

Tarifas eléctricas y subsidios a la energía en la Argentina 2016 - 2024

Documento preparado por
Energía y Economía

Índice	
Introducción	3
Capítulo 1. Principales características del sistema eléctrico en la Argentina	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Actores del MEM.....	4
1.3 Composición de la tarifa de energía eléctrica	6
Capítulo 2. Oferta y demanda de energía eléctrica en la Argentina	8
2.1 Características de la oferta de energía eléctrica.....	8
2.2 Evolución de la demanda de energía eléctrica	10
Capítulo 3. Precio de la energía (costo monómico) y precio estacional.....	13
3.1 Costo monómico de generación y determinación del precio estacional	13
3.2 Remuneración a la generación	13
3.3 Determinación del precio estacional	16
3.3.1 <i>Primera fase de la segmentación tarifaria, jun.22 – nov.23</i>	17
3.3.2 <i>Segunda fase de la segmentación tarifaria, dic.23 – hasta la actualidad.....</i>	20
Capítulo 4. Valor Agregado de Transporte (VAT) y Distribución (VAD) y tarifas finales.	24
4.1 Valor Agregado de Transporte.....	24
4.2 Valor Agregado de distribución	26
4.2. <i>Evolución del Valor Agregado de distribución de energía eléctrica en el AMBA</i>	27
4.3 Situación tarifaria actual.....	30
4.3.1 <i>Tarifas en el AMBA.....</i>	30
4.3.2 <i>Comparación de tarifas vigentes a nivel nacional</i>	33
Capítulo 5. Subsidios al sector energético	35
6.1 Evolución de los subsidios energéticos en Argentina	35
6.2 Subsidios al precio de la energía.....	36
6.2.1 <i>Diferenciación entre el precio estacional y el monomico.....</i>	37
6.2.2 <i>Ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras con CAMMESA</i>	39
6.3 Subsidios al gas natural.....	39
Anexo I. Tarifa Social de electricidad	42
Anexo II. Reglamentación citada en el documento	44

Introducción

El trabajo que aquí se presenta busca sintetizar el funcionamiento del mercado eléctrico argentino y su traslado a la tarifa final de los usuarios. Enfatizando, de qué manera la falta de traslado de los costos se fue consolidando en un volumen incremental de subsidios a lo largo de los últimos 20 años.

Dada la complejidad y diversidad de temas que se abordan, se definió el siguiente ordenamiento: **“Capítulo 1. Principales características del sistema eléctrico en Argentina”**, en donde se detalla a grandes rasgos como se ordena el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y sus actores. Por otro lado, se señala como se estructura la tarifa eléctrica en sus principales componentes (energía, transporte y distribución). El **capítulo 2 “Oferta y demanda de energía eléctrica en la Argentina”** detalla la evolución de la oferta total de energía, señalando los aportes por tecnología y la demanda, poniendo el foco en la demanda por región y la demanda unitaria residencial por provincia.

El **“Capítulo 3. Precio de la energía (costo monómico) y precio estacional”**, este capítulo pone el eje en el primer componente de la tarifa: el precio de la energía que luego es trasladado por el mecanismo de *pass trough* a la tarifa final de todos los usuarios del país. Se aborda por un lado como se compone el costo medio de generación considerando precios y cantidades y los distintos tipos de remuneración y contratos. Por otro lado, se analiza la determinación del precio estacional.

Este apartado es clave, dado que en la **distinción entre el costo monómico y el precio estacional es donde se han consolidado el mayor volumen de subsidios destinados al sector eléctrico**. Adicionalmente se analiza la evolución del precio estacional de los últimos años y las distintas herramientas instrumentadas para lograr la reducción de subsidios eléctricos en Argentina.

En el **“Capítulo 4. Valor Agregado de Transporte (VAT), Valor Agregado de Distribución (VAD) y tarifas finales”** se analizan los componentes de transporte y distribución de la tarifa. En el primer caso se pone en consideración la evolución del precio del transporte determinado a nivel nacional y el traslado a la tarifa final, aunque debe señalarse que este componente tiene una baja incidencia en la tarifa, lo que evita conflictividad social en torno a su valor. Por otro lado, se analiza el componente de distribución, señalando asimismo la distinción regional en su determinación, conduciendo así a tarifas finales muy heterogéneas a nivel nacional, para luego analizar en mayor profundidad la evolución del VAD del Área Metropolitana de Buenos Aires (áreas de Edenor y Edesur). Finalmente, para no perder de vista la mirada regional y para mostrar la heterogeneidad nacional se realiza una comparación de tarifas, total país.

El **“Capítulo 5. Subsidios al sector energético”**, aborda la incidencia de los subsidios al sector energético sobre el PBI en los últimos 20 años. Este capítulo se presenta como un eje transversal a lo presentado anteriormente, y se puntualizan por subtipo de energético, 1) **Subsidios a la energía eléctrica**, derivados de la distinción entre el precio monómico y estacional y como consecuencia de la ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras; 2) **Subsidios al gas natural**, derivados de la distinción entre el costo de abastecimiento¹ de la demanda prioritaria y el Precio del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) abonado por la demanda.

Finalmente, se incorpora el **“Anexo I. Evolución de la tarifa social eléctrica”** que analiza el surgimiento y evolución de la tarifa social.

¹ El costo de abastecimiento se define a partir del precio ponderado por el volumen de: 1) gas local establecido en los contratos del Plan Gas, 2) gas importado de Bolivia y 3) GNL.

Capítulo 1. Principales características del sistema eléctrico en la Argentina

1.1 Introducción

A partir del año 1992 se modificó el modelo centralizado de gestión del sistema eléctrico a través de la Ley Nro. 24.065, sancionada en 1992 cuyo objetivo fue dinamizar los niveles de inversión y mejorar la eficiencia del sistema. El sector se separó en tres etapas: generación, transmisión y distribución, al tiempo que se estableció la normativa aplicable a cada una de ellas.

El transporte y distribución de electricidad fueron considerados servicios públicos y definidos como monopolios naturales, regulados por el Estado Nacional en el caso del transporte y por las jurisdicciones provinciales en lo que respecta a la distribución. Por su parte, la generación eléctrica, si bien continuó siendo regulada por el Estado, no fue considerada una actividad monopólica y pasó a funcionar bajo un esquema de libre competencia. Sin embargo, debe destacarse que la regulación estatal se mantuvo en términos de la operación de las centrales hidroeléctricas que requieren de una concesión por parte del Gobierno Nacional, así como en los nuevos proyectos de generación que, si bien no requieren de una concesión, deben ser registrados ante la Secretaría de Energía de la Nación.

Bajo este nuevo marco normativo, se creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a fin de regular el transporte en alta tensión y la distribución de energía eléctrica en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). En tanto que la distribución a nivel provincial pasó a estar regulada por los entes provinciales de cada jurisdicción. En el caso del AMBA, con la particularidad de que las empresas que prestan servicio en el área -Edenor y Edesur- involucran territorios de dos jurisdicciones diferentes (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires), permanecieron bajo jurisdicción nacional.

Se instauró además el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que hizo necesaria la creación de una entidad encargada de su gestión y del despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta función se delegó en una empresa mixta, Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), cuyo capital accionario está dividido por partes iguales en cinco grupos: el Estado nacional y las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión, distribución y a los grandes usuarios.

1.2 Actores del MEM

Entre los distintos actores del mercado eléctrico mayorista, se encuentran:

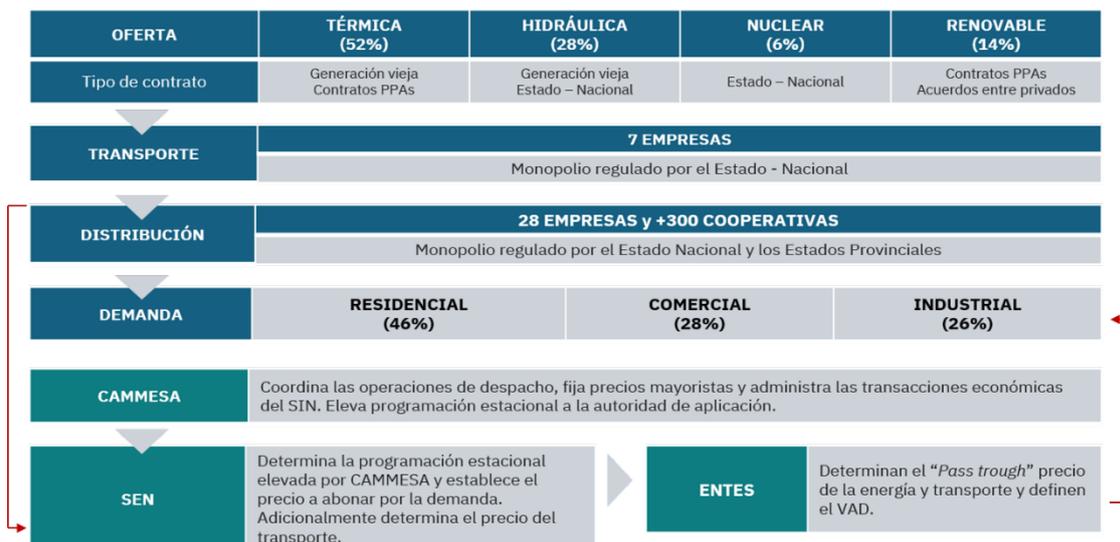
- (i) **Secretaría de Energía**, es la autoridad en materia de política energética, debiendo promover el uso racional de la energía, encargarse de la Resolución de conflictos, desarrollar prospectiva y estadística, evaluación de los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético. Adicionalmente, tiene a su cargo la autorización de ingreso de agentes al MEM. Integra el directorio de CAMMESA en representación del Estado nacional.
- (ii) **ENRE y entes provinciales** son responsables del control de los monopolios regulados (compañías de transporte y distribución). Estos organismos deben controlar el cumplimiento de los contratos de concesión de los distribuidores, aplicar las penalidades dispuestas por la ley, establecer los estándares y los procedimientos técnicos relativos a la seguridad, medición, facturación, interrupción y reconexión, calidad de servicio, entre otros. Asimismo, deben establecer las bases para el cálculo tarifario (para distribuidoras y transportistas), arbitrar conflictos, convocar a audiencias públicas, entre otros.

Adicionalmente, el ENRE también regula la distribución de energía eléctrica en el AMBA. Al respecto, en 2019, se ordenó el traspaso de esta responsabilidad a las correspondientes jurisdicciones, aunque finalmente ello no prosperó.

