

# REPORTE DE TARIFAS y SUBSIDIOS #10

OBSERVATORIO DE TARIFAS Y SUBSIDIOS IIEP (UBA-CONICET) | ENERO 2024

## EN POCAS LÍNEAS

### AUDIENCIAS DEL GAS

En la [Audiencia Pública N° 104](#), se propuso la actualización del precio del gas y las tarifas de transporte y distribución para todo el país.

Entre enero y febrero de 2024, una factura promedio de Metrogas para la categoría R1, en el AMBA, podría tener incrementos del 386%, 595% y 553% para los usuarios N1, N2 y N3 respectivamente.

### TARIFAS DE TRANSPORTE

En enero, el [boleto mínimo de colectivo](#) en el AMBA es de \$76,9 mientras que en las provincias es, en promedio, de \$216,6. A partir de febrero, el boleto en el AMBA podría aumentar 251% hasta un valor de \$270.

El boleto mínimo de tren en el AMBA es de \$37,4 y \$48,4 según la línea. Estos valores podrían aumentar en el mes de febrero un 169% y 248% hasta alcanzar \$130 por pasaje en función del resultado de la Audiencia Pública.

## -15,4% ▼ SUBSIDIOS

Acumulado a diciembre, incluida la modificación presupuestaria de fin de mes, los [subsidios reales cayeron 15,4% a.a.](#) explicados por una reducción real en transporte del 6,4% a.a, en energía del 17,6% a.a. y en agua del 45,3% a.a.

## 6,5% ▲ TRANSPORTE SIN AA

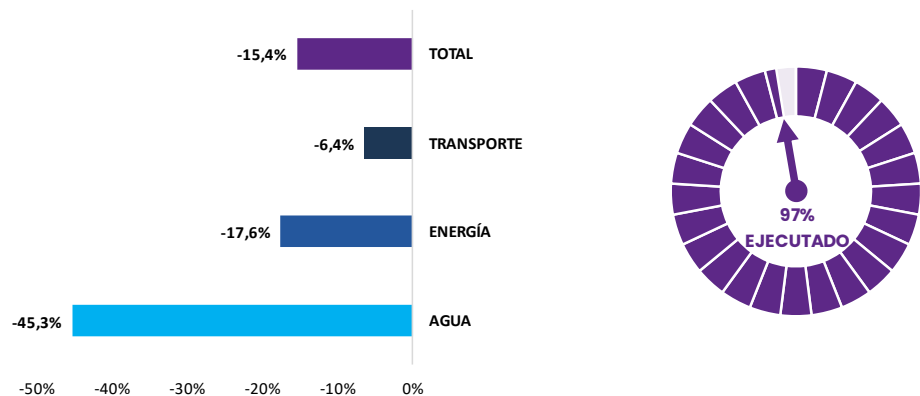
Los subsidios al [transporte \(sin Aerolíneas Argentinas\)](#) crecieron 145% a.a. nominal y 6,5% a.a. en términos reales en 2023 respecto del año anterior.

## SUBSIDIOS: PRINCIPALES RUBROS

Los principales subsidios económicos<sup>1</sup> a los sectores Agua, Energía y Transporte tuvieron en diciembre un crecimiento acumulado anual del 94,5% a.a. al año 2022 y por lo tanto su variación real muestra una reducción del 15,4% a.a. en el período.

Se acumula una ejecución presupuestaria del 97% respecto del crédito vigente, incluida la modificación presupuestaria de finales del año (Decisión Administrativa 1/2023), para los rubros seleccionados.

GRÁFICO N° 1: Variación % real anual acumulada anual y % ejecutado | diciembre 2023



	Acumulado a diciembre 2023	Acumulado a diciembre 2022	Var. % a.a nominal	Var. % a.a real
<b>AGUA</b>	<b>20.315</b>	<b>18.957</b>	<b>7,2%</b>	<b>-45,3%</b>
AYSA	20.315	18.957	7,2%	-45,3%
<b>ENERGÍA</b>	<b>3.101.557</b>	<b>1.635.621</b>	<b>89,6%</b>	<b>-17,6%</b>
CAMMESA	1.758.176	1.154.383	52,3%	-36,2%
ENARSA	1.128.808	383.577	194,3%	35,1%
FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES	74.859	41.938	78,5%	-23,8%
PLAN GAS.AR	139.714	42.454	229,1%	51,7%
PLAN GAS I, II y III	0	15	*	*
PLAN GAS NO CONVENCIONAL - R/46	0	13.255	*	*
<b>TRANSPORTE</b>	<b>998.137</b>	<b>463.210</b>	<b>115,5%</b>	<b>-6,4%</b>
AEROLÍNEAS ARGENTINAS	40.500	72.908	-44,5%	-74,6%
FONDO FID. DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE	479.216	175.720	172,7%	18,5%
ADM. DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS S.E. (ADIF S.E.)	116.384	30.076	287,0%	54,3%
DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO FERROVIARIO S.A.	18.877	7.330	157,5%	6,4%
FERROCARRILLES ARGENTINOS S.E	979	264	271,1%	77,5%
OPERADOR FERROVIARIO S.E.	342.180	176.913	93,4%	-13,5%
<b>TOTAL</b>	<b>4.120.009</b>	<b>2.117.789</b>	<b>94,5%</b>	<b>-15,4%</b>

+145% a.a. nominal y +6,5% a.a. real

Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

<sup>1</sup> Transferencias para gastos corrientes.

