



INDICADORES PRINCIPALES MEM



INDICADORES PRINCIPALES MEM VALORES SEPTIEMBRE 2023

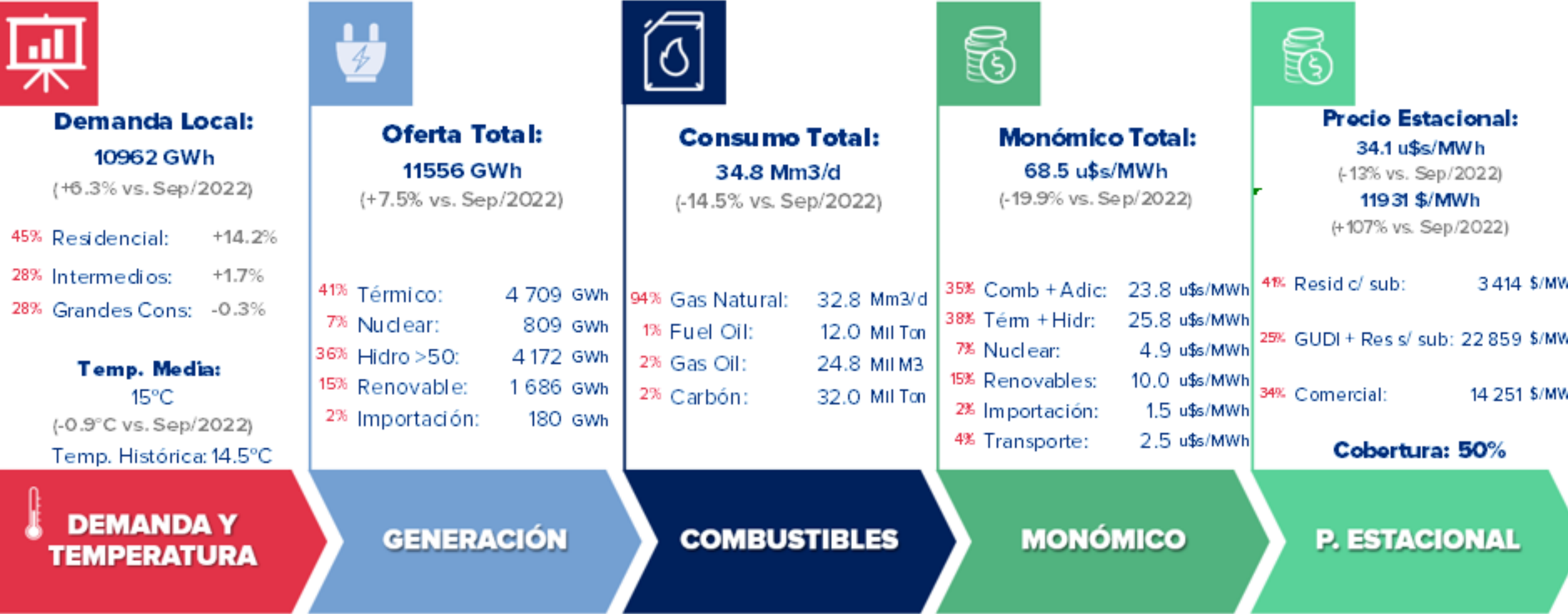
El informe contiene el resumen de variables relevantes del mes de Septiembre de 2023 comparado con el mismo mes del año 2022, sobre la base de datos físicos y económicos obtenidos de la información utilizada para el Documento de Transacciones Económicas (DTE) de dicho mes.

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.

Comportamiento de Variables Relevantes.

Septiembre 2023

Referencias:
(Variación respecto a Septiembre 2022)
% de participación Septiembre 2023





INDICADORES PRINCIPALES MEM

SEPT 2023

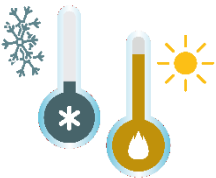
Tasa de Cambio / Barril de Petróleo



	sep-22	sep-23	Variación %
Tasa de Cambio [\$ar/usd] (*)	147.3	350.0	137.6%
Barril de petróleo [U\$s / barril WTI] (**)	84.3	89.4	6.1%
Barril de petróleo [U\$s / barril Brent] (**)	89.8	93.7	4.4%

(*) Tasa BCRA último día hábil de mes Septiembre
(**) Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Temperatura

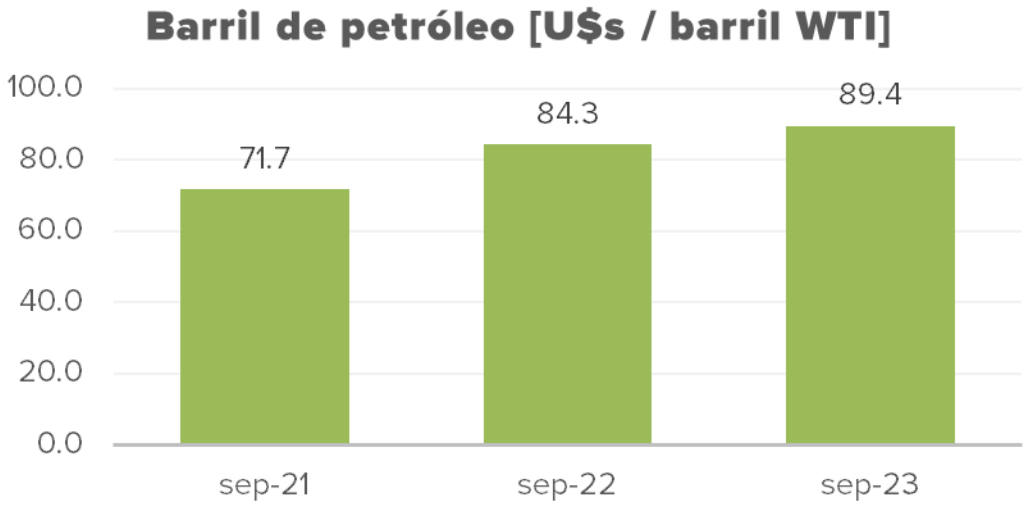


Temperatura [°C] (*)	sep-22	sep-23	Variación °C
Temp Media	15.8	15.0	-0.9
Temp MAX	20.1	21.9	1.8
Temp MIN	10.8	9.3	-1.5
(Histórica Sep. 14.5 °C)			

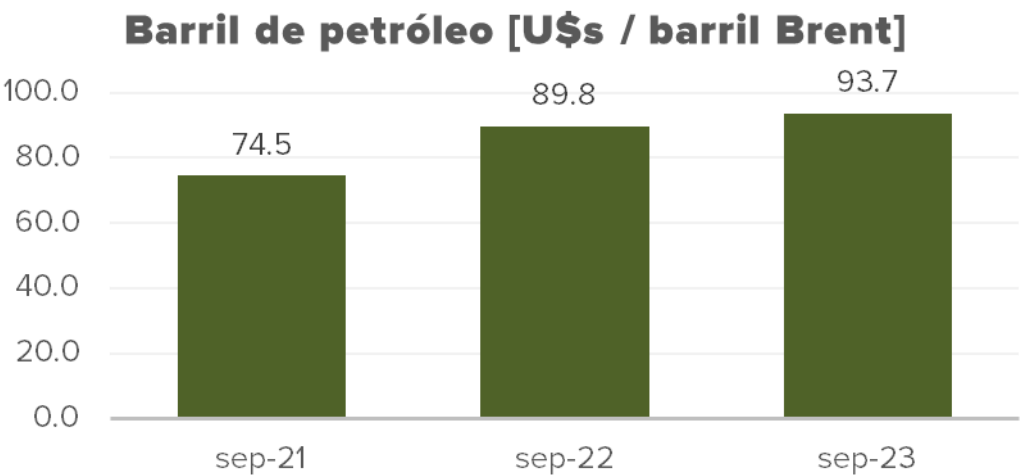
(*) Temperatura media región GBA – Fuente SMN

En relación a la temperatura de GBA, la temperatura media de Septiembre 2023 se ubicó en el orden de los 15°C, casi un grado menos comparado al mismo mes del año anterior, aunque temperaturas en general arriba de los valores esperados para el mes, tendencia vista en los últimos meses.

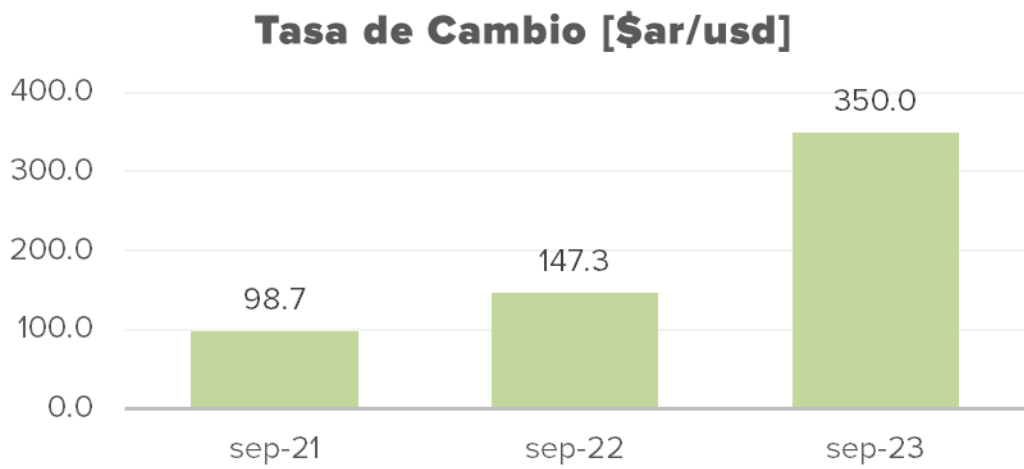
Tasa de Cambio / Barril de Petróleo - Septiembre 2023- 2022 - 2021



