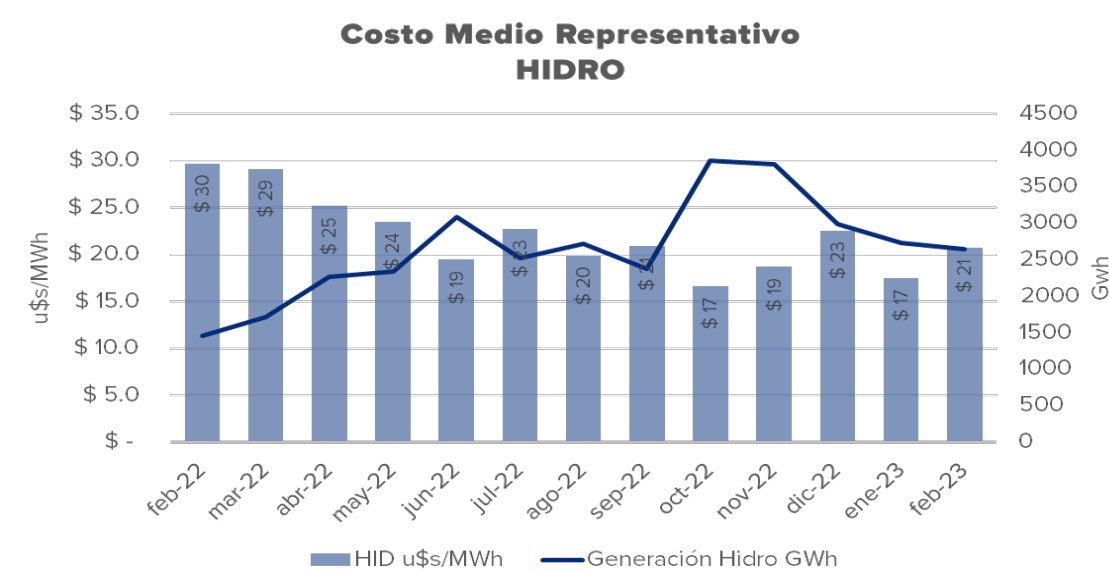
(*) **Análisis de los costos simplificados** teniendo en cuenta la remuneración/costos de la operación de cada unidad local/importación (combustibles, variables y potencia), y su relación con la energía generada, correspondiente en cada caso en el mes de la transacción / *Precios medios representativos*

(**) Contiene la nueva remuneración a la generación nuclear definido por la Res. 37/2023 desde octubre 2022.

Costo Unitario representativo por fuente u\$/MWh (*)	feb-22	feb-23	Año Móvil
TÉRMINICO	88.5	97.1	115.2
TER-Combustible+adic	56.5	61.3	80.8
TER-Térmico convencional	32.0	35.8	34.4
HIDRO	29.7	20.7	20.8
NUCLEAR (**)	54.4	90.3	82.7
RENOVABLES	73.5	74.7	74.8
IMPORTACIÓN	184.0	32.4	81.4
COSTO MEDIO – u\$/MWh	77.0	73.8	85.6



Costo Medio representativo por fuente de energía 2022 a 2023





Precio Monómico Estacional



(*) Febrero 2023: Precio medio de la energía + potencia + transporte relacionado a la compra demanda estacional

Precio Monómico Medio [\$/MWh] (*)	feb-22	feb-23	Variación en GWh %
Precio Monómico Estacional (energía+potencia)	2 927	7 457	155%
Precio Monómico Estacional [u\$s/MWh]	27.2	37.8	39%
% Cobertura	33%	47%	