## REPORTE DE TARIFAS y SUBSIDIOS #10

Observatorio de tarifas y subsidios IIEP (UBA-CONICET) | ENERO 2023

Los subsidios a la Energía, que representan el 75% de los subsidios totales, crecen nominalmente 89,6% a.a. mientras se reducen 17,6% a.a. real. En términos absolutos, es el rubro con mayor incremento nominal (\$1.465.935 millones) lo cual explica el 73% del aumento en las transferencias acumuladas en el año.

La Decisión Administrativa 1/23, del 26 de diciembre de 2023, introdujo modificaciones presupuestarias. Entre ellas, la más relevante es para CAMMESA debido a que incrementa su crédito vigente en \$127.720 millones sobre un total de \$355.777 millones.

Las transferencias devengadas de Energía Argentina S.A. (ENARSA) acumuladas en los 12 meses de 2023 aumentaron 194,3% a.a. nominal (+35,1% a.a. real), explicado fundamentalmente por la compra de barcos de GNL. A su vez, las transferencias más importantes son a CAMMESA que suman \$ 1.758.176 millones y aumentan 52,3% nominales a.a (disminuyen 36,2% a.a. en términos reales).

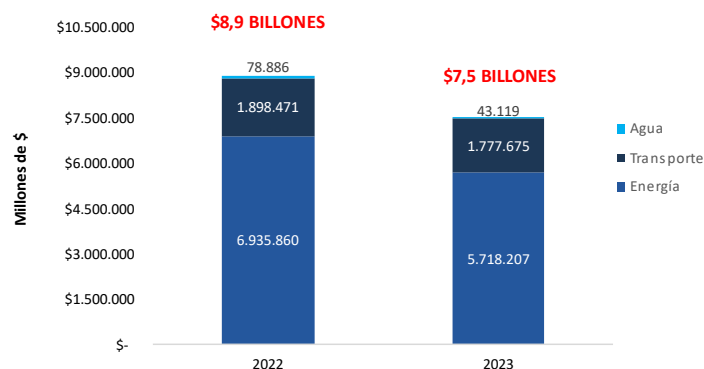
Las transferencias por el Plan Gas.Ar, incentivos a la producción de gas natural, aumentaron 229,1% a.a. (+51,7% en términos reales).

Por otra parte, el sector Transporte explica el 24% de las transferencias totales y crece 115,5% a.a. nominales (-6,4% a.a. en términos reales). Exceptuando a Aerolíneas Argentinas, los subsidios al transporte (ferrocarriles y automotor) crecen 145% a.a. nominal y 6,5% a.a. real.

Dentro de la misma partida, la partida más relevante es el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (FFSIT) que tiene como finalidad el financiamiento de la cobertura de los subsidios al transporte automotor de pasajeros y crece 172,7% a.a. en términos nominales (+18,5% real).

**GRÁFICO N° 2:** Subsidios reales | Acumulado anual diciembre 2023 vs 2022 en millones de \$

VARIACION REAL -15,4%



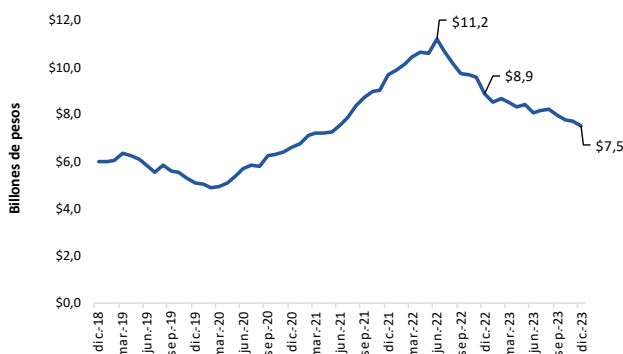
Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

Los subsidios al servicio público del agua en el AMBA (AYSA) representan el 0,5% de los subsidios totales y se incrementan 7,2% a.a. mientras que tiene una reducción real del 45,3% a.a.

Por otra parte, a moneda de diciembre de 2023 los subsidios acumulan \$ 7,5 billones en los últimos doce meses corridos. Esto implica una caída real del 15,4% respecto a igual periodo anterior (acumulados entre enero de 2022 y diciembre de 2022) y del 33% respecto del pico observado en junio de 2022<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Al analizar los datos de doce meses acumulados es relevante que los subsidios destinados a CAMMESA en el mes de julio de 2022 fueron \$0 que, a diferencia de los meses de enero, es una situación poco probable dado el contexto: la estacionalidad propia del pico de consumo de invierno y las transferencias realizadas en el mes anterior y posterior.

**GRÁFICO N° 3:** Subsidios reales acumulado en últimos 12 meses corridos  
Evolución a moneda de diciembre 2023 en billones de \$