- (iii) **CAMMESA**, tiene como función principal la coordinación de las operaciones de despacho, el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es la responsable de abonar a los generadores el volumen de energía eléctrica generada, así como los pagos asociados a la potencia puesta a disposición del sistema. A la vez que es la encargada de vender dicha energía en el sistema eléctrico mayorista, centralmente a distribuidoras y, en menor medida, a los grandes usuarios. Se definió que esta empresa estaría a cargo de:
1. despachar la energía eléctrica, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor;
 2. planificar las necesidades de capacidad de energía y optimizar el uso de energía de acuerdo con las reglas establecidas por la Secretaría de Energía;
 3. el control de la operación del mercado a término y la administración del despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos celebrados en ese mercado;
 4. actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM;
 5. compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación/exportación y;
 6. la compra y administración de combustibles para los generadores del MEM, durante algunos períodos, ya que en la década de 1990 la compra de combustibles quedaba a cargo de cada uno de los generadores. Se debe señalar, que a través de la Resolución SE Nro. 150/2024 se derogó esta facultad, sin embargo aún no está claro si esto se llevará a cabo y si las generadoras están en el contexto actual en condiciones de asumir esta responsabilidad.
- (iv) **Generadoras**, son las empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción, ya sea en forma parcial o total, a través del sistema interconectado. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Se nuclean en la Asociación de Generadores (AGEERA) y participan del directorio de CAMMESA.
- (v) **Transportistas**, son las responsables del traslado de la energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los distribuidores. Se subdivide en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT), que transporta la energía entre regiones a 500 kV y el Sistema de Distribución Troncal (STDT) que conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región, operando a 132/220 kV. Transener es la única compañía de alta tensión, mientras que a nivel regional existen seis compañías regionales: Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo. Adicionalmente, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT. Se nuclean en la Asociación de Transportistas (ATEERA) y participan del directorio de CAMMESA.
- (vi) **Distribuidoras**, entregan la energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Las distribuidoras se nuclean en la Asociación de Distribuidoras (ADEERA) y participan del directorio de CAMMESA. El transporte y la distribución de energía eléctrica son concesiones que se asignan periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. En ambos casos, son reguladas por el ENRE y entes provinciales, que definen derechos y obligaciones, entre ellos calidad de servicio y tarifas.

(vii) **Grandes Usuarios**, clasificados en: Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios Particulares (GUPAs). Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes derechos y obligaciones respecto de la compra de energía en el MEM. Estos se nuclean en la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) y participan del directorio de CAMMESA.

Tabla Nro. 1. Estructura del sector eléctrico en Argentina. ^{2 3}



1.3 Composición de la tarifa de energía eléctrica

La tarifa de energía eléctrica tiene cinco componentes: 1) energía y potencia cuyos precios trasladados a la demanda son determinados por la Secretaría de Energía, 2) transporte en alta tensión, cuyos precios son de competencia federal, determinados por la Secretaría de Energía; 3) Fondo Nacional de Energía Eléctrica, cuyo valor determinado en \$/MWh es determinado por el gobierno nacional y la recaudación variable en relación a la energía demandada es administrada por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE).⁴ 4) Valor Agregado de Distribución (VAD) que corresponde a la distribución en media y baja tensión, cuyas tarifas son de competencia jurisdiccional, con excepción del AMBA, que están determinadas por el ENRE; 5) El último componente corresponde a los impuestos, de estos el 21% corresponde al IVA de alcance nacional y luego cada jurisdicción tiene la potestad de incluir otros impuestos.

² Los datos de oferta y demanda corresponden al año 2023.

³ Así es como se suele llamar a las centrales que no tienen un contrato en PPA en dólares firmado con CAMMESA.

⁴ Según la Ley Nro. 24.065 el Fondo se destinará a: (i) El 60% para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el CFEE, distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley y; (ii) El 40% restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. El CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes o a los que dicho Consejo determine en el futuro.

Tabla Nro. 2. Composición de la tarifa de energía eléctrica.

COMPONENTE 1 PRECIO ESTACIONAL (PEST)	COMPONENTE 2 VALOR AGREGADO DE TRANSPORTE (VAT)	COMPONENTE 3 FONDO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FNEE)	COMPONENTE 4 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)	COMPONENTE 5 IMPUESTOS
<ul style="list-style-type: none"> Costo de la energía y la potencia, determinado por la Secretaría de Energía. La diferencia entre el PEST y el costo pleno de la energía corresponde al subsidio. Se aplica sobre el "Carga variable". La potencia puede incorporarse en el cargo fijo o variable dependiendo de cada esquema tarifario. 	<ul style="list-style-type: none"> Costo del transporte de energía eléctrica en alta tensión, determinado por la Secretaría de Energía. Se aplica sobre el cargo variable. 	<ul style="list-style-type: none"> Recaudación provincial para obras. Se determina por Resolución SEN. Lo determina la SEN Se aplica sobre el cargo variable. 	<ul style="list-style-type: none"> Costo de la distribución de energía eléctrica, determinado por la Secretaría de Energía. Se aplica sobre el cargo fijo y variable variable. 	<ul style="list-style-type: none"> Se aplica sobre el monto final de la factura. Nación determina el IVA, luego provincias y municipios pueden definir impuestos. Tiene una importante variabilidad a nivel nacional

El precio de la energía, la potencia y el VAT son determinados por la Secretaría de Energía y son trasladados de manera directa a través del mecanismo de *pass through* según lo establece el marco regulatorio vigente (Ley Nro. 24.065).

Con respecto al VAD, que corresponde a los ingresos requeridos por las compañías para cubrir los costos de operación, a la vez que permitir obras de mantenimiento y expansión de las redes de distribución. Son los entes provinciales y ENRE en el caso del AMBA, los organismos de encargados de determinar los niveles de VAD y definir los esquemas tarifarios a instrumentar en las jurisdicciones en las cuales son las encargadas de regular.

Finalmente, debe hacerse mención a los subsidios sobre las tarifas finales. Debe considerarse que por un lado está el costo de la energía, es decir, lo que "vale" producir la energía que se lo suele denominar "costo" o "precio monómico". Por otro lado, está el precio estacional de la energía (PEST), que es el precio que abona la demanda según lo dispuesto por la Secretaría de Energía.

Desde la desregulación del sistema a comienzos de la década de 1990 y hasta comienzos del presente siglo, el costo monómico de generación fue trasladado íntegramente a la demanda. Sin embargo, durante las dos últimas décadas, específicamente desde el año 2003, el costo pleno de la generación de energía eléctrica no fue trasladado íntegramente a los precios abonados por la demanda durante diversos períodos. Esto determinó una diferencia entre el costo de generación (costo monómico) y el precio abonado por la demanda (precio estacional), que se cubrió con recursos del Tesoro Nacional que fueron traspasados a CAMMESA para el pago del costo de generación eléctrica.

Por lo tanto, la mayor parte de los subsidios a la energía eléctrica a lo largo de las dos últimas décadas estuvieron destinados a cubrir la diferencia entre el costo de generación de energía eléctrica y el precio abonado por la demanda.

Adicionalmente y en el marco de los diversos congelamientos de tarifas que se verificaron en este período, se han instrumentado diferentes mecanismos de transferencia de recursos a las distribuidoras a fin de compensar los déficits operativos y garantizar niveles de inversión mínimos en el sistema. A su vez, ante la falta de actualización del valor agregado de distribución (VAD), diversas distribuidoras se han financiado a través del no pago a CAMMESA por la energía suministrada, proceso que redundó en una mayor necesidad de fondos por parte de esta última compañía.

Capítulo 2. Oferta y demanda de energía eléctrica en la Argentina

2.1 Características de la oferta de energía eléctrica

Tras la privatización del sector eléctrico, a comienzos de la década de 1990, la incorporación de potencia profundizó el sesgo térmico de la matriz eléctrica, dado que estas tecnologías ofrecían un recupero más acelerado de la inversión. La mayor incorporación de potencia se produjo en la tecnología de ciclos combinados, incrementando así la utilización de gas natural.

El aumento de la generación térmica a partir de la década de 1990 se produjo en paralelo a la disminución de la oferta local de gas natural, que alcanzó su pico en el año 2004 momento a partir del cual los yacimientos convencionales existentes empezaron a mostrar un declive significativo. De esta manera, ante el creciente consumo de energía eléctrica se requirió un aumento de las importaciones, tanto de gas natural como de combustibles líquidos (gasoil y fueloil), proceso que derivó en un incremento considerable en el costo de generación.

Durante el presente siglo, no se verificó una modificación sustancial en la matriz de generación de energía eléctrica al menos hasta mediados de la década pasada, a pesar de la disminución de la oferta doméstica de gas natural. Por el contrario, se profundizaron las tendencias prevalecientes desde la década de 1990 en términos de una creciente participación de la generación térmica en la generación total.

Si bien existieron antecedentes vinculados a la incorporación de potencia renovable⁵ no fue hasta la sanción de la Ley Nro. 27.191 en el año 2015 que se inició un proceso de diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica en base a la incorporación de fuentes de generación renovables. La ley se reglamentó a través del Decreto Nro. 531/2016 y se convocó a sucesivas rondas licitatorias para la incorporación de potencia renovable. A su vez, en agosto de 2017 se reglamentó el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), que fijó las condiciones para que los grandes usuarios del MEM y los GUDI (Grandes Usuarios Abastecidos por Distribuidoras) cumplan con su obligación de abastecimiento de parte de su demanda a través de fuentes renovables. Dicho abastecimiento se realizó inicialmente a través del mecanismo de compras conjuntas de CAMMESA, por autogeneración de fuentes renovables.⁶ El MATER, por tanto, permitió que los generadores de energía renovable ofrezcan su producción a los grandes usuarios, quienes pueden comprar directamente esta energía renovable. Para esto se sellan “Contratos a Término” de largo plazo (generalmente entre 10 y 20 años) en los que se establecen las condiciones de precio, cantidad y entrega de energía. En los últimos años, la incorporación de energía renovable ha estado sustentada en el MATER. Adicionalmente las compras directas permitieron disminuir la demanda sobre el pool de contratos de CAMMESA, lo que permite de manera indirecta reducir el costo de generación, dado que se evita el despacho de generación a mayor costo.

En vistas a ampliar la potencia instalada a fines de 2016 el Ministerio de Energía convocó, a través de la Resolución Nro. 21/2016, a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica de energía eléctrica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. En esta misma línea, en mayo de 2017 se dictó la Resolución Nro. 287/2017, abriendo la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente.