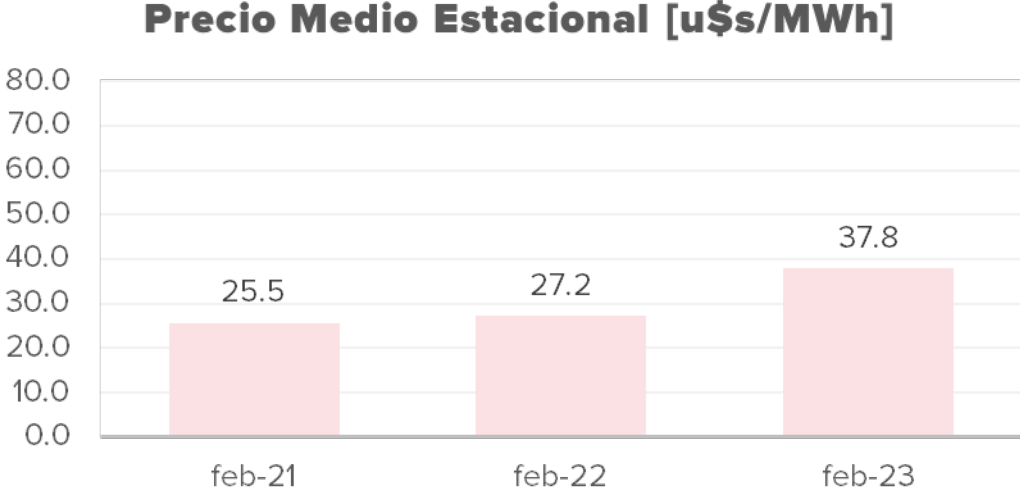
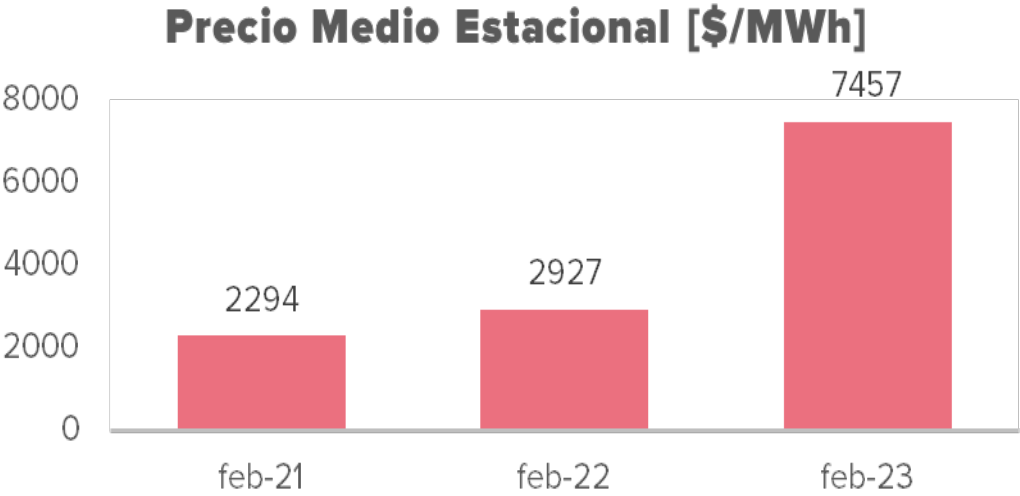
Desde este mes de Febrero 2023 entró en vigencia la Res. 54/2023, modificando los precios de compra de la demanda estacional, como así también el precio de la potencia para los grandes usuarios (GUDIs). Además, se agregaron nuevas segmentaciones de la demanda, en este caso relacionada con la demanda NO RESIDENCIAL MENOR A 300 KW, dividiendo a la misma en 3 categorías:

- Tarifa no residencial HASTA 10KW Y MENOR O IGUAL A 800KWH/MES;
- Tarifa no residencial HASTA 10 KW Y MAYOR A 800KWH/MES;
- Tarifa no residencial MAYOR A 10 KW Y MENOR A 300 KW.

El precio de compra de los Distribuidores (aprox. 13 100 \$/MWh para los GUDIs que no son S/E, 9 775 \$/MWh para GUDIS S/E, 7 440 \$/MWh para la demanda general NO RESIDENCIAL HASTA 10 KW Y MENOR O IGUAL A 800 KWh, 9 700 \$/MWh para el resto de las tarifas NO RESIDENCIAL MENOR A 300 KW, 2 980 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N2/"Clubes de Barrio", 9 310 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N1, 3 760 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N3, y 738 753 \$/MW mes por potencia para GUDIs, 80 000 \$/MW mes precio potencia resto) en FEBRERO 2023 cerró en un valor medio de 7 457 \$/MWh.



Precio Medio Estacional MEM – Febrero 2023 – 2022 – 2021 (*)



(*) **Febrero 2023** Precio medio de la energía + potencia + transporte relacionado a la compra demanda estacional



Precio Monómico => Ingresos Medios y Cobertura (*)



(*) **Febrero 2023** Calculo simplificado:
Estimación de los ingresos totales en
relación a la demanda y calculo
aproximado de la cobertura total.