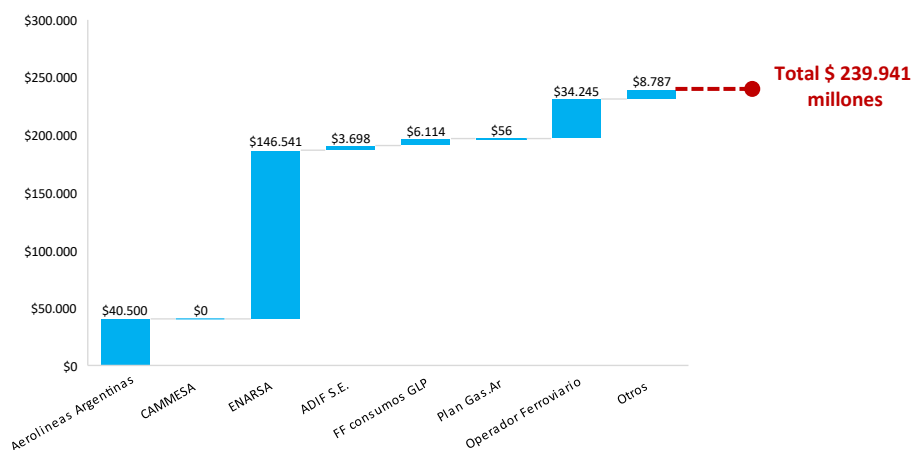


Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

### DEUDA FLOTANTE

Durante 2023 observa una contribución a incrementar deuda flotante<sup>3</sup> del Estado Nacional en \$ 239.941 millones en términos nominales para el año 2023. El 60% de este aporte al incremento de deuda flotante se explica por pagos devengados y no pagados a ENARSA.

**GRÁFICO N° 4:** Diferencia entre gasto devengado y pagado  
Acumulado nominal a diciembre del año 2023 en millones de \$



Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

### SUBSIDIOS EN RELACIÓN AL GASTO Y AL DEFICIT

En once meses de 2023 (últimos datos comparable disponibles) los subsidios representan el 12% de los gastos primarios. Esto es 2 p.p. menos que en igual periodo de 2022 mientras que se encuentra 1,5 p.p. por encima del peso promedio anual observado entre los años 2017 a 2022.

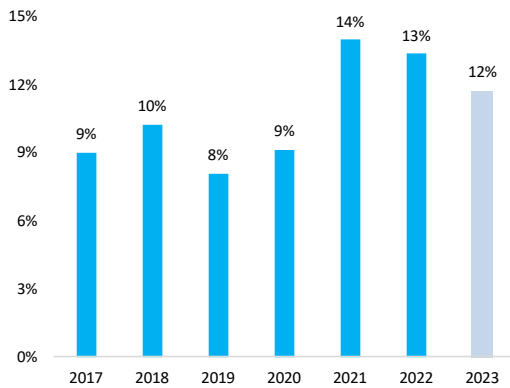
Por otra parte, en el año 2023 los subsidios explicaron el 12% del gasto primario de la Administración Nacional de los cuales 9 puntos porcentuales se explican por subsidios energéticos y 3 al transporte. A su vez, representaron el 68% del Resultado Primario acumulado en doce meses.

<sup>3</sup> Entendida como la diferencia entre los gastos corrientes devengados y los gastos corrientes pagados.

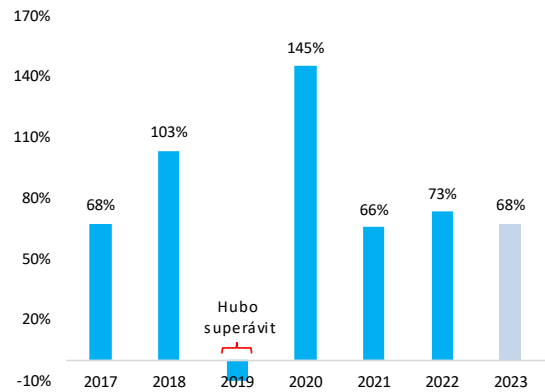
## REPORTE DE TARIFAS y SUBSIDIOS #10

Observatorio de tarifas y subsidios IIEP (UBA-CONICET) | ENERO 2023

**GRÁFICO N° 5:** subsidios energéticos en relación al gasto primario



**GRÁFICO N° 6:** subsidios energéticos en relación al déficit primario

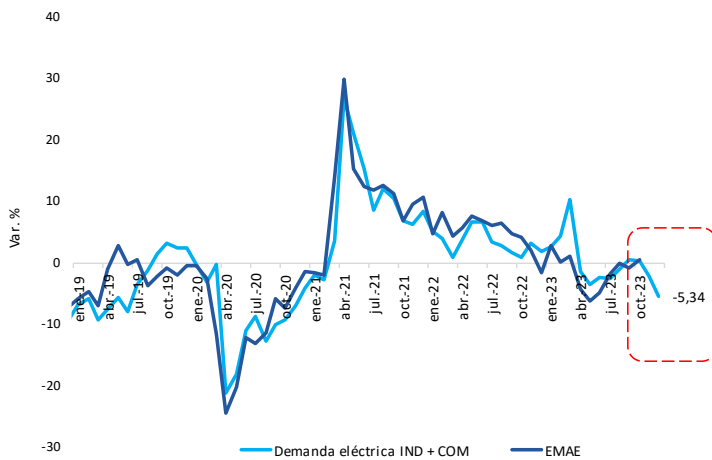


Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y Oficina de Presupuesto del Congreso.

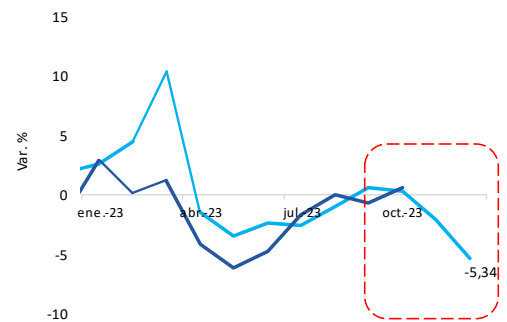
## ACTIVIDAD ECONÓMICA VS DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda eléctrica industrial y comercial se redujo 2% y 5,34% i.a. en noviembre y diciembre respectivamente. De esta manera, existe una elevada probabilidad que el índice de actividad económica empeore muestre una caída en el último bimestre del año. Es decir, que la actividad i.a. tenga una tasa de crecimiento negativa en el periodo.