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



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



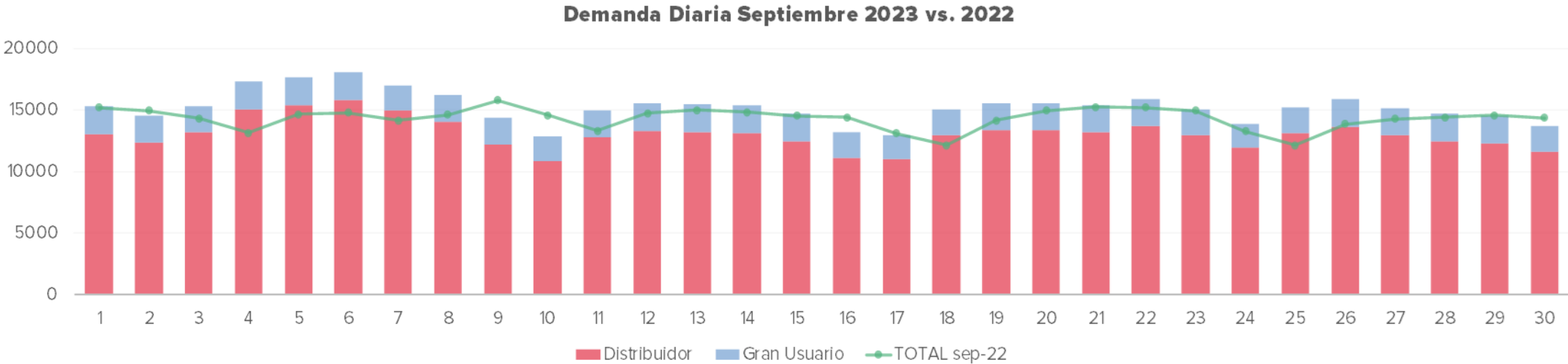
Fuente: Tasa BCRA último día hábil del mes



La demanda TOTAL PAÍS a niveles medios resultó con una variación positiva respecto al mismo período del año anterior en el orden de +6.3%.

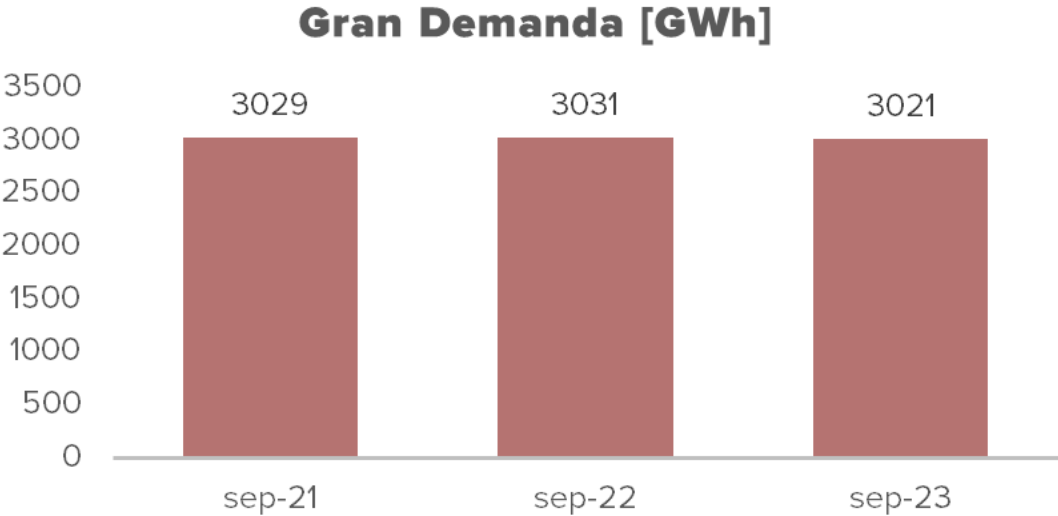
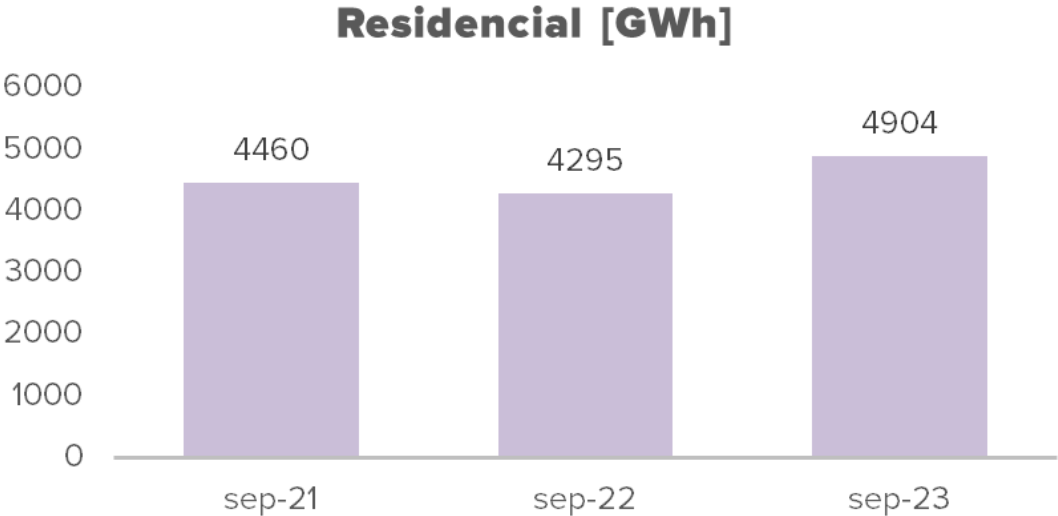
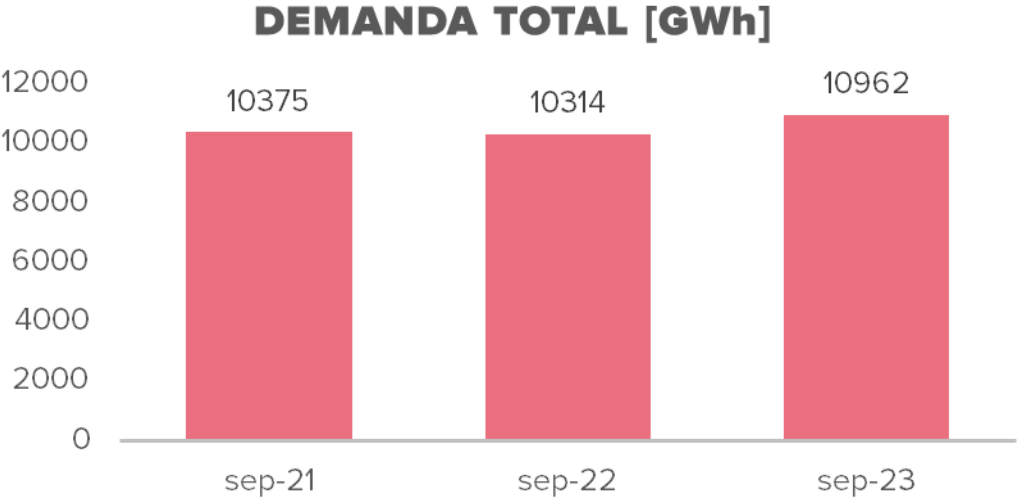
Si observamos la demanda por tipo de usuario, se destaca el incremento de los consumos residenciales, quienes presentaron una variación mensual del +14.2%, con incrementos del orden del +20% en la primera quincena de septiembre 2023, quincena “fría a templada” para el periodo.

DEMANDA [GWh]	sep-22	sep-23	Variación en GWh %	Variación año móvil % (acumulado últimos 12 meses)
Residencial	4295	4904	14.2%	5.8%
Consumos Intermedios [Comercio Chico/Grande - Industria Chica]	2988	3038	1.7%	1.7%
Grandes Consumos	3031	3021	-0.3%	0.6%
DEMANDA LOCAL	10314	10962	6.3%	3.3%
Exportación	0.1	11.1		
DEMANDA + EXP	10314	10973	6.4%	
Pot. Max. Bruta [MW]	20194	23085	14.3%	





Demanda Septiembre 2023 - 2022 - 2021





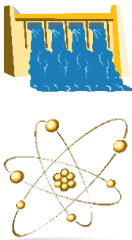
Oferta

DEMANDA [GWh]	sep-22	sep-23	Variación %
DEMANDA LOCAL	10314	10962	6.3%
EXPORTACIÓN	0	11	
BOMBEO	22	71	221.9%
PERDIDAS+CONSUMOS AUX.	409	511	24.9%
TOTAL DEMANDA en GWh	10746	11556	7.5%



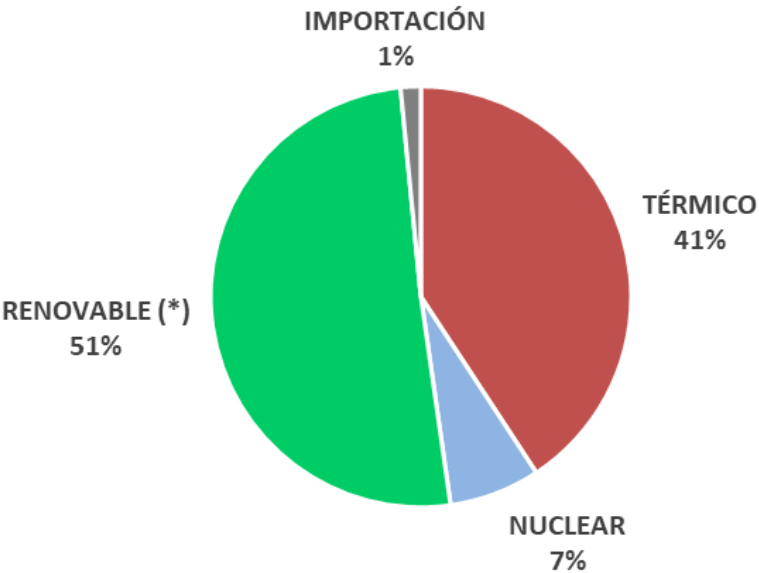
OFERTA [GWh]	sep-22	sep-23	Variación %
TER	5461	4709	-13.8%
NUC	700	809	15.5%
REN - HIDRO > 50 MW	2267	4172	84.0%
REN - Ley 26 190	1605	1686	5.1%
IMP	712	180	-74.8%
TOTAL OFERTA en GWh	10746	11556	7.5%

Part. % 2022	Part. % 2023
51%	41%
7%	7%
21%	36%
15%	15%
7%	2%
100%	100%



Siguiendo el comportamiento de la demanda, la OFERTA aumentó un +7.5% con respecto al mismo mes del año anterior. Con el aumento del caudal en las principales cuencas del país, la generación renovable HIDRÁULICA (HIDRO > 50 MW) fue quien aumento su despacho en comparación al mismo mes del año anterior, en parte explicando la baja del despacho TÉRMICO y la menor energía IMPORTADA.