Precio Monómico Medio Ingresos MEM \$/MWh	Demanda	Precio Medio \$/MWh	Precio Medio u\$s/MWh	% Cobertura
Demanda Estacional	10 092	7 457	37.8	47%
GUMEM (a precio SPOT)	1 186	15 870	80.5	100%
GUMEM (estimación GU mercado a término/ contrato entre privados y acuerdos usuarios)	626	10 935	55.5	100%
Exportación	9	20 110	102.3	127%
DEMANDA TOTAL	11913	8487	43.0	55%

De acuerdo a las definiciones de los precios para la demanda estacional recién visto, el precio monómico medio se ubicó alrededor de los 7 455 \$/MWh.

Para los Grandes Usuarios del MEM que compran su energía al mercado SPOT, dicha energía estarían comprando al precio monómico SPOT, o sea 15 870 \$/MWh o 80.5 u\$s/MWh.

Para los grandes usuarios que se encuentran bajo un acuerdo o contrato entre partes (valorización del contrato de Aluar, el mercado BASE, MATER y PLUS), el precio monómico medio a pagar por su energía se encontraría en el orden de 10 935 \$/MWh.

Finalmente, de acuerdo a las demandas y precios, el precio medio para los ingresos se ubicaría alrededor de 8 780 \$/MWh, o 43.0 u\$s/MWh.

COBERTURA: Considerando que el mercado entre privados la cobertura es del 100% (arreglo entre partes), entre los usuarios que compran su demanda al mercado SPOT los ingresos estarían cubriendo alrededor del 55 % del costo total.

**INDICADORES
PRINCIPALES
MEM**



INFO COMPLEMENTARIA MONÓMICO Y DÓLAR



Monómico Medio por ítems de costos (*) COSTOS Y ACTUALIZACION DÓLAR/PESOS

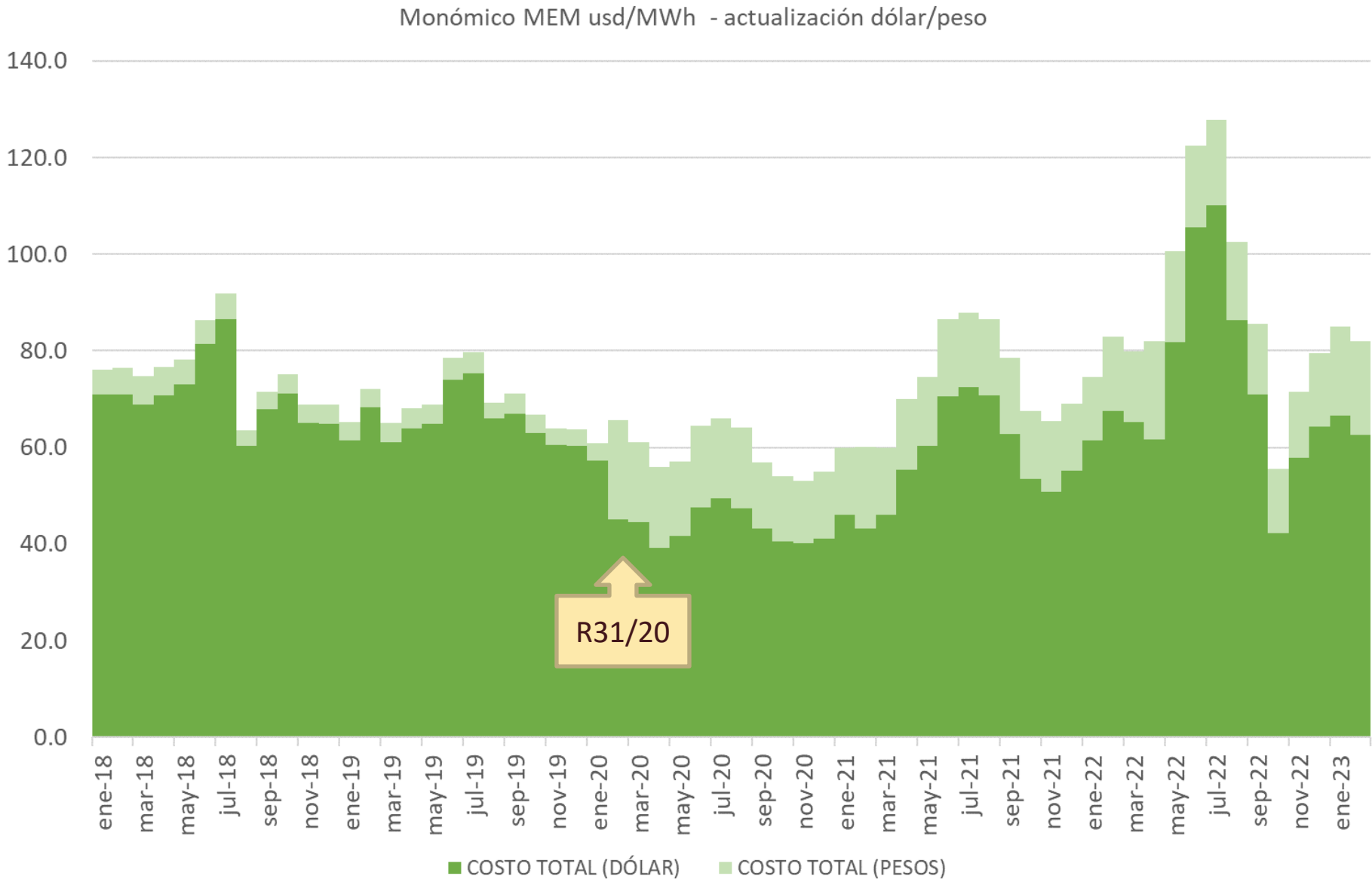
(*) **Febrero 2023: Análisis de los Costos simplificado** por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos.