**GRÁFICO N° 7:** Demanda eléctrica Industrial + Comercial y EMAE | Var. % i.a.



**GRÁFICO N° 8:** Zoom año 2023



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA e INDEC

La variación inter anual de la actividad económica, utilizando el Estimador de Actividad Económica (EMAE), presenta una correlación positiva con la variación inter anual de la demanda de energía eléctrica industrial y comercial. En este sentido, el dato eléctrico suele contar con una publicación más actualizada y por lo tanto puede utilizarse para observar, de manera preliminar, el posible comportamiento futuro de la actividad en su conjunto.

## TARIFAS

### EL PRECIO DEL GAS

El precio del gas natural por redes incluido en la factura del usuario residencial se encuentra pesificado mientras el costo del gas está nominado en dólares. Es por esto que el salto del tipo de cambio del 118% en diciembre no es neutral respecto de la cobertura de costos. Lo que paga el usuario se mantuvo sin cambios mientras los costos, medidos en pesos, siguen al tipo de cambio.

El costo de abastecimiento para diciembre de 2023 fue de USD 3,36 por millón de btu y se observó un tipo de cambio mayorista promedio de \$642 por dólar. Por otra parte, en enero, el costo de abastecimiento del gas es de USD 4,14 por millón de btu mientras el tipo de cambio se encuentra en \$816 por dólar al día 12 del mes.

La variación en el Precio en el Ingreso al Sistema de Transporte (PIST, lo que pagan los usuarios) del gas en dólares se presenta en la Tabla N°2.

**TABLA N° 2:** precio del gas PIST en factura  
Diciembre 2023 vs enero 2024

PRECIO DEL GAS PROMEDIO PAÍS EN USD/Mmbtu						
	PIST DICIEMBRE 2023	COSTO DICIEMBRE 2023	COBERTURA DICIEMBRE 2023	PIST ENERO 2024	COSTO ENERO 2024	COBERTURA ENERO 2024
<b>N1</b>	\$ 1,19	\$ 3,36	35%	\$ 0,94	\$ 4,14	23%
<b>N2</b>	\$ 0,35	\$ 3,36	10%	\$ 0,27	\$ 4,14	7%
<b>N3</b>	\$ 0,45	\$ 3,36	13%	\$ 0,35	\$ 4,14	8%
<b>PROMEDIO PONDERADO</b>	\$ 0,63	\$ 3,36	19%	\$ 0,50	\$ 4,14	12%

Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, BCRA y Secretaría de Energía

La rigidez del cuadro tarifario residencial implica que los valores por transporte, distribución y precio del gas medidos en pesos no se ajustan de manera automática, sino que necesitan de audiencias públicas para poder efectivizarse. Es por esto que cualquier depreciación o devaluación de la moneda modifica la cobertura de costos.

En diciembre de 2023 la cobertura del costo de abastecimiento del gas fue del 19% en promedio en todo el territorio, esto implicó que el restante 81% fue cubierto por subsidios del Estado nacional.

A su vez, en enero de 2024 cae la cobertura de costos a partir de dos efectos: por un lado el aumento del precio del gas que pasa de USD 3,36 a USD 4,14 y, por otro lado, la reducción del precio pagado por los usuarios debido a la devaluación. Esto implica que la cobertura de costos baja al 12% y la porción asumida por el Estado sube al 88%.

### LA AUDIENCIA PÚBLICA DEL GAS

El pasado 8 de enero se llevó a cabo la Audiencia Pública N° 104 para tratar la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución de gas natural, el traslado del precio del gas a usuarios y la determinación de un índice de actualización mensual para transporte y distribución.

El Secretario de Energía expuso los lineamientos y las proyecciones del poder ejecutivo en cuanto al costo de abastecimiento del gas natural para 2024 y la modalidad de recupero del precio del gas con el objetivo de reducir subsidios y migrar hacia un nuevo esquema de focalización a determinar en los próximos meses.

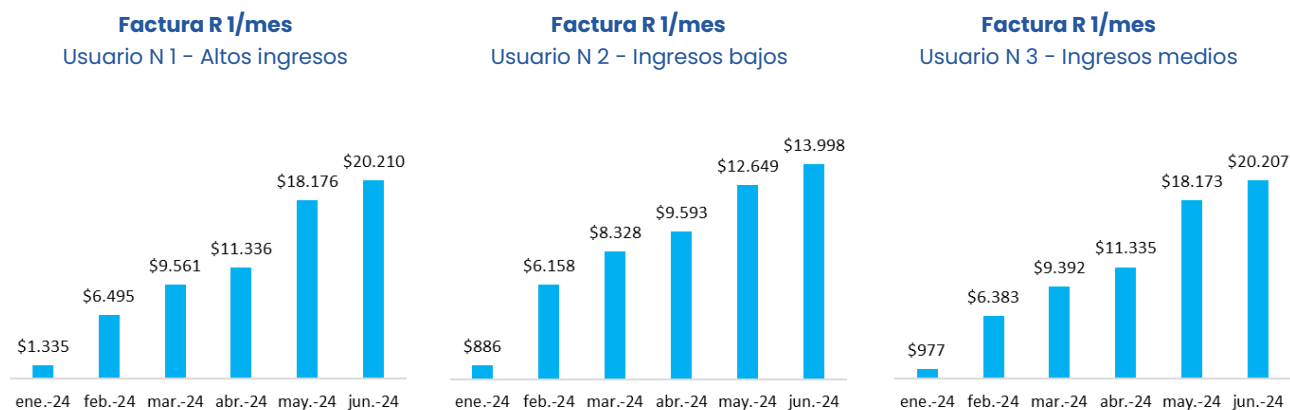
Para la adecuación transitoria de tarifas se propuso cubrir el costo de abastecimiento del gas en un 100% a partir de abril y para ello se establece un sendero de actualización del precio PIST en factura del usuario donde el esfuerzo se reparte en tres aumentos consecutivos durante los meses de febrero, marzo y abril.