Oferta



Participación % por fuente

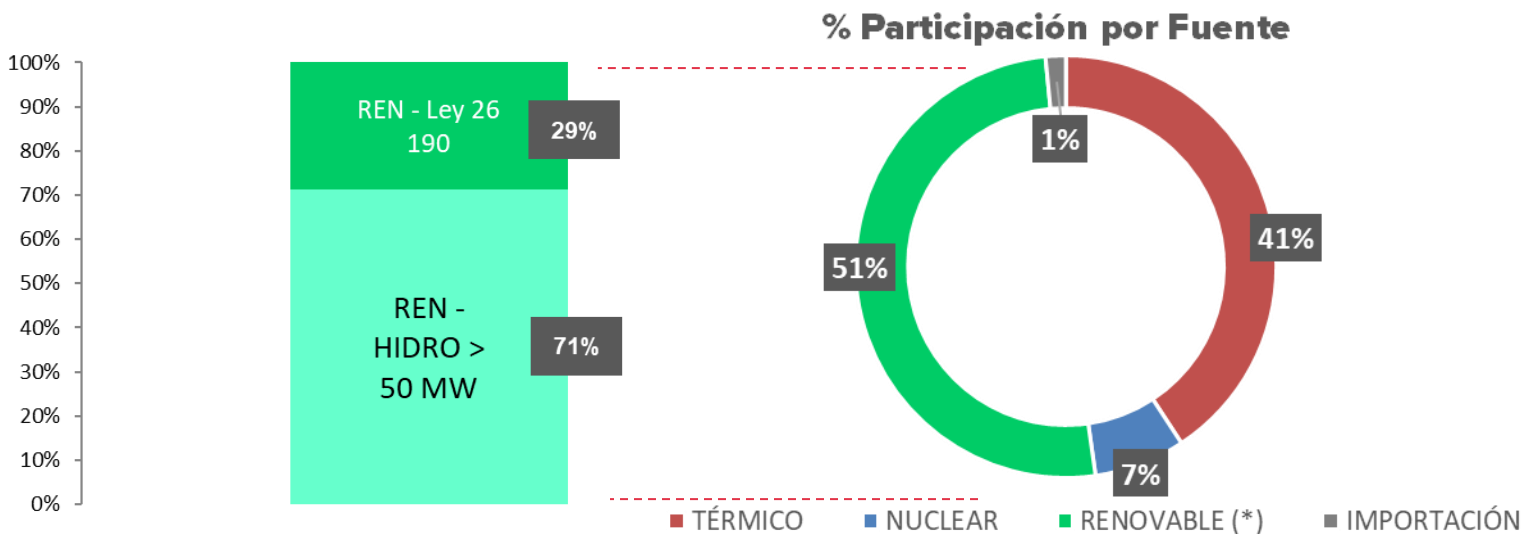
OFERTA [GWh]	sep-22	sep-23	Variación %
TÉRMINICO	5461	4709	-13.8%
NUCLEAR	700	809	15.5%
RENOVARBLE (*)	3872	5859	51.3%
IMPORTACIÓN	712	180	-74.8%
TOTAL OFERTA en GWh	10746	11556	7.5%

(*) RENOVARBLE [GWh]	sep-22	sep-23	Variación %
REN - HIDRO > 50 MW	2267	4172	84.0%
REN - Ley 26 190	1605	1686	5.1%

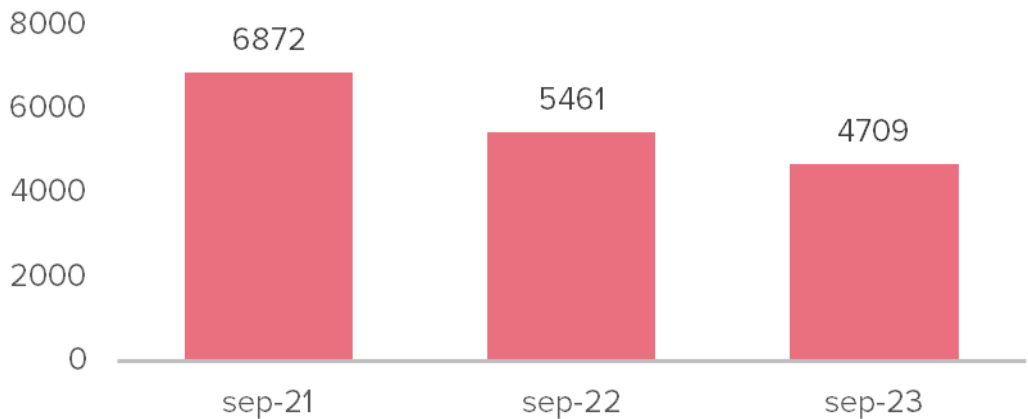
Desde el mes de Agosto se comenzó a clasificar a la tecnología HIDRO, centrales que se encuentran fuera de la definición de la Ley 26 190 por tener una potencia instalada mayor a 50MW, dentro de la fuente RENOVARBLE, clasificándolas como tecnología HIDRO > 50 MW.

Clasificar la tecnología HIDRO (desde este mes HIDRO > 50 MW) dentro de la fuente renovable hace que la misma tenga una participación del 51% en la matriz de generación, de los cuales el 14.5% lo explica la participación de las tecnologías renovables definidas por la Ley 26 190.

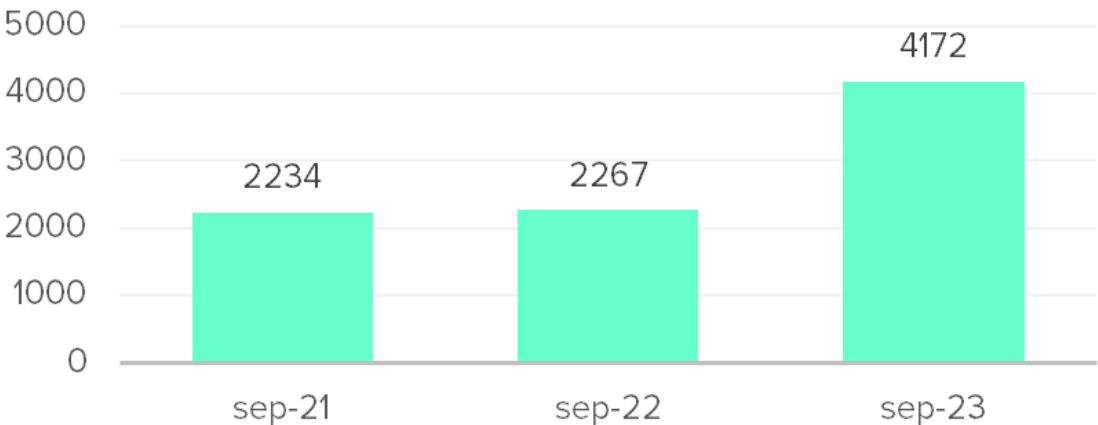
Demanda – Generación Térmica e Hidro - Septiembre 2023 - 2022 - 2021



GENERACIÓN TER [GWh]



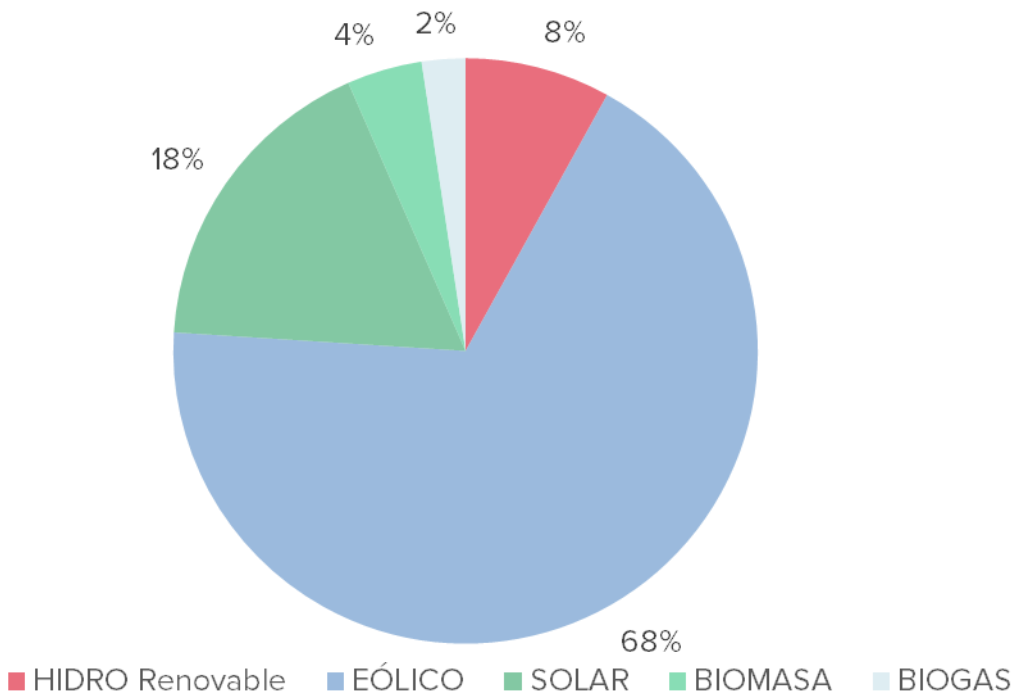
GENERACIÓN HIDRO > 50 MW [GWh]



Generación Renovable – Participación sobre la demanda – según Ley 26 190.