Monómico u\$s/MWh	feb-23	% Dólar
Combustibles + adic	36.1	96%
Res 31 TER (**)	9.9	0%
Res 31 HID (**)	4.5	0%
NUC	6.1	100%
Contratos MEM	10.4	100%
Renovables	8.4	100%
Importación de energía	2.1	100%
Transporte	3.0	0%
COSTO (sin expor.) – u\$s/MWh	80.5	76%

En el mes de Febrero, los valores del monómico que se actualizaron con el dólar representaron el 76% del monómico total.

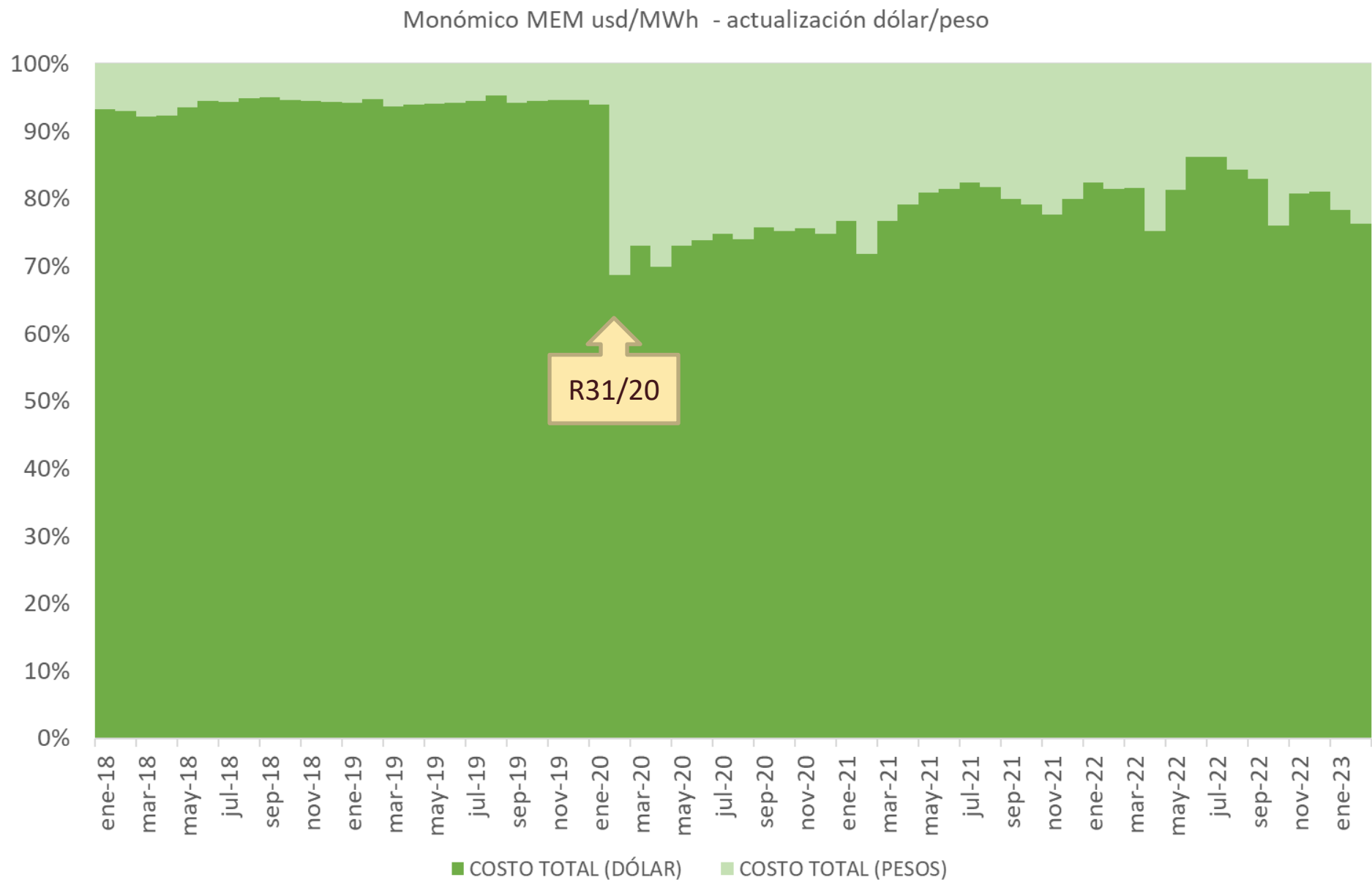


Monómico Medio por ítems de costos (*) COSTOS Y ACTUALIZACION DÓLAR/PESOS





Monómico Medio por ítems de costos (*) COSTOS Y ACTUALIZACION DÓLAR/PESOS



**INDICADORES
PRINCIPALES
MEM**



INFO COMPLEMENTARIA IMPORTACION



Detalle Importación de Energía



IMPORTACIÓN	ENERGÍA GWh	ENERGÍA MW Medios	Precio Representativo Compra Miles u\$s [Nodo Frontera]	Precio Compra u\$s/MWh [Nodo Frontera](*)	Precio Compra \$/MWh [Nodo Frontera] - tasa 197.2 \$ar/u\$s
Brasil (emergencia)	0.0	0.0	(modo devolución)		
Brasil (acuerdo térmico/hidro)	727.5	1 082.6	22 189.2	30.5	6 013
Uruguay (Contingente)	27.6	41.1	22 08.4	80.0	15 772
Paraguay	8.5	12.6	1 018.7	120.0	23 658
Chile (contrato)	7.0	10.4	161.7	23.1	4 563
TOTAL IMPOR	770.6	1 146.7	25 577.9	33.2	6 544