A continuación, se presenta la estimación de las facturas finales a usuarios de Metrogas (AMBA) en las principales categorías de consumo. Para ello se tomó como supuesto el aumento escalonado, hasta cubrir el 100% del costo de abastecimiento, para los hogares de altos ingresos (N1) e ingresos medios (N3) y un incremento del precio del gas para los hogares de ingresos bajos (N2) hasta recuperar una cobertura de costos del 20%. A su vez, se incluye el pedido de aumentos en distribución y transporte solicitados en la audiencia y la estacionalidad típica del consumo para el primer semestre de 2024.

## REPORTE DE TARIFAS Y SUBSIDIOS #10

Observatorio de tarifas y subsidios IIEP (UBA-CONICET) | ENERO 2023

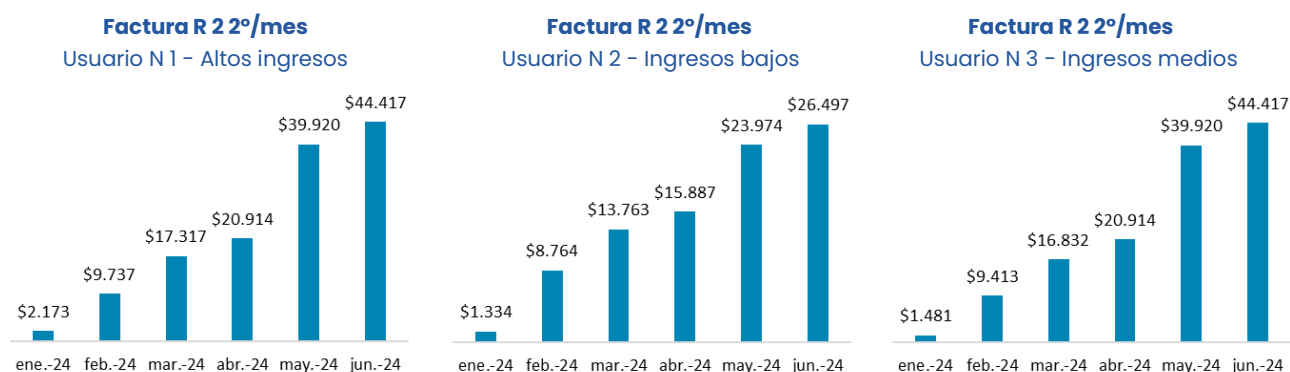
**GRÁFICO N° 9:** factura de gas con impuestos y sin bonificaciones para un consumo máximo de la categoría R 1 por mes



Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, BCRA y Audiencia Pública N° 104.

\*No incluye descuentos por Ley de Zonas Frías (Ley 27.637).

**GRÁFICO N° 10:** factura de gas con impuestos y sin bonificaciones para un consumo máximo de la categoría R 2 2° por mes



Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, BCRA y Audiencia Pública N° 104

\*No incluye descuentos por Ley de Zonas Frías (Ley 27.637).

La comparación entre enero y febrero indica que para un usuario de altos ingresos las facturas podrían subir 386% y 348% si se ubican en las categorías R1 y R2 2° respectivamente.

Del mismo modo, la comparación entre enero y febrero indica que para un usuario de ingresos bajos las facturas podrían subir 595% y 556% si se ubican en las categorías R1 y R2 2° respectivamente. Este cálculo se realiza contemplando una carga de subsidios del 80% en el precio del gas.

Por último, la comparación entre enero y febrero indica que para un usuario de ingresos medios las facturas podrían subir 553% y 535% si se ubican en las categorías R1 y R2 2° respectivamente.

En los meses de enero y febrero el consumo estacional es bajo. Sin embargo, a partir de marzo, las facturas tendrán un posible triple impacto por mayor consumo estacional, por la evolución del tipo de cambio en el precio del gas y por la actualización de los márgenes de transporte y distribución por el índice de precios mayoristas.