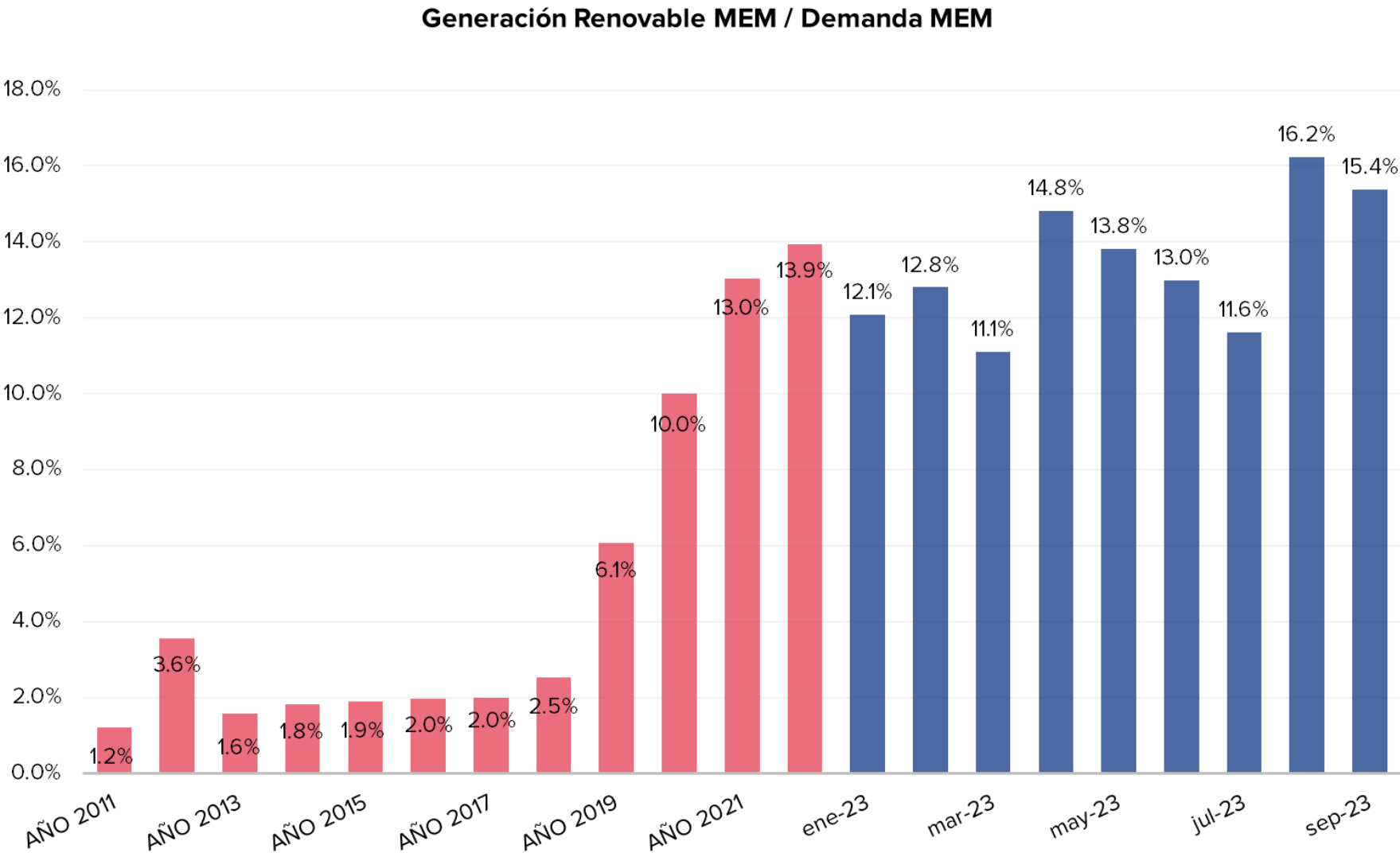
RENOVABLE [GWh]	sep-22	sep-23
HIDRO Renovable	111	136
EÓLICO	1128	1146
SOLAR	260	294
BIOMASA	71	70
BIOGAS	33	41
TOTAL RENOVBABLE	1605	1686
DEMANDA TOTAL	10314	10962
% Participación REN/DEM	15.6%	15.4%

Participación por tipo de Generación sobre el total
Renovable
SEPT 2023



Este mes la participación en el cubrimiento de la demanda de la generación renovable se ubicó alrededor algo arriba del 15%, ubicándose entre los valores más alto alcanzado en lo que va del año.

Generación Renovable – Participación sobre la demanda/fuente



Combustibles – Consumos y costos equivalentes

COMBUSTIBLES	sep-22	sep-23	Variación %
Gas Natural [Mm3/d]	34.5	32.8	-4.9%
Gas Natural Nacional [Mm3/d]	32.0	32.7	2.2%
Gas Natural Importado [Mm3/d]	2.4	0.03	-98.9%
Fuel Oil [mil Ton]	82	12	-85.5%
Gas Oil [mil m3]	69	25	-64.1%
Carbón Mineral [mil Ton]	31	32	1.7%
TOTAL GAS EQUI.	40.7	34.8	-14.5%
Gas Natural (u\$s/MMBtu)	6.2	5.4	-13.4%
Gas Natural Nacional (u\$s/MMBtu)	4.6	5.4	17.2%
Gas Natural Importado (u\$s/MMBtu)	27.1	16	-39.4%
Fuel Oil (Local u\$s/ton)	846	532	-37.2%
Gas Oil (sin ITC y tasa - u\$s/m3)	1,039	644	-38.0%
Carbón (u\$s/ton)	370	211	-42.9%
MM U\$S COMB Gas Natural	237	197	-17.7%
MM U\$S COMB ALT (FO+GO+CM)	153	29	-81%
MM U\$S COMB	389	226	-43%
MM \$ar COMB	57338	78982	37%
CEM [Kcal/KWh]	1876	1860	-0.9%

Con un despacho térmico menor, el consumo de combustibles termina siendo inferior si comparamos mes a mes.

Prácticamente sin consumos de combustibles alternativos, o consumos “forzados”, el principal combustible utilizado fue el gas natural; con un menor consumo de gas natural en el orden de -1.7 Mm3/d, la baja lo explica el gas importado, siendo este año prácticamente de origen local.

Aún con menos participación de los combustibles importados, los precios en este 2023 se ubican por debajo de los precios del mismo mes del año anterior.

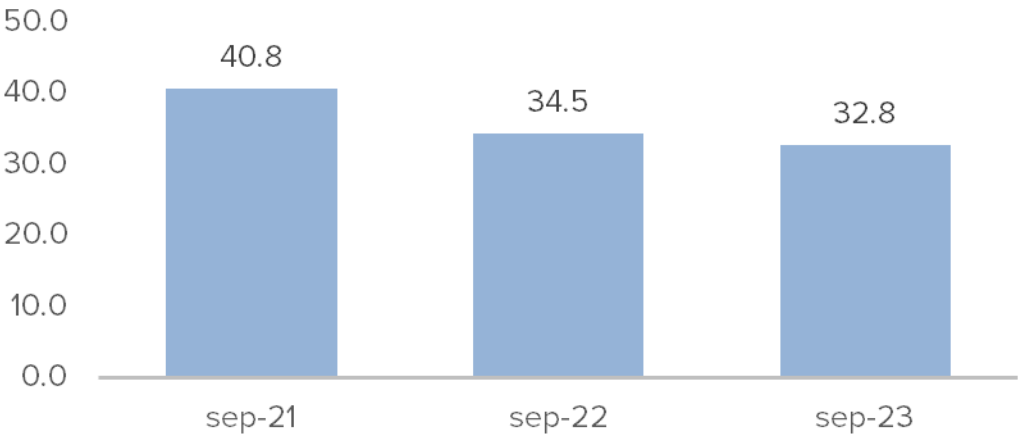
Con los consumos y precios vistos, los costos de combustibles terminan siendo menores en dólares (-15.0/-16.0 u\$s/MWh demanda, aproximadamente), aunque mayores en pesos de acuerdo a la tasa de cambio.

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

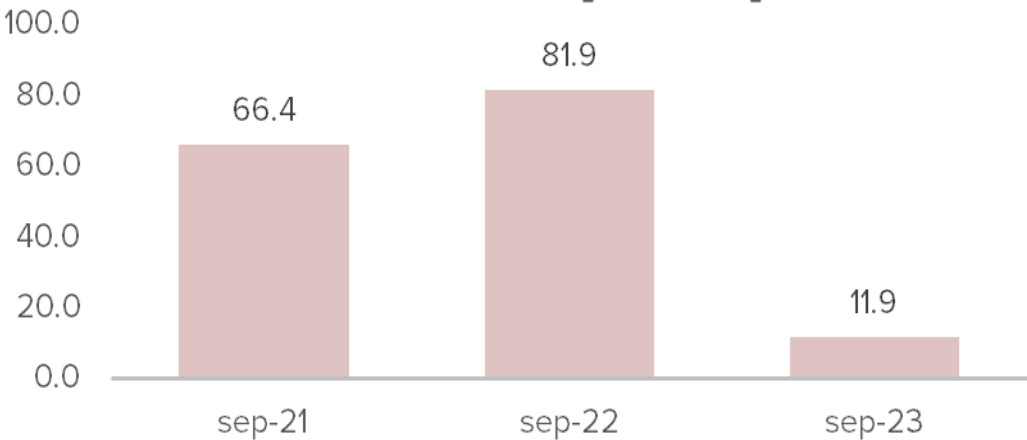
(**) Precio medio estimado de acuerdo al mix entre los precios por cuenca, precios obtenidos de la licitación, y precio real Bolivia-GNL en central.