Entre 2016 y 2024 se instalaron 4.238 MW térmicos a partir la generación de turbina a gas y de ciclos combinados y 5.138 MW renovables, apoyado fundamentalmente en la tecnología eólica

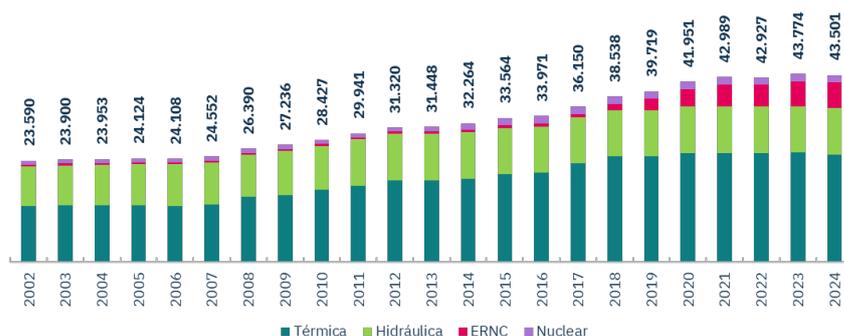
⁵ Ley Nro. 26.190 de 2006, el programa GenRen de 2009 y Resolución SEN Nro. 108/2011.

⁶ La Resolución Nro. 370/2022 de la Secretaría de Energía, agrega un Anexo a la Resolución Nro. 281 y habilita a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas o GUDI.

y fotovoltaica. La incorporación de potencia renovable y térmica permitió incrementar la reserva de potencia del sistema.

En 2023 la potencia eléctrica instalada ascendió a 43.774 MW, verificándose por lo tanto un incremento de 12.326 MW a lo largo de la última década. En 2023, el 58% de la potencia instalada correspondía a generación térmica y el 25% a hidroelectricidad mientras que las energías renovables no convencionales (incluyendo los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con potencias menores a 50 MW) explicaban el 13% y la energía nuclear el 4%.

Gráfico Nro. 1. Potencia instalada energía eléctrica, 1995 – 2023 (MW)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

En los últimos años sólo se realizaron dos convocatorias para incorporar potencia al parque de generación eléctrica:

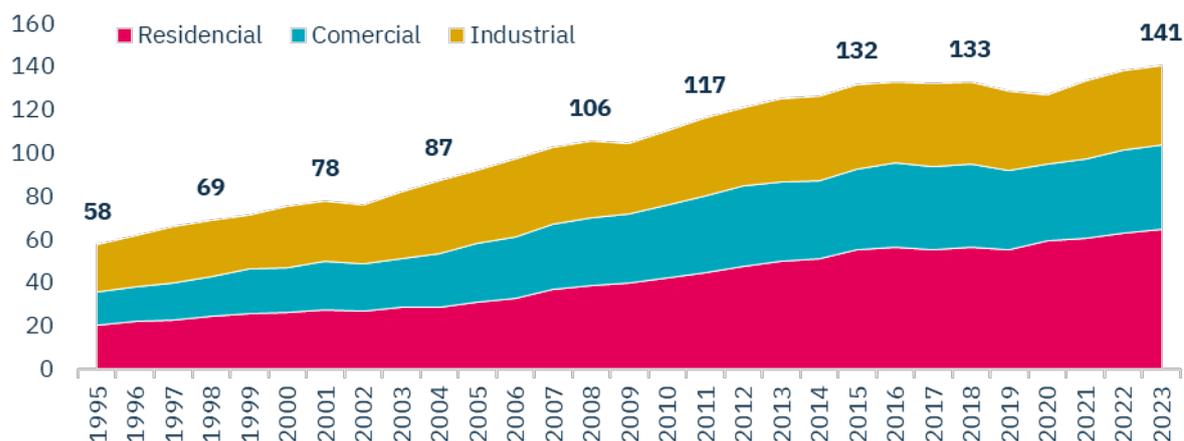
- (i) a través de la Resolución SE Nro. 36/2023 se realizó la convocatoria “REN MDI” cuyo objetivo fue incorporar generación renovable en puntos de la red cuyo aporte disminuya o elimine restricciones de abastecimiento (Renglón 1) y generación forzada (Renglón 2). Se adjudicaron 51 contratos de abastecimiento a través de la Resolución SE Nro. 609/2023 por una potencia total de 549 MW a un precio medio de 71 US\$/MWh para el renglón 1 y para el renglón 2 se adjudicaron 47 proyectos por un total de 94 MW y a un precio promedio de 146 US\$/MWh. Debe destacarse como novedad que se adjudicaron proyectos solares (3) y eólicos (1) con almacenamiento.
- (ii) A través de la Resolución SE Nro. 621/2023 se instrumentó la Convocatoria “TerCONF” de Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica para incorporar nueva oferta de generación térmica convencional, con el objetivo de modernizar el parque de generación térmica tanto en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) como en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Tierra del Fuego (MEMSTDF). Se presentaron 62 ofertas para el renglón 1 y 4 para el renglón 2, que en su conjunto contabilizaron un total de 7.112 MW. A través de la Resolución Nro. 961/2023 se adjudicaron 29 proyectos. Finalmente, a través de la Resolución SE Nro. 151 del presente año se dejó sin efecto la adjudicación.

La falta de incorporación de potencia de los últimos años determinó una reducción de las reservas que seguramente comprometerá el cubrimiento de los picos de demanda en los próximos años sino se amplía la potencia instalada.

2.2 Evolución de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica verificó una significativa tasa de expansión a lo largo de las últimas décadas, creciendo a una tasa anual acumulativa del 3,2% entre 1995 y 2023. Sin embargo, se observa un estancamiento hacia el final del período. Mientras que entre 1995 y 2000 la demanda de energía eléctrica se expandió a una tasa anual acumulativa del 5,4%, la misma se redujo al 3,9% durante la primera década del presente siglo y verificó un incremento de sólo el 0,8% entre los años 2015 y 2023.

Gráfico Nro. 2. Demanda de energía eléctrica, 1995 – 2023 (GWh)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y CAMMESA.

Esta desaceleración en el nivel de consumo de energía eléctrica durante el último quinquenio podría encontrar su explicación centralmente en tres factores:

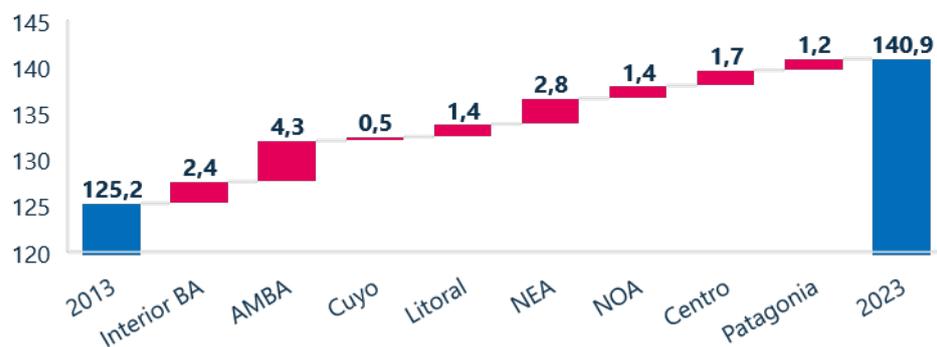
1. El estancamiento económico que verifica la economía argentina desde hace ya casi una década, proceso que seguramente implicó una retracción en los niveles de demanda sobre todo en el sector industrial.
2. El sensible incremento que verificaron las tarifas de la energía eléctrica desde comienzos de 2016 y hasta 2019, lo cual condujo a una disminución en el consumo unitario.
3. Por último, la mejora de la eficiencia, tanto de electrodomésticos como luminarias, a lo largo de la última década también colaboró en un menor crecimiento de la demanda que el verificado en las décadas precedentes.

En el año 2023 el 46% de la demanda total fue consumida por el segmento residencial, el 28% comercial y el 26% correspondió a la demanda industrial. Al analizar la evolución de la demanda por segmento se observa que en los últimos diez años el sector residencial incrementó su participación sobre el total en 5,6 pp. mientras que los sectores comercial e industrial se redujeron en 0,8 pp. y 4,8 pp. respectivamente.

Considerando el consumo de energía a nivel regional se verifica una participación relativamente estable a lo largo de las últimas décadas. En el 2023, el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA)⁷ explicó el 37,6% de la demanda de energía eléctrica total en la Argentina, participación que se incrementa si se desagrega el análisis regional sobre el segmento residencial.

⁷ Aquí se considera el área de Edenor, Edesur y Edelap.

Gráfico Nro. 3. Incremento de la demanda de energía eléctrica por región, 2013 – 2023 (GWh)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

De todas formas, debe destacarse que en los últimos diez años la demanda del AMBA es la región que más redujo su participación sobre el total, verificando una caída de 1,3 pp. mientras que el mayor incremento se produjo en la región NEA compensando la reducción del AMBA.

Finalmente, si se observa la demanda unitaria residencial, es posible verificar que el consumo medio mensual por usuario de los últimos doce meses está en torno a los 336 KWh/mes.⁸ Corrientes, Chaco, Formosa se encuentran entre los consumos unitarios más altos, esto es coincidente con las altas temperaturas que se verifican en la zona. La mediana nacional se ubica en 312 KWh/mes, ubicándose la demanda del AMBA en un 25% por encima de estos valores.

Si se comparan las provincias con mayor (Corrientes) y menor (La Pampa) demanda unitaria es posible verificar una diferencia de 326 KWh/mes, lo que resulta en una importante dispersión. Sin embargo, esto debe considerarse qué provincias como Corrientes, no sólo tienen temperaturas elevadas, sino que además tienen escasa penetración del gas natural por redes. Como contracara, La Pampa, no sólo tiene acceso a gas natural por redes, sino que además todos sus usuarios cuentan con beneficio de zona fría, garantizando así importantes descuentos sobre las tarifas finales de gas natural y desplazando la utilización de energía eléctrica para el calefaccionamiento de los hogares.⁹

⁸ Se considera el período julio 2023 a junio 2024.

⁹ La Ley Nro. 27.637 de "Zona fría" establece un régimen diferencial en las tarifas de gas natural para regiones del país que experimentan temperaturas más bajas durante el invierno. La misma consiste en descuentos del 50% y 30% (según la zona bioclimática) sobre la factura final sin impuestos. En principio, esto se financiaría a través de un recargo en la factura que abonan todos los usuarios como un porcentaje sobre el precio del gas natural en el PIST.

Gráfico Nro. 4. Demanda unitaria de energía eléctrica por provincia, últimos 12 meses^{10 11}
¹² (KWh/ mes por usuario)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y CAMMESA.