## TRANSPORTE PÚBLICO – COLECTIVOS Y TRENES

### TARIFAS DE TRANSPORTE PÚBLICO EN LAS PROVINCIAS

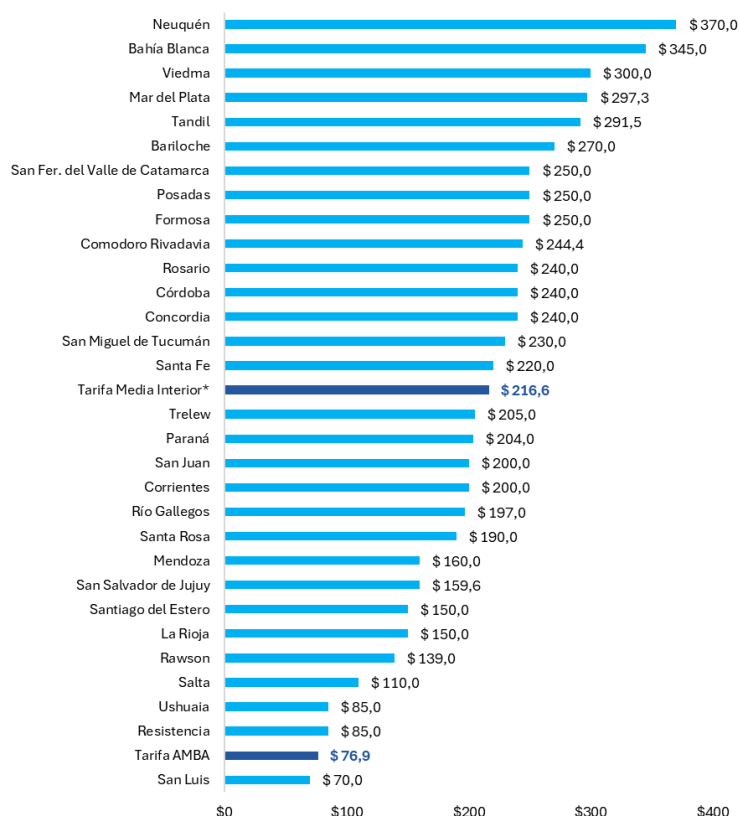
El Estado Nacional no tiene competencia en materia de transporte público en las provincias con excepción de algunos recorridos interjurisdiccionales. Por esto, la celebración de contratos, fijación de tarifas y recorridos corresponde a los gobiernos provinciales y locales según el caso.

Del relevamiento realizado, en enero de 2024, surge que la ciudad de Neuquén presenta el boleto más elevado a nivel federal con un valor de \$370 seguido por Bahía Blanca con \$345, Viedma \$300 y Mar del Plata \$297. Por lo pronto, sólo la ciudad de San Luis registra una tarifa inferior a la del AMBA situándose transitoriamente en \$70 para el servicio urbano de la ciudad capital. La tarifa media en las provincias, excluyendo en AMBA, es de \$216,6 en el mes de enero de 2024.

Es importante destacar que las diferencias tarifarias se explican por una diversidad de factores entre los que se encuentran la presencia de economías de aglomeración, diferencias en las franquicias de pago implementadas, los kilómetros realizados, la antigüedad de parque automotor, la frecuencia del servicio, etc.



**GRÁFICO N° 11:** boleto mínimo de colectivo interurbano por pasajero  
Sin descuentos ni bonificaciones | Ciudades seleccionadas



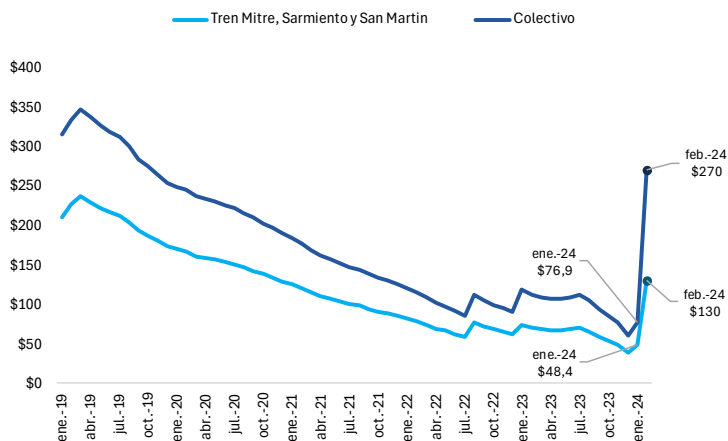
Fuente: elaboración propia en base a sitios oficiales y relevamiento web.

**COSTOS DEL SISTEMA DE AUTOTRANSPORTE PÚBLICO DE PASAJEROS**

Durante el mes de enero se dispuso una suba en las tarifas del autotransporte de pasajeros de jurisdicción nacional y del servicio ferroviario de la región metropolitana de Buenos Aire a través de la Resolución 8/2023 del Ministerio de Infraestructura de la Nación. La misma deja sin efectos la suspensión del ajuste por inflación en el valor de las tarifas de transporte implementado en el mes de agosto por la Resolución 501/2023 del ex Ministerio de Transporte.

Dada la metodología aplicada<sup>4</sup> la actualización de tarifas vigente se corresponde con la inflación acumulada durante los meses de enero a octubre de 2023, por lo que no refleja el impacto de la aceleración inflacionaria del último bimestre sobre los costos de prestación del servicio.

**GRÁFICO N° 12:** boleto mínimo de tren y colectivo en el AMBA a moneda de enero de 2024  
Sin descuentos ni bonificaciones | Febrero sin deflactor



Fuente: elaboración propia en base a ex Ministerio de Transporte, Ministerio de Infraestructura e IPC-GBA

<sup>4</sup> Resolución 1017/2022 del ex Ministerio de Transporte.

A enero de 2024, el boleto mínimo del autotransporte de jurisdicción nacional en la región metropolitana de Buenos Aires asciende a los \$76,92 mientras que para los Ferrocarriles Mitre, Sarmiento y San Martín es de \$48,4 y para los Ferrocarriles Roca, Belgrano Norte, Belgrano Sur y Urquiza \$37,4.