Combustibles – Consumos Septiembre 2023- 2022 - 2021

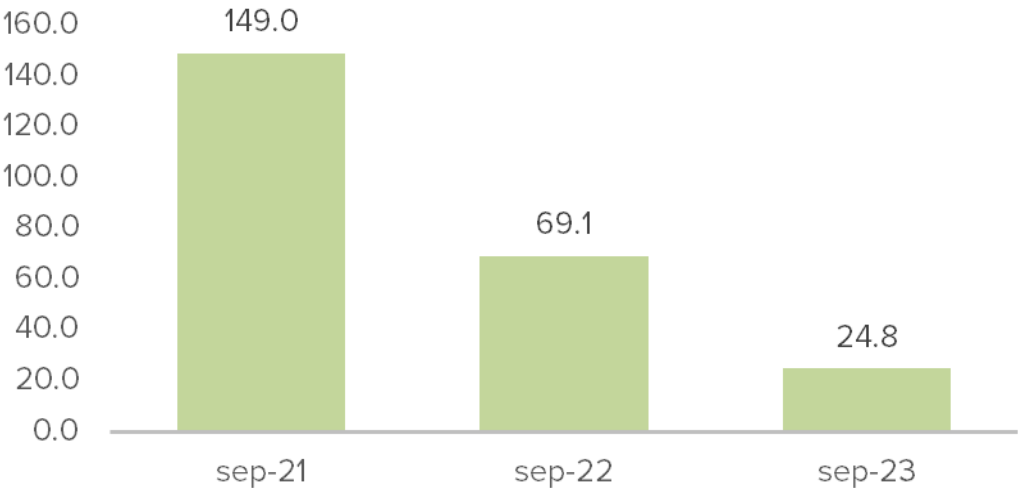
Consumo GN [Mm3/d]



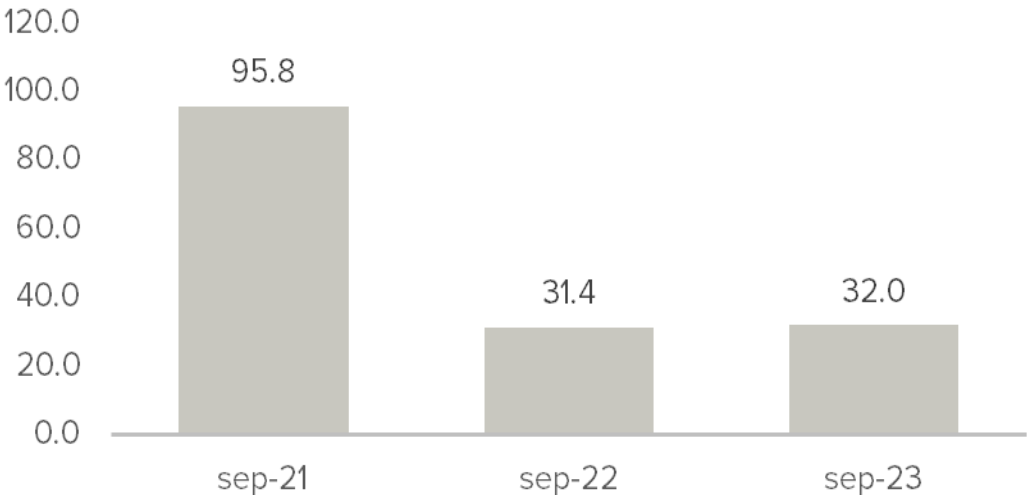
Consumo FO [Mil Ton]



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]	sep-22	sep-23	Variación %
GAS NATURAL	4751	4502	-5.2%
GAS OIL	311	93	-70.0%
FUEL OIL	336	49	-85.5%
CARBON MINERAL	63	64	2.7%
TOTAL TÉRMICO en GWh	5461	4709	-13.8%

CONSUMO ESPECÍFICO TERMICO	1876	1860	-0.9%
CONSUMO ESPECIFICO OFERTA	954	758	-20.5%

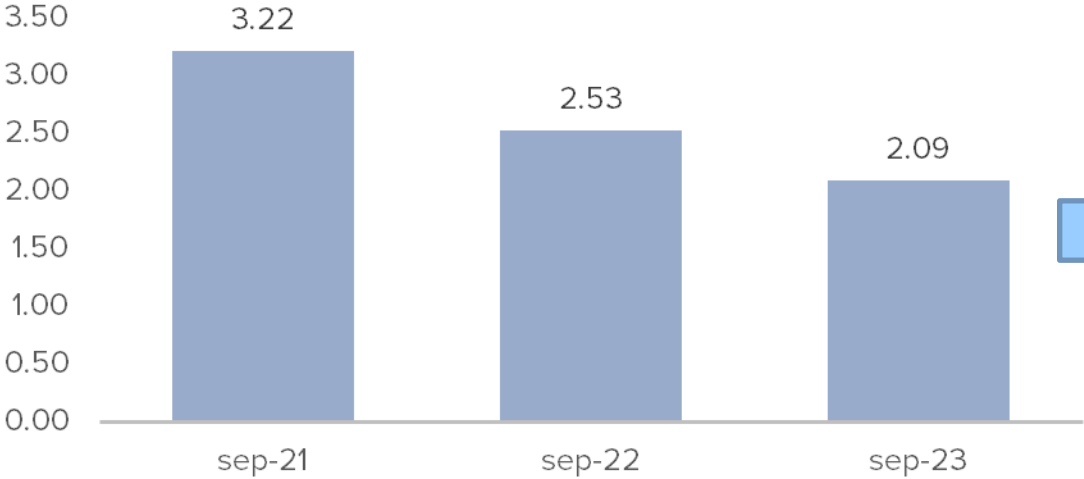
EMISIONES [Millones Ton CO2]	sep-22	sep-23	Variación Uni.
GAS NATURAL	2.0	1.9	-0.10
GAS OIL	0.2	0.1	-0.12
FUEL OIL	0.3	0.0	-0.22
CARBON MINERAL	0.1	0.1	0.00
EMISIONES TOTALES	2.53	2.09	-0.44

EMISIONES UNITARIA [Ton CO2/MWh]	sep-22	sep-23	Variación Uni.
GAS NATURAL	0.42	0.43	0.00
GAS OIL	0.60	0.72	0.12
FUEL OIL	0.77	0.77	0.00
CARBON MINERAL	1.17	1.16	-0.01
TOTAL TÉRMICO	0.46	0.44	-0.02

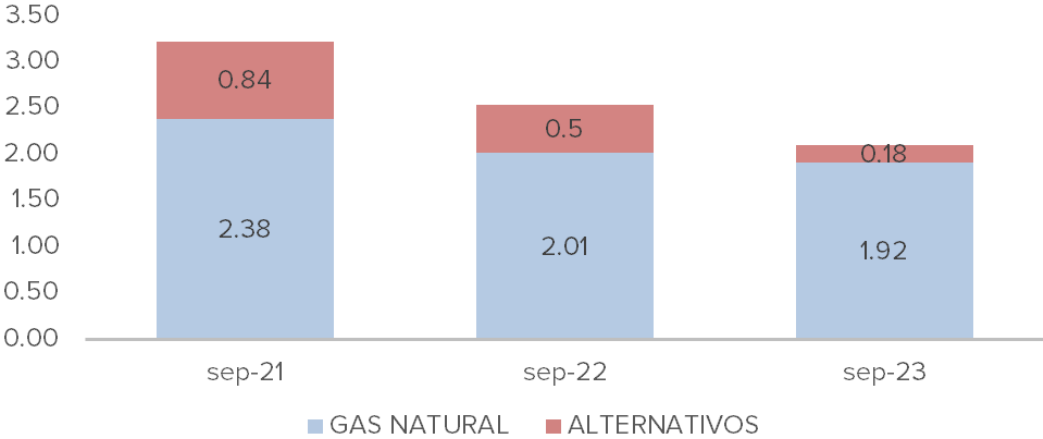
EMISIONES UNITARIO OFERTA TOTAL	0.24	0.18	-0.05
---------------------------------	------	------	-------

Emisiones

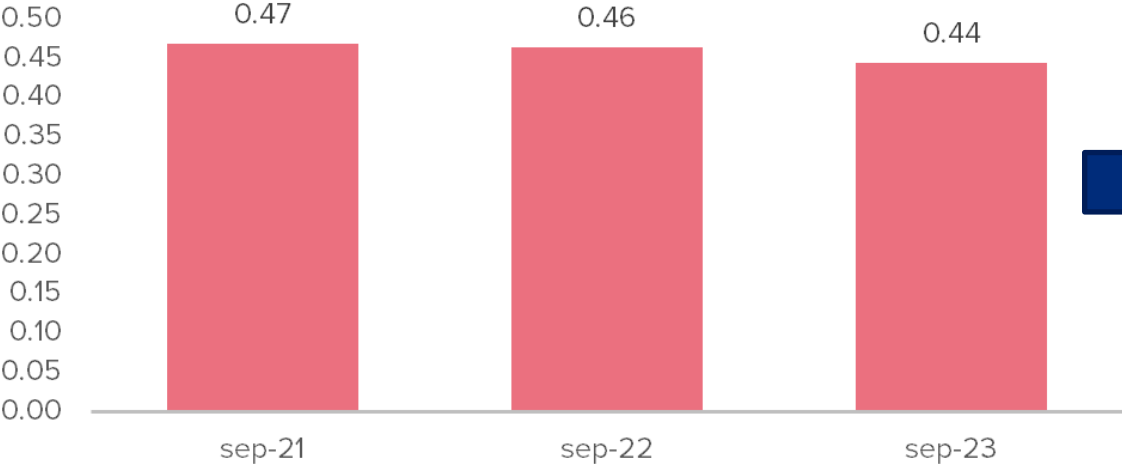
EMISIONES [MM ton CO2]



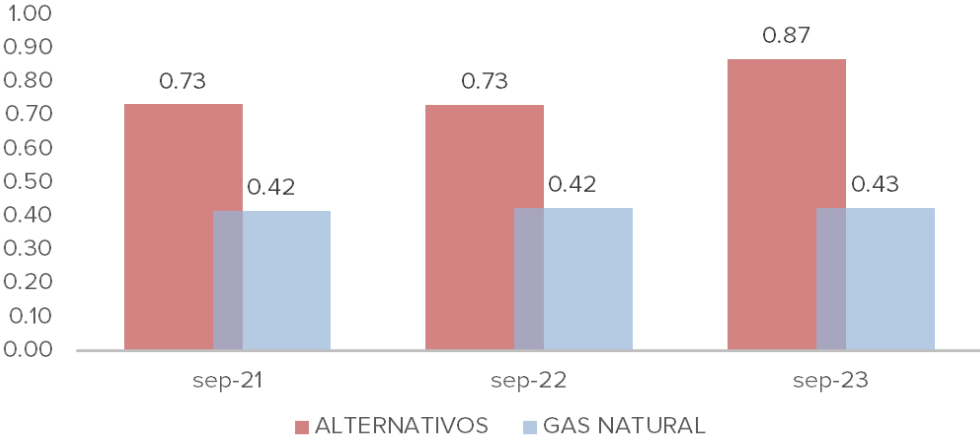
EMISIONES por tipo COMB [MM ton CO2]



EMISIONES UNITARIO X GEN TER [ton CO2/MWh]



EMISIONES UNITARIO por tipo COMB [ton CO2/MWh]



Detalle INTERCAMBIOS 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 350 \$ar/u\$s
Brasil (acuerdo térmico/hidro)	94.8	131.6	8163.3	86.1	30152
Uruguay (Contingente)	64.9	90.1	5189.2	80.0	28000
Paraguay	10.0	13.8	1195.1	120.0	42000
Bolivia	5.4	7.5	445.0	82.2	28764
Chile (contrato)	4.8	6.6	91.6	19.1	6697
TOTAL IMPOR	179.8	249.7	15084.2	83.9	29366

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 350.0 \$ar/u\$s
Brasil	10.8	15.0		Devolución	
Uruguay (contingente)	0.2	0.2	17.1	100.0	35000
Bolivia	0.1	0.2	11.1	85.1	29769
TOTAL EXPOR	11.07	15.4	28.2	2.54	891

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

Con una menor participación de la importación de energía respecto a los últimos meses, en Septiembre 2023 se importaron 180 GWh, mayoritariamente desde Brasil y Uruguay, de acuerdo a las ofertas aceptadas de origen térmico / excedentes hidráulicos / renovables, frente al costo marginal operado, representando aprox. el 1.6 % de la demanda total.