¹⁰ Se consideró la cantidad de usuarios informados por la Secretaría de Energía en febrero de 2024 y la demanda residencial de cada provincia informada por CAMMESA. La demanda corresponde al período julio 2023 a junio 2024.

¹¹ Para la información del AMBA se consideraron la cantidad de usuarios de Edenor, Edesur y Edelap, informada por la Secretaría de Energía ante el Congreso Nacional en 2022, corregida por el incremento total de los usuarios acorde a los datos informados en 2024. Sobre el total de usuarios de Buenos Aires y CABA, se restó los usuarios de Edenor, Edesur y Edelap, por lo que los usuarios restantes son considerados al “interior” de la provincia de Buenos Aires.

¹² CAMMESA no informa la demanda de Tierra del Fuego, por lo que no se muestra esta demanda unitaria.

Capítulo 3. Precio de la energía (costo monómico) y precio estacional.

3.1 Costo monómico de generación y determinación del precio estacional

Las transacciones entre los diferentes participantes del mercado eléctrico se organizan a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Allí los generadores, distribuidores y los grandes usuarios de electricidad compran y venden energía eléctrica en un mercado administrado en el que los generadores comercializan la energía según distintos tipos de contratos y precios.

A su vez, el orden de despacho de la generación se define en base a un criterio de mínimo costo para el abastecimiento de la demanda, dentro de los cuales los dos componentes principales de los costos del MEM son: **(i)** Costos variables asociados a la energía consumida (combustibles, fletes, operación y mantenimiento y servicios) y **(ii)** Costos fijos, asociados a la potencia demandada en días extremos (fijos de capacidad instalada y de expansión).

Los costos horarios del sistema surgen de los distintos contratos y tipos de remuneración que perciben los generadores, y cuyo despacho es asignado en función de la eficiencia operativa de cada unidad y de su disponibilidad.

La minimización de los costos variables del sistema de generación se realiza según los procedimientos de despacho que establece la Secretaría de Energía y que CAMMESA aplica en los distintos períodos de programación del MEM (Estacional, Semanal, Diaria). La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de transporte.

A su vez, la minimización de los costos de potencia se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia requerida. A la vez, que se define la ampliación de la potencia instalada a fin de acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación.

La sumatoria de los costos fijos y variables en el proceso de generación de energía eléctrica conforma el costo monómico de generación, el cual se expresa como el costo unitario de generación al dividirse por la demanda abastecida total. Se debe señalar, que los combustibles utilizados en el proceso de generación, los diversos tipos de contratos PPA y la remuneración a la generación “vieja” constituyen los principales costos del sistema.

3.2 Remuneración a la generación

Actualmente coexisten dos modalidades diferenciadas de remuneración al parque generador. Por un lado, los acuerdos de compraventa de energía (Power Purchase Agreement, PPA), que tienen precios fijados en dólares establecidos en distintos procesos licitatorios para ampliar la potencia instalada.¹³ Por otro, la remuneración de la “generación vieja” (térmica e hídrica), las centrales hidráulicas del estado nacional y la generación nuclear son definidas a través de resoluciones de la Secretaría de Energía. Por tanto, la remuneración a la generación podría sintetizarse de la siguiente manera:

Tabla Nro. 3. Oferta por tipo de contrato.¹⁴

¹³ El pago en dólares se realiza al tipo de cambio oficial.

¹⁴ Contratos PPAs térmicos Energía Plus, Foninvenmen, Res. Nro. 220, Res. Nro. 21, Res. Nro. 287 y contratos PPAs renovables: GenRen, ERNC, Renovar.

Oferta	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovable
Participación/oferta 2023	52%	28%	6%	14%
Tipo de contrato	Generación vieja	Generación vieja	Estado Nacional	Contratos PPAs
	Contratos PPAs	Estado Nacional		Acuerdos entre privados

La remuneración a la generación “vieja” desde el año 2012 se realiza considerando el tipo de tecnología y la escala de las centrales, estableciendo un costo fijo (potencia) y uno variable (energía) para cada tipo de central establecido en pesos argentinos.

Sin embargo, en el año 2017 a través de la Resolución Nro. 19/2017 del Ministerio de Energía se estableció un nuevo esquema de remuneración, similar al anterior, pero en el que los conceptos remuneratorios fueron incrementados y dolarizados. De todas formas, la ampliación del sistema de generación se continuó realizando a través de la celebración de contratos PPA.

Los cambios introducidos en 2017 fueron modificados a través de la Resolución Nro. 1/2019 de la Secretaría de Energía, reduciéndose la remuneración a la “generación vieja” a través de una disminución en la disponibilidad de potencia y se fijó una remuneración variable estimada en base a la disponibilidad de potencia y el factor de uso de las distintas centrales. De esta forma, las centrales térmicas con bajo despacho percibieron menores ingresos por la disponibilidad de potencia. Respecto de las centrales hidroeléctricas (no nacionales), no se introdujeron modificaciones relevantes. En el año 2020 se actualizó nuevamente esta norma, volviendo a fijar los valores de la remuneración en pesos argentinos (Resolución Nro. 31/2020). Actualmente los precios vigentes de la remuneración a la “generación vieja” están definidos a través de la Resolución SE Nro. 233/2024, vigentes a partir del 1º septiembre de 2024.¹⁵

De todas formas, si bien la remuneración a la “generación vieja” actualmente está denominada en pesos, a partir del “Acuerdo de disponibilidad de potencia” (Resolución SE Nro. 59/2023) algunos componentes pasaron a estar nuevamente dolarizados. Este acuerdo habilitó a la generación térmica con tecnología de Ciclos Combinados, que forman parte de la generación “vieja”, a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia.

El objetivo del Acuerdo fue que dichos generadores realicen las tareas de mantenimiento necesarias para mantener la confiabilidad y disponibilidad de potencia que asegure la sustentabilidad del MEM. De acuerdo con los considerandos de la Resolución SE Nro. 59, el establecimiento del Acuerdo de Disponibilidad de Potencia se justificaba en la necesidad de realizar inversiones para asegurar la disponibilidad de dichas máquinas, cuyo costo excede la remuneración que las mismas percibían.¹⁶

La norma estableció un Precio del Acuerdo de Disponibilidad (PAD) en US\$/MW mensuales, que depende de la disponibilidad media de la central: **(i)** Disponibilidad mayor o igual al 85%: 2.000 US\$/MW-mes; **(ii)** Disponibilidad menor o igual al 50%: 600 US\$/MW-mes; **(iii)** Disponibilidad entre el 50% y el 85%: se determina mediante una fórmula lineal y varía entre 600 US\$/MW-mes y 2.000 US\$/MW-mes, de acuerdo con la disponibilidad.

Las centrales que adherieron al programa continúan percibiendo el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO). Sin embargo, en los meses de verano e invierno se realiza una reducción del 35% sobre el precio DIGO establecido en la Resolución SE Nro. 826/2022, mientras que en el resto de los meses la disminución es del 15%. A su vez, se fijó un Precio del

¹⁵ La remuneración térmica alcanza durante el verano un valor de 5.093 USD/MW-mes durante el verano e invierno y 3.820 USD/MW-mes para los meses restantes y la remuneración a la energía generada con gas natural alcanza los 3,4 USD/MWh y 5,9 USD/MWh para el gasoil y fuel oil. La remuneración hidráulica oscila entre 1.401 USD/MW-mes y 4.202 USD/MW-mes dependiendo de la potencia de la central. La menor remuneración la perciben las Hidro Grandes con potencia superior a 300 MW y la más baja las Hidro Renovables con potencia inferior a 50 MW. Para la conversión a dólares al mes de septiembre consideró el tipo de cambio del último de la última estimación REM del BCRA.

¹⁶ El plazo del Acuerdo no podrá ser superior a los 5 años y la potencia comprometida de los generadores que adhieran al Acuerdo deberá ser, como mínimo, del 85% de la potencia neta instalada.

Acuerdo Energía (PAE) en US\$/MWh mensuales, que depende del combustible utilizado diferenciando precios según tipo de combustible.

Por lo tanto, las centrales que adhirieron al programa perciben, además del Precio del Acuerdo Energía (PAE), la remuneración por Energía Operada, de acuerdo con lo establecido en la Resolución SE Nro. 826/2022 y modificatorias. Los generadores con elevados niveles de disponibilidad perciben a través del Acuerdo de disponibilidad de potencia una remuneración que supera la que obtendrían a través de lo establecido en las resoluciones, lo mismo puede observarse para el pago a la energía. Así, el nuevo Acuerdo de disponibilidad de potencia significó una modificación de la remuneración que había sido definida mediante la Resolución Nro. 826. Por tanto, mientras que en la actualidad la remuneración a la generación “vieja” se encuentra definida en pesos –y no se cuenta con un esquema de actualización preestablecido– el pago a los ciclos combinados que adhirieron al Acuerdo de Disponibilidad de Potencia fue fijado en dólares.¹⁷

Finalmente, resulta relevante destacar que, estos mecanismos de remuneración se fijaron sobre la generación vieja, dado que toda la expansión de la capacidad de generación, desde mediados de la década del 2000 en adelante, se llevó a cabo a través de la celebración de contratos: PPA. Entre los mecanismos de expansión de potencia más recientes, pueden señalarse aquellos que corresponden a generación térmica bajo las Resoluciones Nro. 21/2016 y 287/2017 y en materia de expansión de las energías renovables, se encuentran los contratos adjudicados bajo las diferentes rondas licitatorias del Programa Renovar.

Un elemento adicional para considerar es que, desde hace 20 años CAMMESA centraliza la compra de combustibles para generación bajo su órbita, exceptuando a las generadoras con contratos bajo el esquema de Energía Plus. En el año 2018, de la Resolución SGE Nro. 70/2018, facultó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a adquirir los combustibles que necesiten para su generación. En principio esta medida alcanzó a unidades de baja remuneración, enmarcadas bajo la Resolución Nro. 19/2017, para luego incluir también a las unidades bajo remuneración diferencial. CAMMESA continuó encargándose de la gestión en el caso de generadores que decidieran o no pudieran optar por el manejo de su propio abastecimiento de combustible hasta que, en diciembre de 2019, mediante la Resolución Nro. 70/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, se derogó esta facultad y CAMMESA centralizó nuevamente la gestión comercial y el suministro de combustibles, manteniendo la excepción respecto a los generadores con contratos de Energía Plus.