Por otra parte, de acuerdo con la Resolución 1/2024 de la Secretaría de Transporte, publicada durante el mes de enero, las tarifas de transporte público podrían registrar un incremento a partir de febrero de 2024 del 251% para el caso de las líneas de colectivo del AMBA, un 169% para los Ferrocarriles Mitre, Sarmiento y San Martín y un 248% para los Ferrocarriles Roca, Belgrano Norte, Belgrano Sur y Urquiza.

Este esquema unificaría las tarifas del sistema ferroviario para todas las secciones, que tendría un valor de \$130, mientras el boleto mínimo de colectivo sería de \$270 por pasajero<sup>5</sup> en el AMBA. La concreción de estos aumentos está sujeto a la realización de la Audiencia Pública.

### LOS COSTOS DE OPERACIÓN DEL TRANSPORTE

Los subsidios al autotransporte público de pasajeros de la región metropolitana de Buenos Aires se determinan en función de la metodología aprobada por la Resolución 37/2013 del ex Ministerio de Transporte y del Interior. Estos surgen como la diferencia entre los costos de operación reconocidos por la Secretaría de Transporte, en función de parámetros técnicos del servicio, y la recaudación proyectada vía tarifas para el período de referencia.

La última actualización vigente corresponde a la Resolución 615/2023 del ex Ministerio de Transporte, establece que en enero de 2024 el costo de la tarifa técnica para los grupos tarifarios DF, SGI SGI KM y SGII<sup>6</sup> es de \$568,94<sup>7</sup>. A su vez, según los valores presentados en la Resolución, se estima un ingreso promedio ponderado por pasajero, para esos grupos tarifarios, de \$41,21.

Con los valores previos a los aumentos tarifarios la cobertura de costos alcanzaba el 7,2%. Sin embargo, tras el aumento producido en enero, se estima que el valor medio de la tarifa percibida por parte de los operadores se ubica en torno a los \$60 por pasajero<sup>8</sup>. De este modo, la cobertura tarifaria del sistema asciende al 10,5% en el mes de enero.

---

<sup>5</sup> Para acceder a estas tarifas será necesario tener la tarjeta SUBA registrada.

<sup>6</sup> Según Anexo 6 de la Resolución 59/2021 del Ministerio de Transporte. Es la suma de los grupos DF (CABA), SG I y SG I KM (Líneas de Jurisdicción Nacional que poseen una cabecera en la CABA y la otra en algún partido del conurbano) y SG II (poseen una cabecera en la CABA y la otra en los partidos que definen el límite externo del AMBA).

<sup>7</sup> Costo del sistema sobre cantidad de pasajeros transportados.

<sup>8</sup> Difiere del valor del boleto mínimo por las bonificaciones aplicadas.



**ANEXO I****PROYECTO LEY DE BASES Y PUNTOS DE PARTIDA PARA LA LIBERTAD DE LOS ARGENTINOS.****CAPITULO IX – ENERGIA****1. PRINCIPIOS DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS**

Modifica el histórico principio de política pública orientado al autoabastecimiento nacional de energía (hidrocarburos).

El actual art 3° de la Ley 17.319 sostiene *“objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos”* y se reemplaza por *“la política nacional de las actividades mencionadas (producción de hidrocarburos), tiene como objetivos principales maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país”*.

El proyecto cambia un paradigma de escasez, a otro de abundancia energética, que podría interpretarse como un intento de maximizar en el corto plazo la monetización de los recursos de Vaca Muerta.

**a. PRECIOS**

“El Poder Ejecutivo (PE) no podrá intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno en cualquiera de las etapas de producción”. Y continua, “en el caso de las empresas estatales estas podrán vender únicamente a precios que reflejen el equilibrio competitivo de la industria, esto es a las correspondientes paridades de exportación o importación según corresponda”.

Y se complementa con: “el comercio internacional de hidrocarburos será libre” y el PE “establecerá el régimen de importación de hidrocarburos y derivados”.

Si se entiende como empresa del Estado a YPF, que es una sociedad anónima, con 49% de accionistas privados, solo podrá vender su producción a precios de mercado internacional, en tanto que ENARSA, único importador de gas natural, deberá vender en el mercado interno al precio de paridad de importación. Esto tendrá impacto en la actual política de subsidios.

**b. PERMISOS Y CONCESIONES**

Modifica al artículo 31 que sostiene que “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazo razonable, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas.”.

Y eliminación de las prórrogas sine die, aprobadas por la Ley 27.007. El objetivo que se persigue es la licitación de áreas sin actividad, hoy en manos de YPF y de otras operadoras. Fija plazos de 25 años para concesiones de explotación convencional, 35 años para no convencional y 30 años para explotaciones en la plataforma continental.

Las concesiones convencionales no tendrían renovación automática y deberán realizarse licitaciones, solo se mantiene la posibilidad de renovación para áreas no convencionales.

Asimismo, el concesionario podrá obtener una autorización de transporte y/o procesamiento de sus hidrocarburos – se elimina el criterio de concesión –, dicha autorización confiere derecho de procesar y trasladar hidrocarburos mediante instalaciones permanentes, pudiendo construir y operar la infraestructura necesaria, entre las que se incorporan plantas de almacenamiento, licuefacción obras portuarias, viales y férreas, infraestructura de aeronavegación entre otras. Por lo tanto, esta modificación pondría en cabeza del sector privado el financiamiento de infraestructura destinada a la exportación de gas natural. Asimismo, se aclara que las instalaciones de transporte construidas por el concesionario, “en modo alguno significa un derecho de exclusividad para quien realiza la actividad” (use it or lose it).