Detalle INTERCAMBIOS de Energía

Si comparamos los intercambios de este año en comparación con el mismo mes del año anterior, la importación en este año fue menor al año anterior; en Setiembre 2023 se importaron 180 GWh principalmente desde Brasil y Uruguay, frente a los 712 GWh importados en Septiembre 2022.



	sep-22	sep-23	Variación %
Imp Brasil	638.4	94.8	-75%
Imp Uruguay	68.1	64.9	
Imp Paraguay	3.9	10.0	
Imp Chile	0.0	4.8	
Imp Bolivia	1.7	5.4	
TOTAL IMPOR [GWh]	712.1	179.8	
Exp Brasil	0.0	10.8	15548%
Exp Uruguay	0.0	0.2	
Exp Paraguay	0.0	0.0	
Exp Chile	0.0	0.0	
TOTAL EXPOR [GWh]	0.1	0.13	

Monómico Medio Precio MEM (*)



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

MONÓMICOS (*)[\$/MWh]	sep-22	sep-23	Variación %
MONÓMICO TOTAL [\$ar/MWh]	12600	23975	90%
MONÓMICO TOTAL (LOCAL/SPOT) [u\$s/MWh]	85.5	68.5	-19.9%
Costo Marginal Medio - [\$ar/MWh]	23930	24521	2%
Costo Marginal Medio - [u\$s/MWh]	172.5	72.0	-58%



Los costos (monómico) para el mes de Septiembre 2023 se ubicarón en el orden de 68.5 u\$s/MWh, bastante por debajo si comparamos respecto a Septiembre 2022 (principalmente asociado a los menores costos por un menor uso de combustibles alternativos y una menor importación).

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, ni tampoco está definido por las maquinas TER utilizadas en la exportación).

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

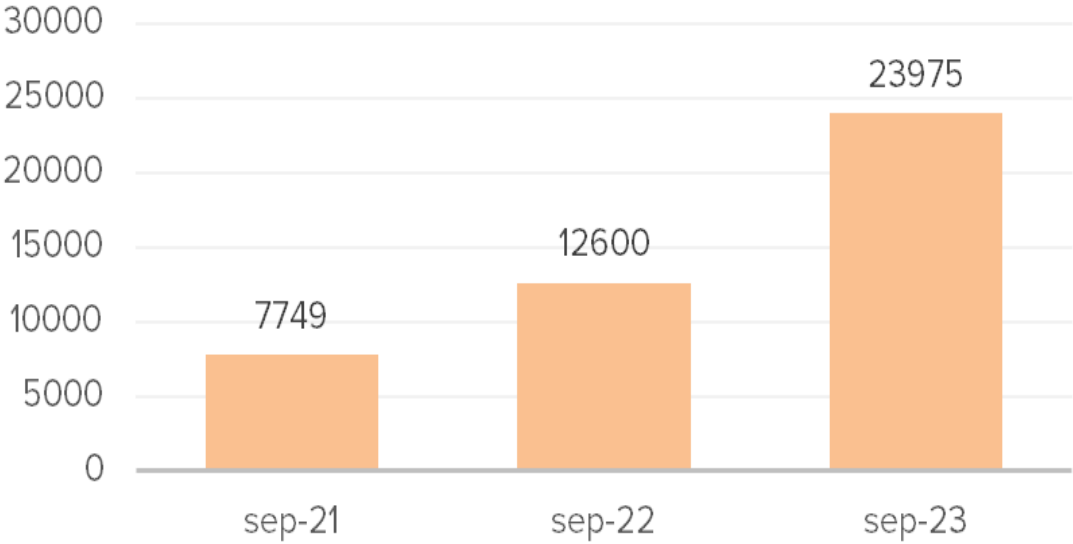
(*) Septiembre 2023 *Análisis de los Precios simplificado* por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos.

Monómico [u\$s/MWh]	sep-22	sep-23	Dif.
Combustibles + adic	38.6	23.8	-14.8
Res 750 TER	7.6	9.2	1.6
Res 750 HID	3.7	4.8	1.1
NUC	3.4	4.9	1.6
Contratos MEM	12.3	11.8	-0.5
Renovables	10.0	10.0	0.0
Importación de energía	7.9	1.5	-6.4
Transporte	2.0	2.5	0.5
COSTO TOTAL – [u\$s/MWh]	85.5	68.5	-17.0

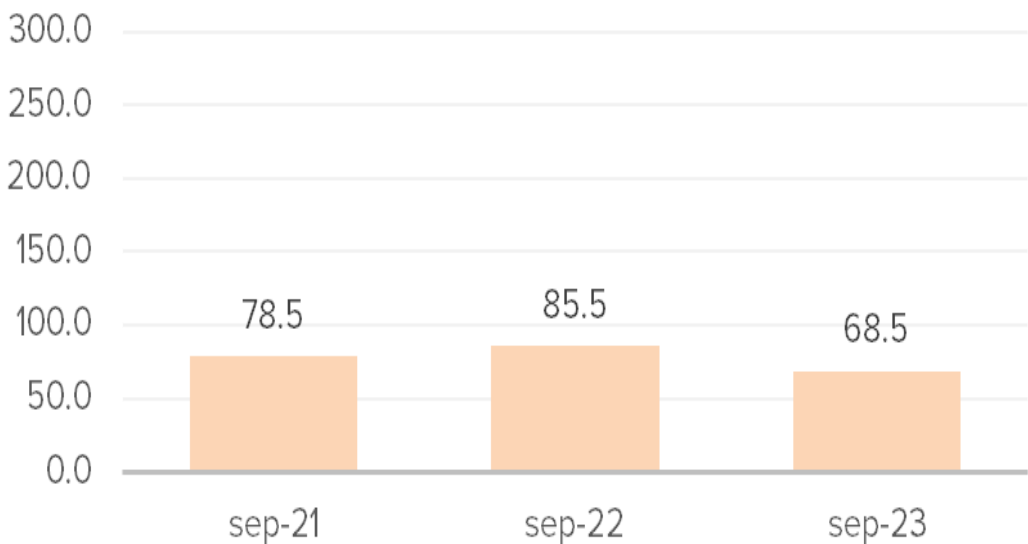
Comparado con los costos, si bien la mayoría de los costos terminan siendo similares, la baja del precio monómico en este Septiembre 2023 respecto a Septiembre 2022 está principalmente asociada, por un lado, a la menor generación térmica y el menor consumo de combustible asociado, dando como resultado una baja en los consumos de combustibles alternativos y sus costos, y por otro lado, a la menor importación de energía eléctrica.

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

Monómico MEM [\$/MWh]



Monómico MEM [u\$s/MWh]



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

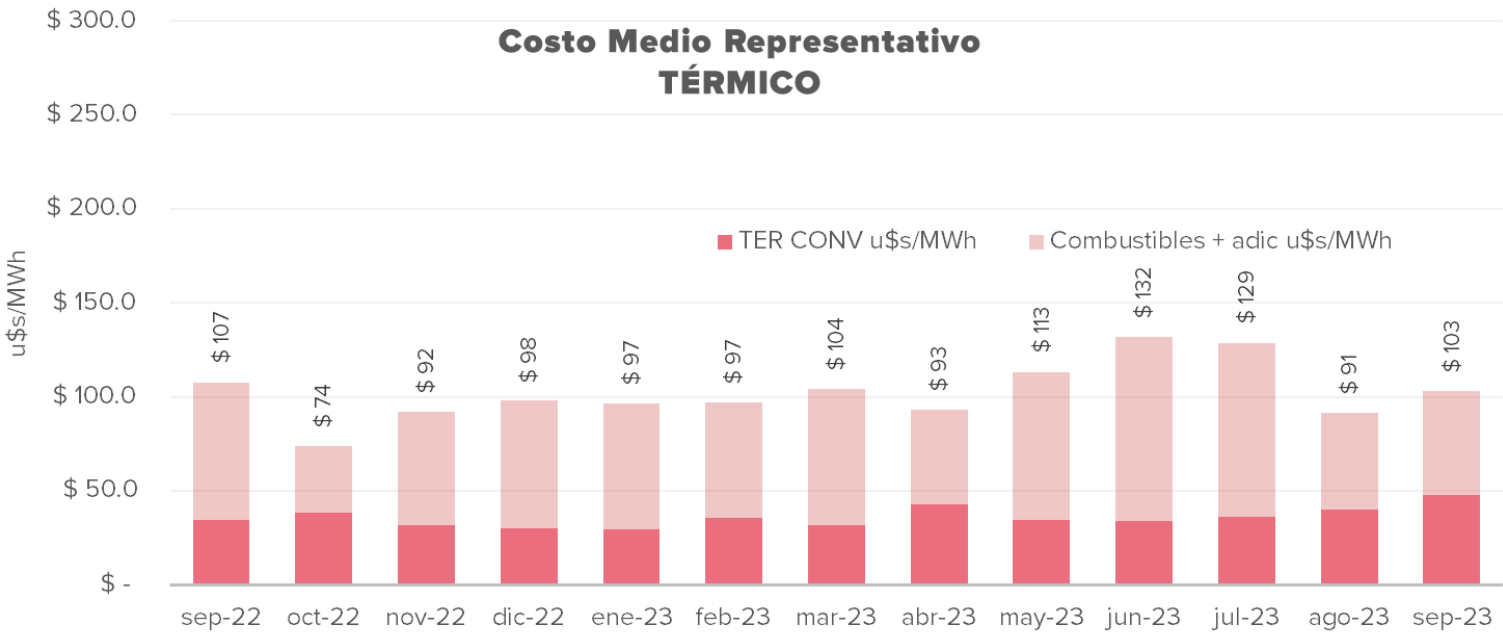


Costo Unitario representativo por fuente de energía (*)