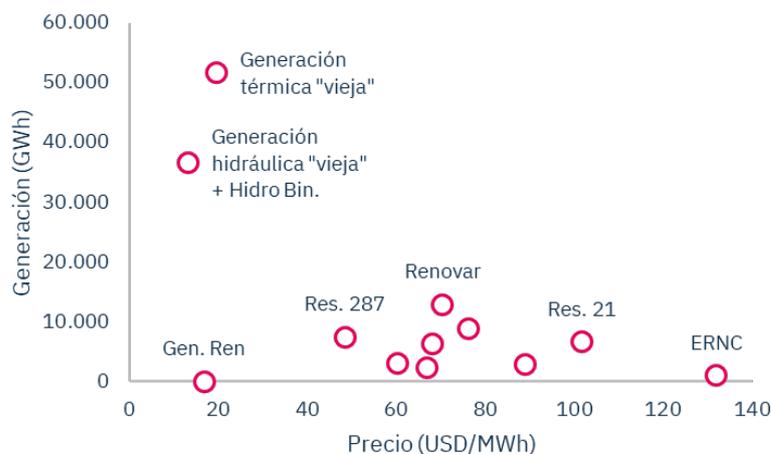
Sin embargo, a través de la Resolución SE Nro. 150 del 10 de julio de 2024 se derogó esta facultad, dando lugar a que CAMMESA no pueda llevar a cabo la compra de combustibles para las centrales térmicas. Sin embargo, al momento no está claro cómo se reemplazará el esquema vigente de los últimos 20 años y según aseguraron distintos actores del sector muchas empresas no están en condiciones de realizar estas operaciones.¹⁸

Considerando los distintos esquemas de remuneración a la generación de energía eléctrica es posible observar que la generación vieja térmica e hidráulica y la generación hidráulica propiedad del estado nacional, que son las más económicas representaron el 63% de la generación de energía eléctrica en el año 2023. En tanto, que el costo monómico de generación durante ese período alcanzó los 76 USD/MWh, de los cuales el 43% se explica por los combustibles utilizados en el proceso de generación.

¹⁷ En los últimos meses, el 38% de las erogaciones a la generación térmica vieja correspondió a pagos en el marco del Acuerdo. En consecuencia, el aumento en la remuneración dispuesto por la Resolución Nro. 233/2024 no afecta al total de los pagos de la generación térmica vieja, ya que parte de ella sigue la depreciación del tipo de cambio.

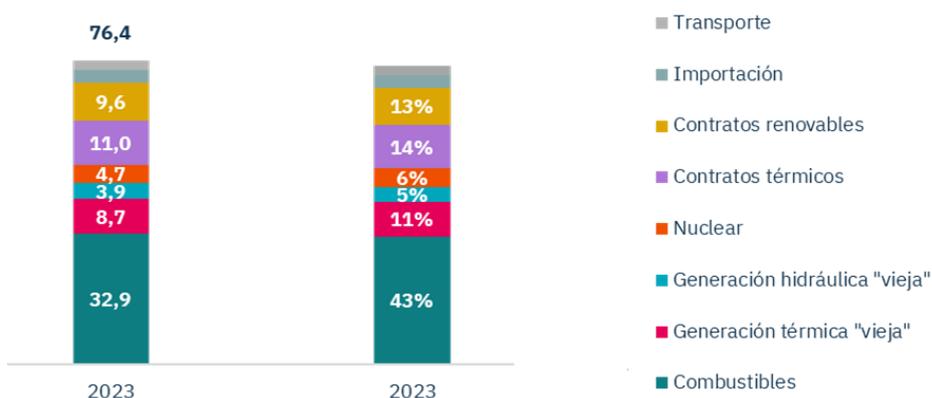
¹⁸ [Econojournal, 10 de julio de 2024](#) y [Más Energía, 10 de julio de 2024](#).

Gráfico Nro. 5. Precio por tipo de remuneración y generación de energía eléctrica en 2023¹⁹
²⁰ (USD/MWh y GWh)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y BCRA.

Gráfico Nro. 6. Costo monómico de generación en 2023 por tipo de tecnología y contrato (USD/MWh y %)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y BCRA.

3.3 Determinación del precio estacional

El precio de la energía eléctrica abonado por la demanda se denomina precio estacional y su determinación se modifica según el segmento de la demanda que se considere. Por un lado, se encuentran los grandes usuarios del MEM cuyo precio estacional refleja el costo monómico de generación en cada período. Por otro, se encuentran los restantes segmentos abastecidos por distribuidoras cuyo precio estacional es definido periódicamente por la Secretaría de Energía.

La diferencia entre el costo monómico de generación y el precio estacional (PEST) definido por la Secretaría de Energía debe ser saldada con subsidios del Estado nacional. Debe señalarse, que desde comienzos del presente siglo el PEST ha estado, por lo general, por debajo del costo monómico de generación, lo que derivó en una situación deficitaria de carácter estructural que implicó la necesidad de crecientes aportes por parte del Estado Nacional.

¹⁹ El precio de la generación térmica no incluye combustibles.

²⁰ Se consideró el tipo de cambio del último día hábil de cada mes.

A inicios de 2016 se inició un proceso de recomposición del precio medio estacional de la energía eléctrica con el objetivo de reducir los subsidios aportados por el Estado Nacional al sector de generación. De este modo, se definió un sendero de recomposición progresivo, permitiendo incrementar la cobertura del costo monómico sobre el precio estacional desde el 15% al 66% en el año 2019. Sin embargo, la recomposición del precio estacional fue abandonada a principios del año 2019, tras la agudización de la crisis económica y social iniciada en 2018.

Gráfico Nro. 7. Costo monómico de generación y precio medio estacional (incluye transporte), 2013 – 1º semestre 2024 ²¹ (USD/MWh y porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y BCRA.

La persistencia de un precio estacional sensiblemente por debajo del costo monómico de generación condujo a un aumento progresivo de los subsidios al sistema de generación eléctrica durante los primeros años de la presente década.

La necesidad de reducir los subsidios, a fin de disminuir el déficit primario del sector público nacional, condujo a mediados de 2022 a la instrumentación de la segmentación tarifaria a través del Decreto Nro. 332 del 16 de junio de 2022. Dicha medida tuvo por objetivo bajar los subsidios percibidos por el segmento residencial, tanto en energía eléctrica como en gas natural y continúa vigente.

3.3.1 Primera fase de la segmentación tarifaria, jun.22 – nov.23

La segmentación tarifaria dividió a los usuarios residenciales en **tres grupos de usuarios** con precios estacionales diferenciales de acuerdo con su nivel de ingresos. Para esto, se determinó que los usuarios que quisieran mantener subsidios deberían inscribirse en el “Registro de Acceso a los Subsidios de Energía” (RASE).

Para la inscripción se definió que no necesariamente debería hacerlo el titular del servicio, pero sí que la declaración jurada, no sólo debía corresponder a la persona física que realizaba el trámite sino a los ingresos y bienes del conjunto de los integrantes del hogar.

²¹ Se consideró el tipo de cambio del último día del mes. El precio medio estacional entre 2013 y 2018 no se publicaba con transporte, por lo que se incrementó de manera constante un 6%, consistente con la relación estacional medio estacional medio con transporte entre 2018 y 2024.

- **Nivel 1 – Ingresos altos:** aquellos hogares perciban más de 3,5 Canastas Básicas Totales (CBT) para un hogar tipo 2 según el INDEC.²² Sobre estos hogares se estableció una **reducción progresiva hasta alcanzar el costo pleno de la energía.**
- **Nivel 2 – Ingresos bajos:** aquellos hogares cuyos ingresos netos fueran inferiores a 1 CBT para un hogar tipo 2 del INDEC. Poseer hasta 1 inmueble y no poseer 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad.²³ Sobre este conjunto de hogares se estableció que el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 40% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.
- **Nivel 3 – Ingresos medios:** aquellos hogares que no se encuentran dentro del segmento de mayores ingresos y cumplen alguna de las siguientes condiciones: **(i)** Ingresos mensuales totales entre 1 y 3,5 CBT para un hogar tipo 2 según INDEC; **(ii)** hogares con convivientes con Certificado Único de Discapacidad (CUD); **(iii)** Poseer hasta 2 inmuebles **(iv)** poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad.²⁴ Sobre este conjunto de hogares se estableció que el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 80% del CVS del año anterior.

Con posterioridad al Decreto de segmentación, la Resolución SE Nro. 649 estableció, en el caso de la energía, que el consumo superior a los 400 KWh/mes para los usuarios de ingresos medios (nivel 3) se pagaría con el precio estacional correspondiente a los usuarios residenciales de ingresos altos (nivel 1).²⁵

²² Con excepción de los hogares ubicados en el partido de Patagones (Buenos Aires), Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Santa Cruz o Tierra del Fuego, los ingresos mensuales totales para pertenecer al segmento de mayores ingresos deberán ser equivalentes o superiores a 3,5 Canastas Básicas Totales tipo 2 más el 22% de beneficio para las zonas alcanzadas por la Ley 23.272, tener 3 o más vehículos con una antigüedad menor a 5 años; tener 3 o más inmuebles o poseer una embarcación, una aeronave de lujo o ser titular de activos societarios que demuestren capacidad económica plena.

²³ A excepción de: los hogares con una o un conviviente con Certificado Único de Discapacidad (CUD) pueden poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad para formar parte del segmento de menores ingresos. Asimismo se definió que se incluirían dentro de este segmento los hogares que, además de no cumplir las condiciones para formar parte del segmento de mayores ingresos, tengan: Una o un integrante con Certificado de Vivienda expedido por el ReNaBaP; Una o un integrante del hogar posea Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur, Una o un integrante con CUD (excepto que el hogar con CUD tenga ingresos mensuales totales del hogar que superen el equivalente a 1,5 CBT para un hogar tipo 2 según INDEC y/o sean propietarios de 2 o más inmuebles, se lo ubicará en el segmento de ingresos medios); un domicilio en donde funcione un comedero o merendero comunitario registrado en el RENACOM (excepto que en el hogar funcione un comedero o merendero comunitario registrado en RENACOM y que los ingresos sean mayores a una CBT para un hogar tipo 2 según INDEC y/o posean 2 o más inmuebles o 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad, se lo ubicará en el segmento de ingresos medios).

²⁴ Con excepción de los hogares con una o un conviviente con CUD pueden poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad para formar parte del segmento de ingresos medios.

²⁵ Consumo que se ampliaría hasta los 550 KWh/mes para zonas sin gas por redes.