**c. LICITACIONES**

Las licitaciones generan competencia a partir del valor de la regalía “sobre una base del 15% + X”. Donde el “X” será un % a elección del oferente y que podría ser negativo.

Estas ofertas se realizarán en base a un “precio real de hidrocarburos de referencia” que será el precio al momento de la presentación de la oferta. La regalía se ajustará a la baja si el precio de referencia se ubica 50% por debajo del precio al momento de presentación de la oferta y se ajustará al alza en caso contrario.

El precio de referencia corresponderá a la cotización de los mercados internacionales, ajustando el valor por el índice de precios de los Estados Unidos.

Se trata de un incentivo a poner en producción áreas improductivas o de baja productividad.

**d. RELACIÓN CON LAS PROVINCIAS**

“ARTÍCULO 91 bis.- Las provincias y el Estado nacional, cada uno con relación a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de su dominio, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. Respecto de las áreas que a la fecha hayan sido reservadas por las autoridades Concedentes en favor de entidades o empresas provinciales con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica, se respetarán en ellas las condiciones existentes a la fecha de aprobación de esta ley. La asociación con terceros, sin embargo, deberá respetar los procedimientos de la Sección 5ta del Título II de esta ley.”

**2. SE DEROGA LA LEY 26.741**

La Ley declaraba de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, creaba el consejo federal y declaraba de utilidad pública y sujeta a expropiación el 51% del patrimonio de YPF Repsol y complementa la modificación del art 3º de la Ley de hidrocarburos.

**3. MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL**

Se autorizan las importaciones sin necesidad de aprobación previa y las exportaciones deben ser reglamentadas por el PE, este punto que rompe la lógica actual donde el único que importa gas a pérdida es ENARSA.

Dada la cercanía de la finalización de las concesiones de transporte y distribución de gas natural por redes, se autoriza al PEN a que con una anterioridad no menor a 18 meses realice una evaluación de la prestación de servicios “a los efectos de proponer al PEN la renovación de la habilitación por 20 años”. A tal efecto se realizará una audiencia pública. Esta medida se entiende como parte del proceso de renegociación de tarifas, y de contratos de concesión.

Además, se habilita a distribuidores y transportistas la posibilidad de construcción y operación de instalaciones de almacenaje una infraestructura que hoy no está disponible y que tampoco estaba prevista en la legislación.

**4. BIOCOMBUSTIBLES**

Amplia el marco regulatorio a todas las actividades de “elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla”. Define las funciones de la autoridad de aplicación, en línea con la regulación de la actividad, fiscalización y control de calidad. Con relación al corte, establece como porcentajes mínimos de mezcla entre cada biocombustible (bioetanol y biodiesel), hasta tanto la autoridad determine dichos porcentajes como 7,5% para el gas oil y 12% para naftas.

Se establece la liberación de los precios de los biocombustibles que hasta ahora se encuentra regulado por la SE. Dicha liberación permite a las empresas pactar precios y aprovisionamiento tanto para realizar el corte de combustibles como para aquel biocombustible que no tenga destino la mezcla mínima obligatoria de combustibles.

**5. UNIFICACIÓN DE ENTES REGULADORES**

Se unifican en una única agencia las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

**6. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO**

Faculta al PEN a adecuar el marco regulatorio hasta el 31/12/2025, en relación a la comercialización internacional de energía, a la competencia, al despacho y al desarrollo de infraestructura y revisión de estructuras administrativas. Se presentan bases de funcionamiento tendientes a la desregulación del mercado, libera el comercio internacional de energía y la posibilidad de la desregulación interna del abastecimiento con la posibilidad de libre elección del proveedor de energía para usuarios finales (unbundling). Se trataría de una innovación para el funcionamiento actual del sistema, utilizada en otros países que requiere reglamentación para entender el alcance de esta medida.

Redefine funciones del Consejo Federal de Energía Eléctrico, el que tendrá solo funciones de asesoramiento y consulta de la SE, para el desarrollo de infraestructura eléctrica.

**7. TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

Con el objeto de alcanzar los objetivos / compromisos internacionales de Argentina respecto de emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI), se genera un mercado de bonos a partir de la asignación de derechos de emisiones a cada sector y subsector económico.

Este mecanismo de determinación de derechos de propiedad a fin mitigar externalidades económicas, implica establecer límites / umbrales de emisión anual compatibles con el objetivo a 2030 presentado por Argentina en su última contribución nacional determinada (NDC). Se faculta al PEN a fiscalizar el cumplimiento de este programa y a establecer un “mercado de emisiones”, donde el que haya cumplido la meta podrá vender los bonos a aquellos que necesiten para lograr sus objetivos y evitar penalizaciones.

**8. FONDOS FIDUCIARIOS Y LEGISLACIÓN AMBIENTAL**

## REPORTE DE TARIFAS y SUBSIDIOS #10

Observatorio de tarifas y subsidios IIEP (UBA-CONICET) | ENERO 2023

Se otorgan facultades al PEN para crear, modificar y /o eliminar fondos fiduciarios del sector eléctrico, inclusive los destinados a subsidios. Finalmente promueve la unificación de la legislación ambiental, un medida correcta y necesaria.