(*) **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*

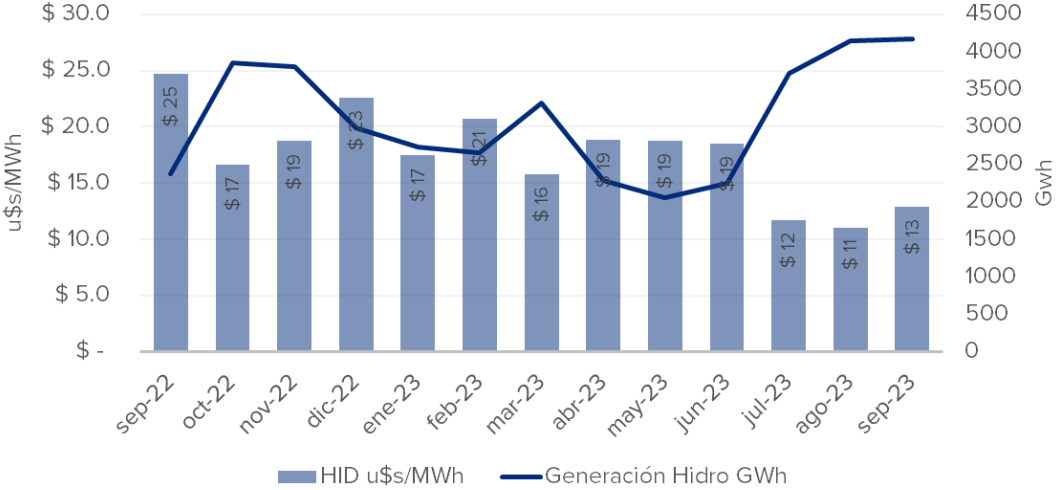
(**) Contiene la nueva remuneración a la generación nuclear definido por la Res. 37/2023 desde octubre 2022.

Costo Unitario representativo por fuente u\$s/MWh (*)	sep-22	sep-23	Dif. \$/MWh
TÉRMINICO	107.4	102.9	-4.5
TER-Combustible+adic	72.9	55.4	-17.5
TER-Térmico convencional	34.5	47.5	13.0
HIDRO > 50MW	24.7	12.9	-11.8
NUCLEAR (**)	62.7	69.4	6.7
RENOVABLES Ley 26190	75.6	72.1	-3.5
IMPORTACIÓN	110.1	83.5	-26.5
COSTO MEDIO – u\$s/MWh	81.9	63.3	-18.7

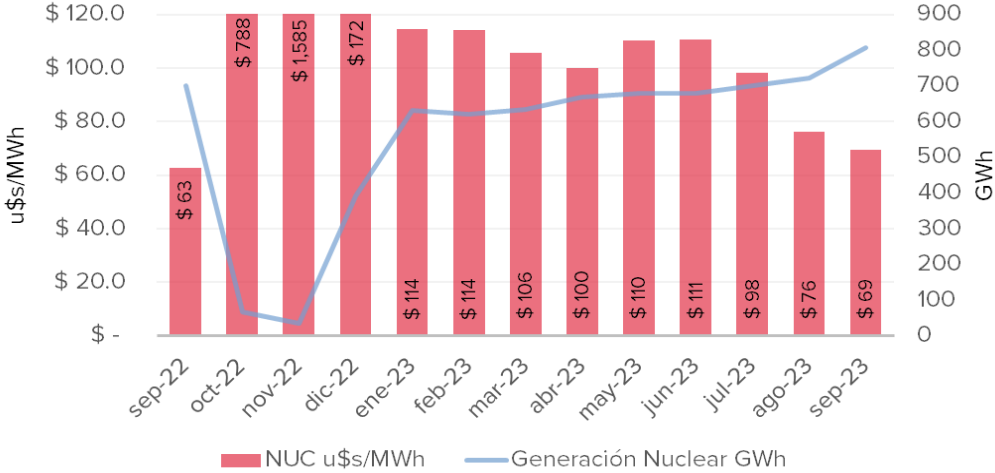


Costo Medio representativo por fuente de energía 2022 a 2023

Costo Medio Representativo
RENOVABLE HIDRO > 50 MW

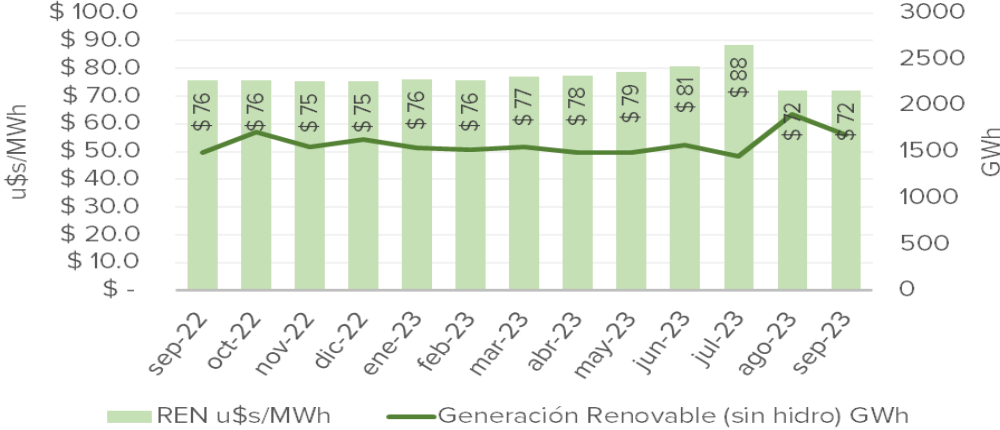


Costo Medio Representativo
NUCLEAR

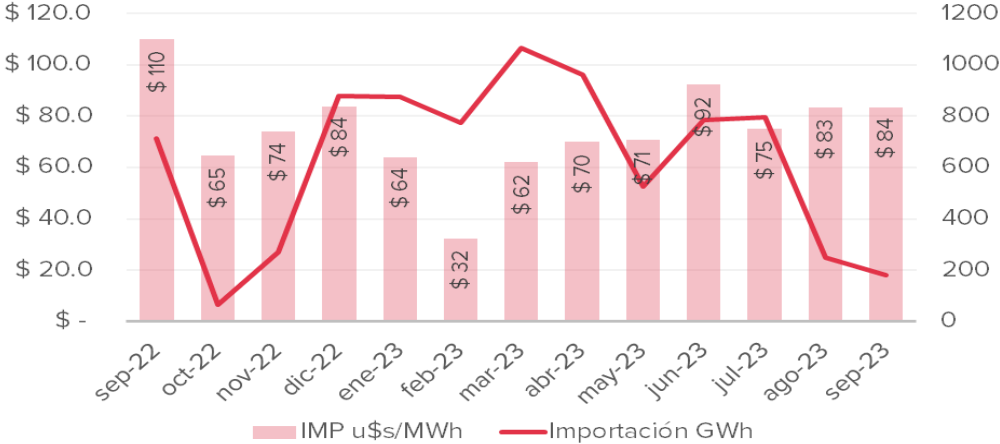


(*) El eje correspondiente al costo medio tiene un máximo de 120 u\$/MWh para limitar aquellos meses en donde la generación es muy baja (oct/nov 2022), dando como resultado un valor unitario "alto" (ver gráfico), valor no representativo.

Costo Medio Representativo
RENOVABLE LEY 26190



Costo Medio Representativo
IMPORTACIÓN



Precio Monómico Estacional



(*) Septiembre 2023: Precio de la energía + potencia + transporte relacionado a la compra demanda estacional/ Precios medios

Precio Monómico Medio [\$/MWh] (*)	sep-22	sep-23	Variación en GWh %
Precio Monómico Estacional (energía+potencia)	5751	11931	107%
Precio Monómico Estacional [u\$s/MWh]	39.0	34.1	-13%
% Cobertura	46%	50%	

Desde el mes de Agosto 2023 entró en vigencia la Res. 612/2023, modificando los precios de compra de la demanda estacional, como así también el precio de la potencia para los grandes usuarios (GUDIs), el cual se iguala al resto de los segmentos de demanda.

El precio de compra de los Distribuidores (aprox. 22 570 \$/MWh para los GUDIs que no son S/E, 15 580 \$/MWh para GUDIS S/E, 8 710 \$/MWh para la demanda general NO RESIDENCIAL HASTA 10 KW Y MENOR O IGUAL A 800 KWh, 15 530 \$/MWh para el resto de las tarifas NO RESIDENCIAL MENOR A 300 KW, 3 000 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N2/"Clubes de Barrio", 22 600 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N1, 3 760 \$/MWh para la demanda RESIDENCIAL N3 base, y 80 000 \$/MW mes por potencia) en Septiembre 2023 cerró en un valor medio de 11 931 \$/MWh.