Gráfico Nro. 8. Participación de usuarios por nivel, febrero 2024 (porcentajes)

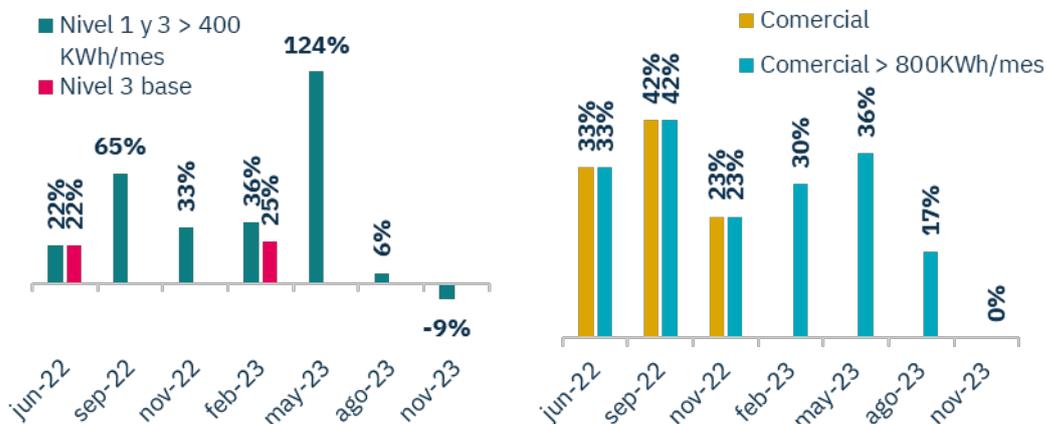


Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Al evaluar la evolución del precio estacional residencial se observa que, con anterioridad a la instrumentación de la segmentación tarifaria se incrementó el precio en un 22%. Luego, en el caso de los usuarios de ingresos altos y el consumo excedente sobre el nivel 3, se aplicó una quita total de subsidios. Sin embargo, en el caso de los usuarios de ingresos bajos (Nivel 2), entre junio de 2022 y diciembre de 2023 no se volvieron a aplicar incrementos, mientras que en el caso del bloque base de nivel 3, sólo se aplicó un aumento del 25% en febrero de 2023.

Mención aparte merecen los usuarios no residenciales con demandas de hasta 10 KW (catalogados como demandas comerciales e industrial chico según CAMMESA), este sector que compone aproximadamente un tercio de la demanda total también fue afectado por el proceso de quita de subsidios. A mediados de 2022 se anunció una quita progresiva de subsidios sobre estos usuarios, igualando el precio estacional al de los usuarios de nivel 1. Sin embargo, en enero de 2023 se retrotrajo esta medida y se estableció, un criterio similar al de los residenciales Nivel 3. De esta forma, hasta un consumo de 800 KWh/mes no se aplicaron incrementos, mientras que sobre el consumo excedente se fijaron tarifas más elevadas, aunque por debajo de las percibidas por los usuarios residenciales de altos ingresos.

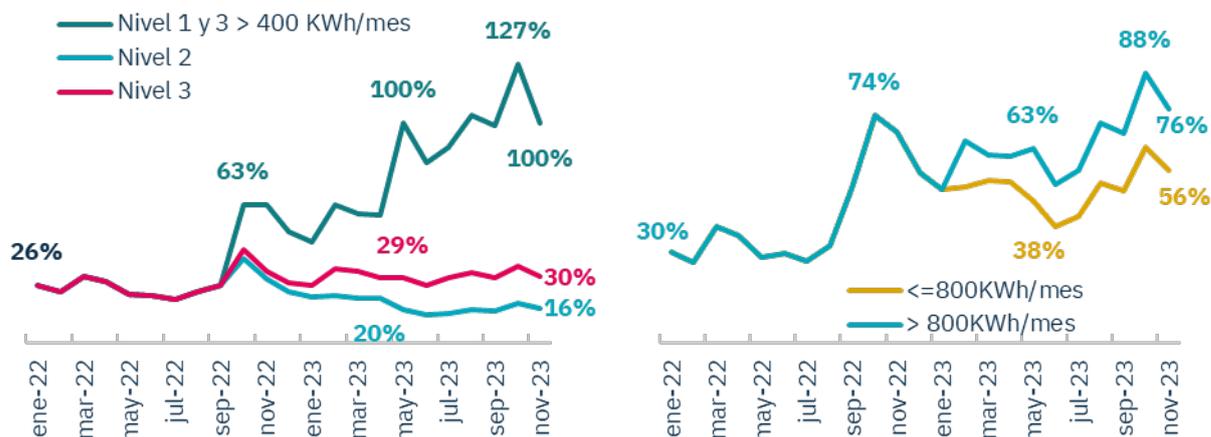
Gráfico Nro. 9. Incrementos porcentuales del precio estacional por nivel, junio de 2022 y diciembre de 2023 (Fase 1) (Porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Como es posible observar en la primera fase del proceso de segmentación tarifaria se instrumentaron sucesivos incrementos sobre el precio de la energía para los usuarios de nivel 1 y para los usuarios comerciales, aunque en este caso fueron de menor cuantía. Debe destacarse qué en noviembre de 2023 el precio disminuyó en línea con la programación del período estival.

Gráfico Nro. 10. Relación estacional/monómico en la Fase 1 de la segmentación tarifaria, Jun.22 – Nov.23 (Porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y BCRA.

Debe destacarse qué, la persistente devaluación del tipo de cambio a lo largo de 2023, profundizada en diciembre condujo a qué incluso se produjese un fuerte desfasaje entre el costo monómico y el precio estacional. Sólo en el caso del nivel 1, se mantuvo en línea con el costo pleno, entre mayo y noviembre de 2023.

3.3.2 Segunda fase de la segmentación tarifaria, dic.23 – hasta la actualidad.

Tras la asunción del nuevo gobierno en diciembre de 2023 se instrumentó una fuerte devaluación que tuvo como consecuencia una fuerte caída del precio estacional abonado por la demanda evaluado en USD/MWh. A modo de ejemplo, el precio estacional abonado por los usuarios pertenecientes al nivel 1 paso de cubrir el 100% del costo monómico de generación al 53%, mientras que los usuarios nivel 2 y 3 bloque base pasaron a abonar el 9% y el 17% del costo de generación respectivamente.

Adicionalmente se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 70 declarando a la emergencia del sector energético nacional. En dicha norma se hacía referencia a la redeterminación de la estructura de subsidios vigente sobre las tarifas de energía eléctrica y gas natural (art. 177). Sin embargo, en este caso, el Estado ya estaba habilitado para avanzar en dicha dirección.

En febrero de 2024, se actualizaron los precios estacionales a través de la Resolución SE Nro. 7/2024. Estos precios mantuvieron el esquema adoptado a lo largo del año 2023 dado que no se aumentaron los precios a abonar por los usuarios residenciales de ingresos bajos y medios y se incrementó el valor para usuarios residenciales de altos ingresos. Una novedad respecto de esta resolución correspondió al segmento no residencial con demandas hasta 10 kw (comercial) al cual se le aplicó la quita total de subsidios.²⁶

²⁶ También se aplicó la quita total de subsidios sobre los grandes usuarios de entes oficiales de salud y educación.

Adicionalmente, se incrementó el precio pagado por la potencia, que pasó de 80.000 AR\$/MW-mes a 2.682.000 AR\$/MW-mes para los todos los usuarios, con excepción de los hogares de ingresos bajos y para el bloque subsidiado de ingresos medios. En el caso de los usuarios residenciales y comerciales este valor no se incrementaba desde agosto de 2018.²⁷

Adicionalmente, en vistas a modificar el esquema de subsidios instrumentado a través de la segmentación tarifaria se convocó a Audiencia Pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a la redeterminación de la estructura de subsidios vigente (Resolución SE Nro. 8/2024). Allí la Secretaría de Energía presentó su propuesta de modificación del esquema vigente (“segmentación”) de subsidios, el cual sería reemplazado por una “Canasta Básica Energética” (CBE)

El nuevo esquema propuesto proponía la estimación para cada hogar del consumo energético mínimo, tomando en consideración la localización geográfica, los servicios energéticos disponibles y el tamaño del hogar. Una vez estimado el consumo energético mínimo se lo valorizaba a los precios vigentes y se evaluaba su incidencia en el ingreso total del hogar. En el caso de que la incidencia del consumo energético superara una determinada proporción de los ingresos del hogar, dicho hogar sería considerado como un beneficiario de los subsidios energéticos.²⁸

La CBE se proponía como punto de partida para la nueva estructura de subsidios la utilización del RASE, por lo que el Ingreso del Grupo Conviviente (IGC) declarado en este registro debía ser ajustado por el Coeficiente de Variación Salarial (CVS)²⁹ para determinar el IGC actualizado.³⁰ Como resultado de este proceso, los usuarios que cumplieran con los criterios de inclusión (bajos ingresos medidos en relación con la CBE) recibirían, mediante transferencia directa o bonificación en la factura, un monto mensual que les permita cubrir la CBE que les corresponde según su ubicación geográfica y cantidad de convivientes.

Sin embargo, dada la dificultad en su implementación tras varios meses esta propuesta no llegó a instrumentarse. Por su parte el Decreto PEN Nro. 465 de mayo de 2024 estableció un período de transición de un esquema de subsidios generalizados a uno focalizado en el lapso de seis meses, estableciendo: **(i)** que se deja sin efecto el artículo Nro. 3 del Decreto 332 que establecía que los aumentos para los usuarios de nivel 2 y 3 estaban vinculados a la evolución del IVS; **(ii)** se mantiene el RASE, aunque se propone que se buscará optimizar dicho registro y **(iii)** que se evaluarán y ajustarán los volúmenes subsidiados de los usuarios de nivel 2 y 3.

Poco después de la publicación del Decreto Nro. 465 se publicaron las Resoluciones Nro. 90 y 91/2024. La primera de ellas introdujo dos elementos centrales en el proceso de quita de subsidios sobre los sectores residenciales de ingresos medios y bajos:

1. Redujo el bloque base de consumo de los usuarios de ingresos medios (nivel 3) de 400 KWh/mes a 250 KWh/mes, por encima de este consumo se paga el mismo precio que el nivel 1.
2. Se incluyó un bloque base de consumo sobre los usuarios del nivel 2 de 350 KWh/mes, por encima de este consumo, deberán abonar el mismo precio que el nivel 1.

²⁷ En el caso de los usuarios industriales sufrió sucesivos incrementos desde mayo de 2022, sin embargo, en agosto de 2023 se redujo nuevamente a 80.000 AR\$/MW-mes, equiparándose al valor asignado a usuarios residenciales y comerciales.

²⁸ Debe señalarse que en la documentación presentada por la Secretaría de Energía no se definió la incidencia máxima que debería tener el gasto en energía sobre el ingreso del hogar.