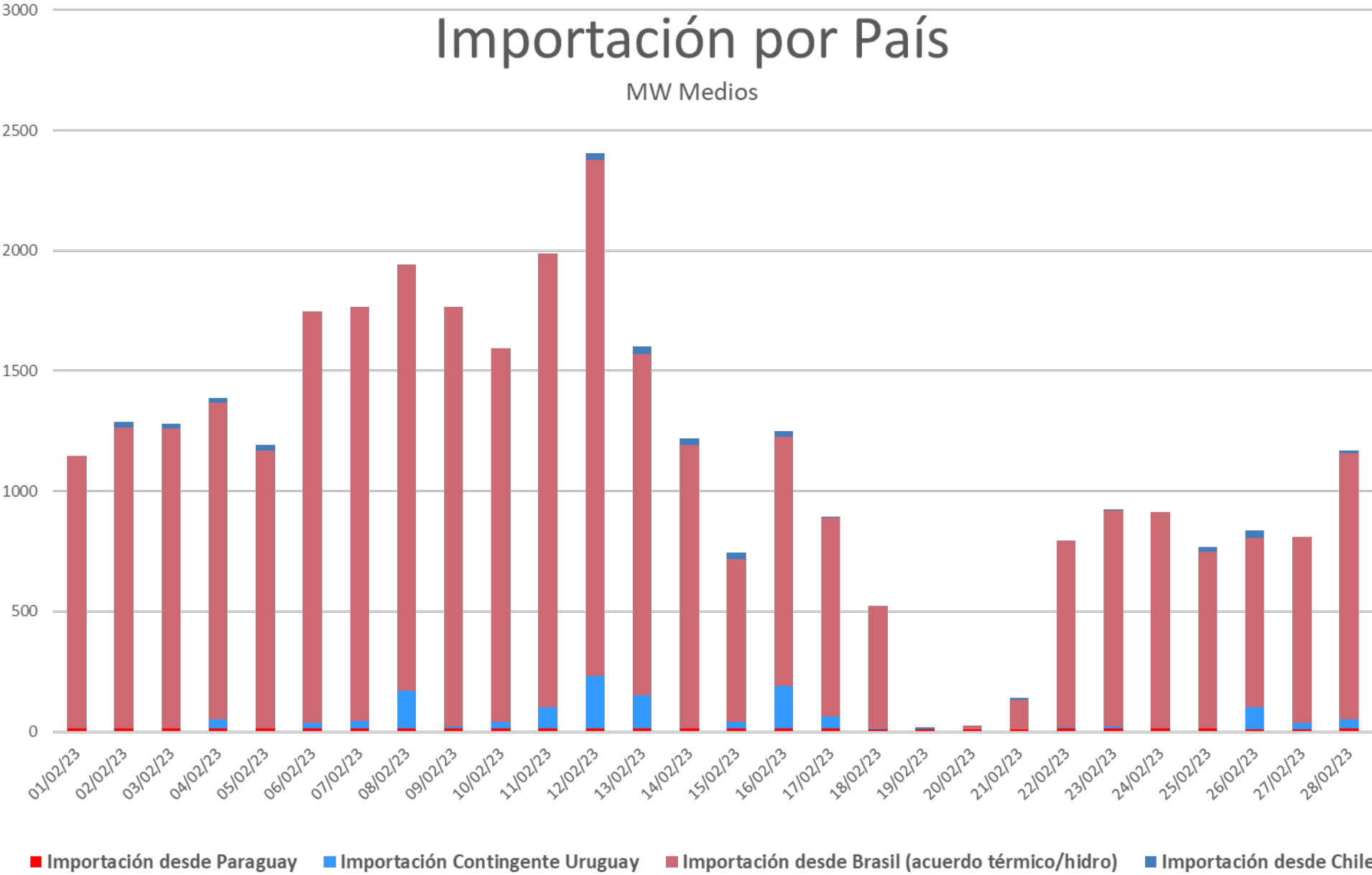
(*) Precios medios estimados a consolidarse con la salida del DTE.

En el mes de Febrero 2023 se importaron 771 GWh, mayoritariamente desde Brasil, de acuerdo a ofertas de origen hidráulico (excedentes), a un precio medio de 31 u\$s/MWh. También se destaca la importación desde Chile de acuerdo a ofertas de excedentes renovables, a un precio medio de 23 u\$s/MWh.

El peso relativo de la importación, aprox 6% de la demanda total, trae un beneficio asociado frente a la alternativa de abastecimiento a CMO medio ponderado (143 usd/MWh), con un efecto significativo de reducción de costos del MEM.



Detalle Importación de Energía





Costos Medios – Real y Alternativo

Demanda Local GWh	11 905		
	Real c/IMP compensa		
	Monómico u\$s/MWh	Monto MM u\$s	
Generación	42.3	503	
Combustibles	36.1	429	
Importación Costo	2.1	26	CMO
Importación Compensa	0	0	CMO
SUMA MEM	80.5	958	

CMO u\$s/MWh	143		
Alter a Costo Marginal			
Monómico u\$s/MWh	Monto MM u\$s	Diff u\$s/MWh	Diff MM u\$s
42.3	503	0	0
36.1	429	0	0
9.2	110	7.1	84.5
0.00	0.0	0.00	0.0
87.6	1 043	7.1	84.5

El beneficio entre el costo de las ofertas de importación aceptadas principalmente desde Brasil y el cubrimiento de esa misma energía con generación local a CMO fue del orden de 7 usd/MWh.