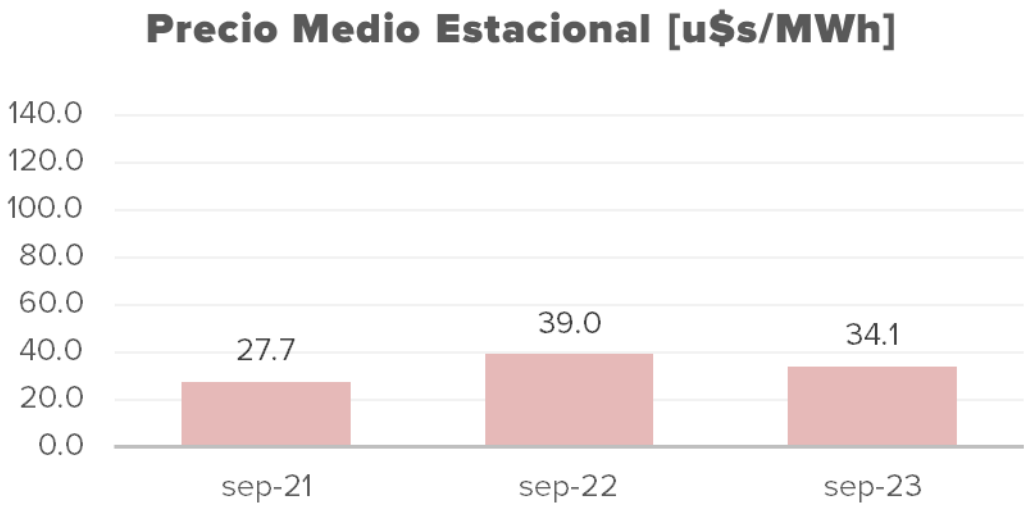
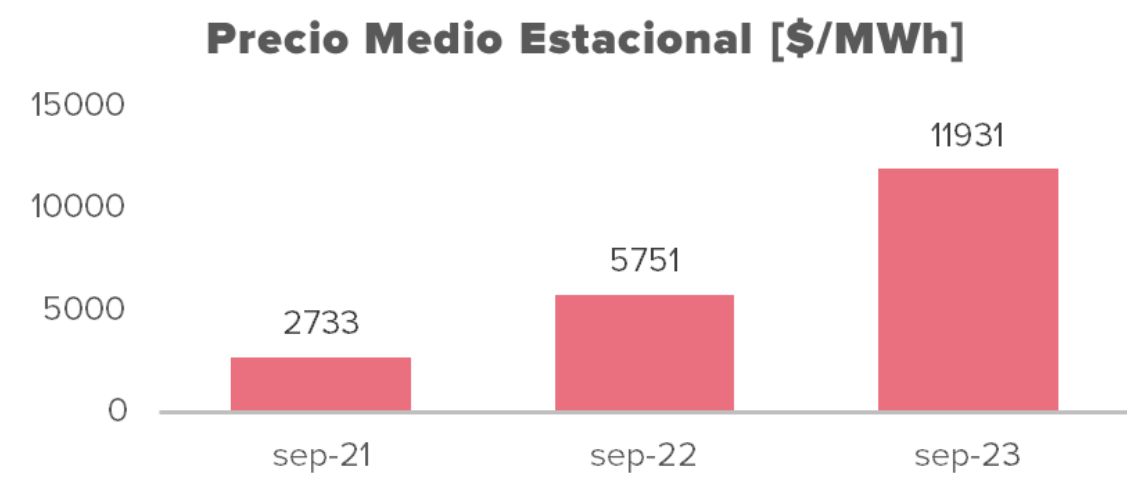
Precio Medio Estacional MEM – Detalle Septiembre 2023 - Cobertura

% Representativo (Demanda)	Sep-2023	[\$/MWh]	[u\$s/MWh]	Cobertura (% Respecto al Monómico)
100%	Precio Monómico Estacional Total	11931	34.1	50%
41%	Residencial con Subsidio	3414	9.8	14%
25%	GUDI + Residencial Sin Subsidio	22859	65.3	95%
34%	Comercial	14251	40.7	59%

De acuerdo a las definiciones de los precios para la demanda estacional recién vistos, el precio monómico estacional medio estacional, 11 931 \$/MWh, estaría cubriendo el 50% del monómico del sistema (cobertura).

Ahora bien, si dividimos el monómico estacional medio de acuerdo a la definición del tipo de demanda y sus precios de acuerdo a la resolución vigente, los usuarios residenciales con subsidio estarían cubriendo el 14% de los costos, mientras que los usuarios sin subsidio, su precio estacional alcanzaría este mes el 95% de los costos del sistema.

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



(*) Septiembre 2023 Precio de la energía + potencia + transporte relacionado a la compra demanda estacional / Precios medios



Precio Monómico => Ingresos Medios y Cobertura (*)



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

Precio Monómico Medio Ingresos MEM \$/MWh	Demanda	Precio Medio \$/MWh	Precio Medio u\$s/MWh	% Cobertura
Demanda Estacional	8991	11931	34.1	50%
GUMEM (a precio SPOT)	1237	23975	68.5	100%
GUMEM (mercado a término o contrato entre privados)	734	19284	55.1	100%
Exportación	11.1	891	2.5(**)	4%
DEMANDA TOTAL	10973	13770	39.3	59%

(**) Precio medio de la exportación que incluye la energía exportada a Brasil “modo devolución”, cuyo precio es cero, y de ahí que el precio medio termina siendo bajo

De acuerdo a las definiciones de los precios para la demanda estacional recién visto, el precio monómico medio se ubicó alrededor de los 11 931 \$/MWh.

Para los Grandes Usuarios del MEM que compren su energía al mercado SPOT, dicha energía estarían comprando al precio monómico SPOT, o sea 23 975 \$/MWh o 68.5 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 19 284 \$/MWh.

Finalmente, de acuerdo a las demandas y precios, el precio medio para los ingresos se ubicaría alrededor de 13 770 \$/MWh, o 39.3 u\$s/MWh.

COBERTURA: Considerando que el mercado entre privados la cobertura es del 100% (arreglo entre partes), entre los usuarios que compren su demanda al mercado SPOT los ingresos estarían cubriendo alrededor del 59 % del costo total.

**INDICADORES
PRINCIPALES
MEM**



INFO COMPLEMENTARIA MONÓMICO Y DÓLAR

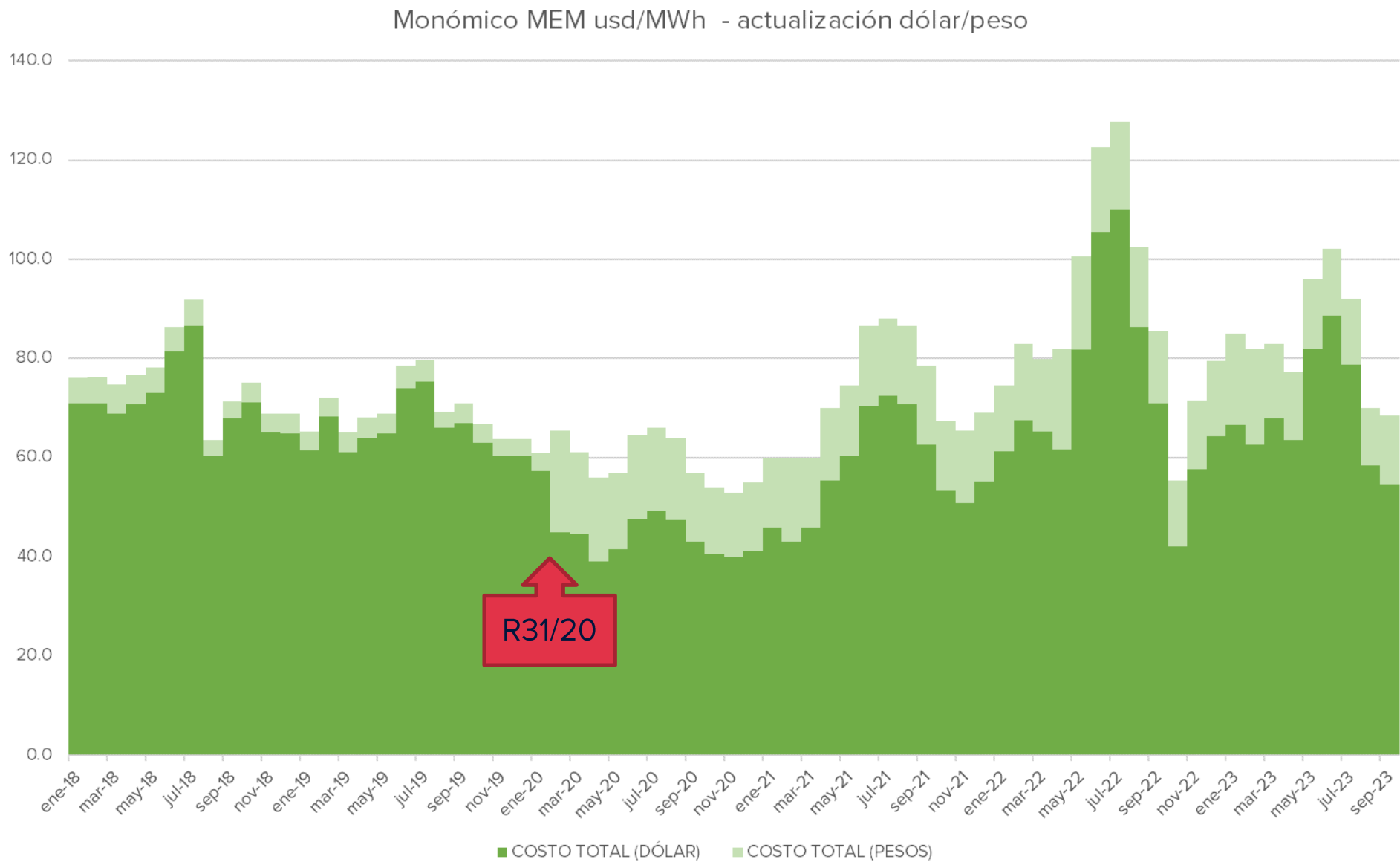
Monómico Medio por ítems de costos (*) COSTOS Y ACTUALIZACION DÓLAR/PESOS

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

Monómico u\$s/MWh	sep-23	% Dólar
Combustibles + adic	23.8	98%
Res 750 TER	9.2	34%
Res 750 HID	4.8	0%
NUC	4.9	100%
Contratos MEM	11.8	100%
Renovables	10.0	100%
Importación de energía	1.5	100%
Transporte	2.5	0%
COSTO (sin expor.) – u\$s/MWh	68.5	80%

En el mes de Septiembre, los valores del monómico que se actualizaron con el dólar representan el 80% del monómico total aproximadamente.

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



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