²⁹ Considerando la última declaración realizada en el RASE.

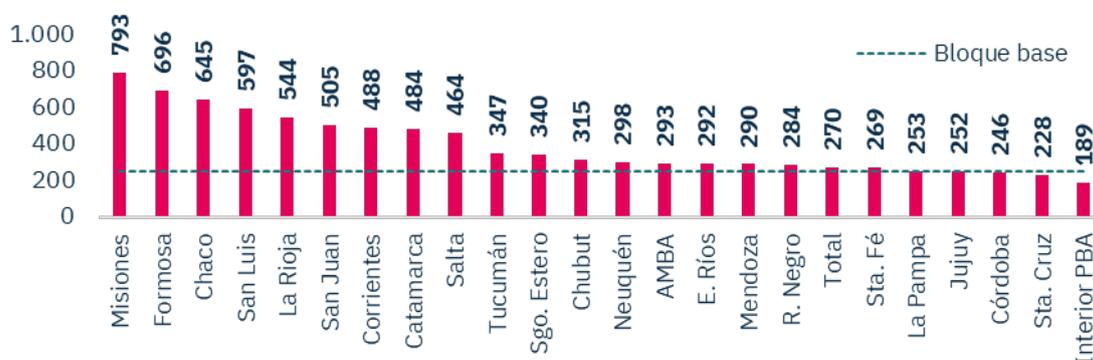
³⁰ Adicionalmente se sostenía que la información declarada en el RASE sería cruzada con las bases del Sistema de Identificación Nacional Tributario y Social (SINTyS), entre otras.

Gráfico Nro. 11. Demanda unitaria por provincia para los usuarios de nivel 2 ³¹ (KWh mensuales por usuario)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y Secretaría de Energía.

Gráfico Nro. 12. Demanda unitaria por provincia para los usuarios de nivel 3 ³² (KWh mensuales por usuario)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y Secretaría de Energía.

Debe destacarse que, en principio, los bloques base cubrirían gran parte de las demandas de los usuarios de ingresos medios y bajos. De todas formas, si se considera que en algunas provincias no se cuenta con gas por redes, los consumos pueden ser más elevados. Adicionalmente, la Resolución SE Nro. 90 estableció que todos los usuarios que fueron catalogados como Nivel 2 por la Disposición Nro. SE 3/2022 y la Resolución SE Nro. 631/2022³³ sin haberse inscripto en el RASE tienen 60 días corridos para anotarse de modo voluntario, en caso de no hacerlo caducará el beneficio. El plazo se cumpliría los primeros días de agosto de 2024, aunque fue prorrogado hasta el 5 de septiembre.

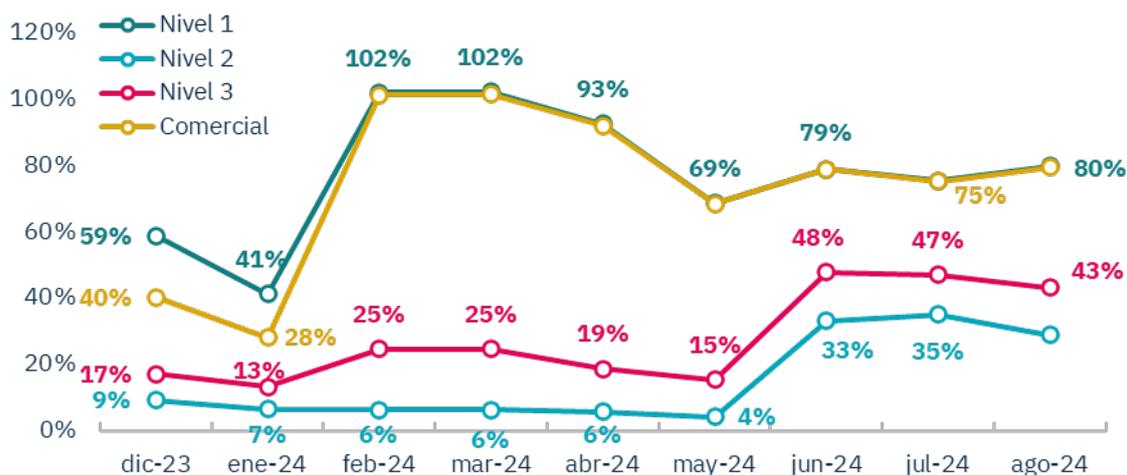
³¹ Se consideró la demanda por provincia informada por CAMMESA y la cantidad de usuarios por nivel publicada por la Secretaría de Energía a febrero de 2024. En el caso del AMBA y del interior de PBA se consideró el promedio de usuarios por nivel de CABA y Bs. As. para diferenciar los usuarios se consideraron la cantidad de usuarios del AMBA (Edelap, Edenor y Edesur) publicada a febrero de 2022, corregida por el incremento de la cantidad de usuarios totales, según los datos publicados en febrero de 2024.

³² Idem nota 31.

³³ Estas normas establecen que las personas beneficiarias de la Tarifa Social conforme los criterios de elegibilidad dispuestos en la Resolución MINEM Nro. 219/2016; y las personas beneficiarias de otros programas provinciales que, estén destinados a beneficiar a aquellos usuarios y usuarias con menor capacidad económica para afrontar el pago del servicio público de electricidad, podrán ser incluidas en el padrón de beneficiarios y beneficiarias de subsidios a la energía en calidad de usuarios y usuarias de Nivel 2 – Menores Ingresos –, sobre la base de la información con la que cuenta el Estado Nacional.

Por su parte, la Resolución SE Nro. 91 determinó el precio estacional para el período comprendido entre los meses de junio y octubre del corriente año para los usuarios de altos ingresos (nivel 1). A la vez, que estableció una bonificación sobre el mismo del 55,94% y del 71,92% para los usuarios catalogados como nivel 2 y nivel 3 respectivamente. Debe destacarse que con la publicación de esta resolución se verificó un cambio en la política de subsidios dado que el precio estacional establecido para los hogares de altos ingresos se encuentra por debajo del costo monómico de generación.

Gráfico Nro. 13. Relación estacional/monómico en la Fase 2 de la segmentación tarifaria, dic.23 – ago.24 ³⁴ (Porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA y BCRA.

Tras los aumentos de junio, en agosto y se volvió a incrementar el precio de la energía y la potencia en un 5%. ³⁵ Así, analizando los primeros 8 meses de 2024, el precio estacional para los usuarios de nivel 1 representó aproximadamente el 78% del costo monómico de generación para los usuarios residenciales pertenecientes al nivel 1, proporción que se reduce al 15% en los usuarios nivel 2 y al 28% en el nivel 3. ³⁶

Para los meses restantes de 2024, si se considera que se mantiene este nivel de precios y el gobierno logra mantener el *crawling peg* del tipo de cambio, el cubrimiento sobre el costo monómico pasaría estar en torno al 95% para el nivel 1 y demandas comerciales, mientras que las demandas de nivel 2 y 3 cubrirían un 30% y 48% respectivamente. De ocurrir una mayor depreciación del tipo de cambio, para mantener estos niveles de cubrimiento sobre el costo monómico, se deberían incrementar nuevamente los precios estacionales a fin de contener los subsidios.

³⁴ Para el mes de agosto se consideraron los mismos precios del nivel 1 del mes de junio en dólares (dado que el incremento fue del 4%, lo que corresponde al 2% de devaluación mensual).

³⁵ Resolución SE Nro. 192/2024.

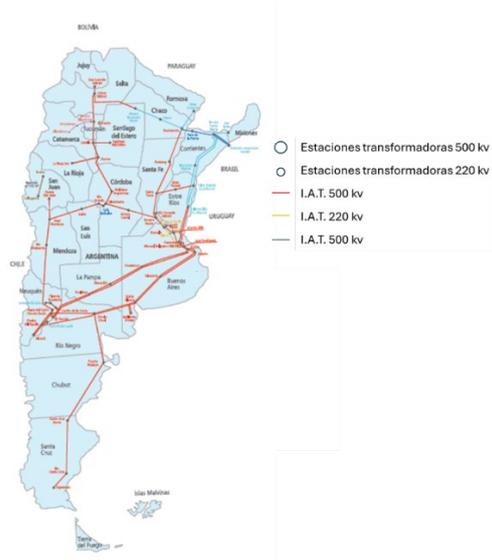
³⁶ Estos porcentajes del nivel 2 y 3 corresponden al promedio ponderado entre la demanda del bloque base y excedente.

Capítulo 4. Valor Agregado de Transporte (VAT) y Distribución (VAD) y tarifas finales.

4.1 Valor Agregado de Transporte

La mayoría de la electricidad en Argentina se transporta a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), red de transmisión que conecta a las principales generadoras de energía con los centros de consumo en todo el país.³⁷ Como ya se ha mencionado las principales empresas responsables del transporte de energía eléctrica en Argentina son Transener y sus subsidiarias, que manejan la mayoría de las líneas de alta tensión. También existen otras empresas regionales como Transba, Transnea y Transnoa, que operan en distintas regiones del país.

Gráfico Nro. 14. Sistema de transmisión eléctrica



Fuente: elaboración propia en base a Transener.

El precio del transporte es determinado a nivel nacional por la Secretaría de Energía y su trasladado a tarifa y es realizado por el ENRE, quien regula el sector. Por primera vez, tras la privatización en el año 2016 se llevó a cabo el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el 31 de enero de 2017 el ENRE emitió las Resoluciones Nro. 66 a 74, mediante las cuales se establecieron las tarifas para el quinquenio 2017/2021. Asimismo, el ENRE estableció, entre otros aspectos importantes, el mecanismo de actualización de la remuneración, el régimen de calidad de servicio y sanciones, el régimen de premios asociado a la calidad de servicio y el plan de inversiones a realizar por las compañías durante dicho período.

Como parte del mecanismo de actualización se actualizó la remuneración de las compañías transportistas en febrero y agosto de 2018, febrero y agosto de 2019. Aunque según consta en el Informe Contable de 2019 de Transener, la compañía señala que las actualizaciones correspondientes al año 2019 no reflejaron las variaciones de los costos operativos de inversión.

En diciembre de 2020, mediante el Decreto Nro. 1020, el Estado Nacional determinó el inicio de la renegociación de la RTI, cuyo proceso no podría exceder 2 años, previéndose acuerdos

³⁷ El sistema de transporte está compuesto por líneas de alta y extra alta tensión (132 kV, 220 kV, 330 kV y 500 kV). La red de 500 kV es la columna vertebral del sistema de transmisión, permitiendo el transporte de grandes volúmenes de electricidad a largas distancias.

transitorios y definitivos que celebrarán el ENRE y el Ministerio de Economía “ad-referéndum”.³⁸ Asimismo, se prorrogó por 90 días corridos el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica establecido en el artículo 5° de la Ley Nro. 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, o hasta tanto entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición. Como resultado de esto, en 2020 no se modificaron las tarifas permaneciendo vigente el mismo cuadro tarifario que resultara de la actualización realizada en el mes de agosto 2019.

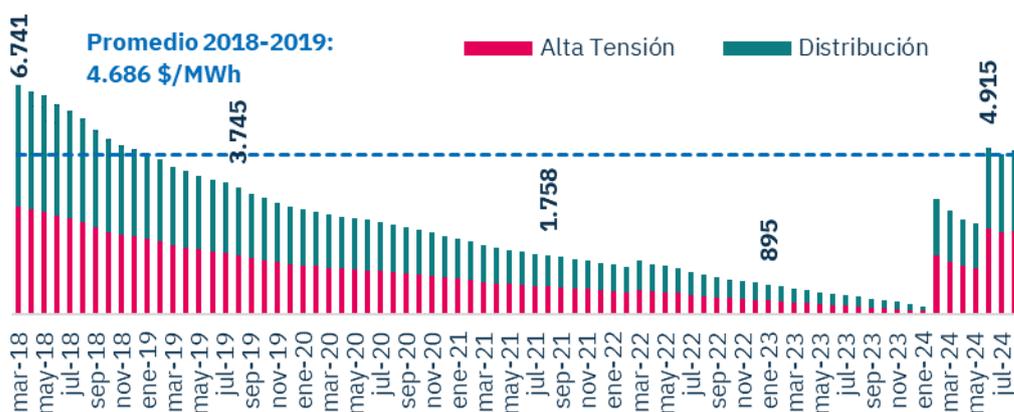
En enero de 2021, mediante Resolución ENRE Nro. 17 se dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, convocando a las Transportistas.

En febrero de 2022, el ENRE a través de las Resoluciones Nro. 68 y 69 aprobó los nuevos valores horarios de remuneración, vigentes a partir del 1° de febrero de 2022, estableciendo un incremento en torno al 25% respecto de los valores vigentes desde agosto de 2019, las compañías presentaron recursos de reconsideración y, en consecuencia, en mayo de 2022 se modificaron estos valores³⁹, estableciendo un incremento en torno al 68% respecto a los valores vigentes desde agosto de 2019.

Un elemento para señalar es que, no todos los ajustes de transporte fueron trasladados a la demanda. La Disposición de la SSE Nro. 75/2018 fijó los valores a ser trasladados a la demanda, los cuales se mantuvieron inalterados hasta el año 2022.⁴⁰ Como resultado de esto los valores fijados para la demanda de distribuidora 2024 resultaron en incrementos muy significativos. Comparando los valores de febrero de 2024 y febrero de 2022 el aumento fue del 1424%, y en junio de 2024 en un 90% respecto de febrero del mismo año, luego a través de la Resolución SE Nro. 192/2024 se volvió a incrementar el transporte en un 6%, contabilizando un incremento total del 3.252% (agosto 2024 vs. marzo 2022).

Pese a los incrementos, el componente del transporte sigue teniendo una baja incidencia sobre la tarifa final de energía eléctrica (en torno al 1% para el nivel 1, 4% nivel 2 y 3% para el nivel 3).

Gráfico Nro. 15. Transporte de energía eléctrica para los usuarios de distribuidora, mar.18-ago.24 ⁴¹ (\$ constantes de julio 2024/MWh)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

³⁸ Este plazo fue prorrogado a través del del Decreto PEN Nro. 815/22.

³⁹ Resoluciones ENRE Nro. 147 y 148.

⁴⁰ Tal como consta en las Resoluciones SRRyME Nro. 366/2018, 14/2019 y SE Nro. 131/2021.

⁴¹ Se consideran los valores dispuestos a partir de marzo de 2018. Las Resoluciones SE Nro. 366/2018, 14/2019 y 131/2021 mantuvieron fijos los valores a ser trasladados a la demanda de distribuidoras.

A través de la Resolución ENRE Nro. 223/2024 se aprobó el inicio de la Revisión Tarifaria Integral de Transener, Transba, Transpa, Distrocuyo, Epen, Transnea, Transnoa y Transcomahue. Allí se estableció que la remuneración que propongan las transportistas deberá considerar los siguientes aspectos: **(i)** Debe reflejar el costo económico de los recursos involucrados en la función de transporte de energía eléctrica; **(ii)** Se aplicará un régimen de sanciones por incumplimientos de las exigencias mínimas en materia de calidad, que podrán ser progresivamente crecientes en el transcurso del período tarifario y, **(iii)** Se aplicará un régimen sancionatorio por incumplimientos en el plan de inversiones de obligatorio determinado en la revisión tarifaria. El plan de trabajo establece un total de 260 días para la publicación de las resoluciones que establezcan la remuneración, régimen de sanciones, etc.

Finalmente, debe señalarse que el mantenimiento de las líneas de transmisión es crucial para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, así como la expansión de la infraestructura de transmisión es esencial para acompañar el crecimiento de la demanda de electricidad y la integración de nuevas fuentes de generación, especialmente las energías renovables. Si bien es cierto que el precio del transporte ha estado por debajo de la evolución de precios de la economía, ciertamente debe destacarse que la tarifa ha estado destinada a cubrir los costos operativos, quedando la ampliación de la capacidad de transporte bajo responsabilidad del Estacio nacional.

4.2 Valor Agregado de distribución

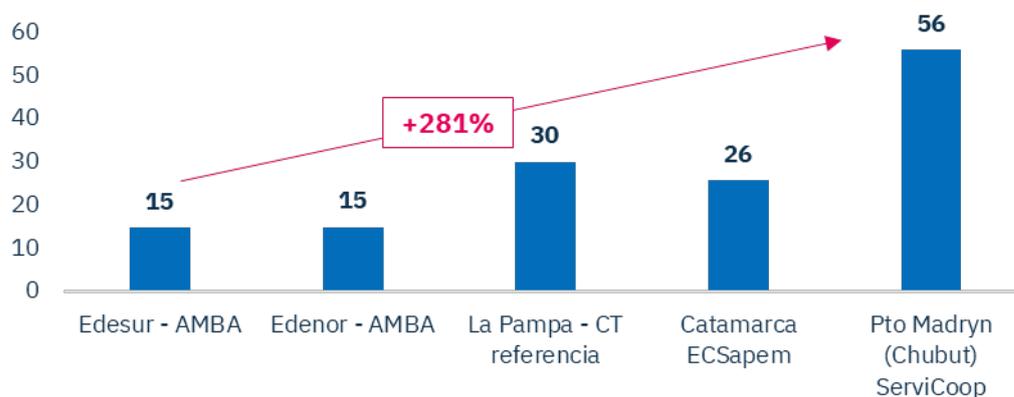
La distribución de energía eléctrica es un componente regulado a nivel jurisdiccional, por lo que la determinación de los costos y la remuneración a percibir por las distribuidoras depende de la definición de cada ente provincial, dando como resultado una importante variabilidad a nivel nacional en los cuadros tarifarios finales.

Como se señaló, es la autoridad regulatoria provincial la que determina los ingresos a percibir por las distribuidoras. En este caso en algunas provincias el VAD se actualiza periódicamente y en otras los incrementos van por debajo de la evolución general de costos. Adicionalmente, la provincia puede determinar subsidios adicionales a las tarifas, ya sea a través de políticas de focalización tales como tarifa social y/o subsidios diferenciales por nivel, o también, estas tienen la potestad de definir costos a percibir por las distribuidoras, pero trasladar un menor nivel de VAD a los usuarios, determinado así un mecanismo de subsidios generalizados al VAD.⁴²

Sin embargo, como se señaló el contexto a nivel nacional es muy heterogéneo, a la vez que en muchos casos las distribuidoras son propiedad de las provincias lo que determina mecanismos diversos de traslado de los costos a las tarifas.

⁴² Este es el ejemplo de las distribuidoras y cooperativas del interior de la provincia de Bs. As. reguladas por el OCEBA, provincia en la cual no sólo existe una tarifa social, sino que además hay subsidios al VAD para los usuarios de ingresos medios y bajos (nivel 2 y 3).

Gráfico Nro. 16. Comparación del VAD vigente en distintas distribuidoras del país, para un consumo de 250 KWh/mes ⁴³ ⁴⁴ (\$/KWh)



Fuente: elaboración propia en base al ENRE, entes provinciales y distribuidoras.

Se puede observar la dispersión del VAD percibido por las compañías / cooperativas seleccionadas. No obstante, y pese a que Edenor y Edesur verifican valores muy por debajo de los registrados en La Pampa, Catamarca y Puerto Madryn debe destacarse que la concentración urbana también permite reducir costos en el servicio de distribución. Sin embargo, en el caso de la Cooperativa de Puerto Madryn (Chubut) se observan los costos más altos pese a tener una mayor concentración urbana, situación que suele repetirse en el caso de las cooperativas.

A continuación, se detallará la evolución del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las distribuidoras del AMBA.

4.2. Evolución del Valor Agregado de distribución de energía eléctrica en el AMBA

Tras la derogación de la Ley de Convertibilidad en 2022 (Nro. 25.565) y con la sanción de la “Ley de Emergencia Económica” (Nro. 23.697) se pesificaron las tarifas y se facultó al Poder Ejecutivo a renegociar los contratos con las empresas proveedoras de servicios públicos, dando inicio a una década signada por la suspensión de los procesos de revisión tarifaria integral y, en donde, las tarifas se abarataron significativamente en términos reales.

El marco regulatorio vigente contempla la instrumentación de revisiones de tarifas periódicas; en el caso del AMBA, la primera debía realizarse en 2002 pero fue postergada tras la declaración de la emergencia económica. Así, en una primera instancia, se optó por la suscripción de Actas Acuerdos destinadas a renegociar los contratos en el año 2006.⁴⁵ Recién se iniciaría el proceso de revisión tarifaria integral (RTI), como establecía el marco regulatorio vigente, en el año 2016. En efecto, a inicios de dicho año, y en el marco del Decreto Nro. 134/2015 de “Emergencia Energética”, se publicó la Resolución del Ministerio de Energía y Minería (MINEM) Nro. 7/2016 que dispuso la eliminación de los subsidios que percibían los usuarios de EDENOR y EDUSUR en concepto de VAD y se realizó una readecuación tarifaria para cubrir los costos de operación

⁴³ Se consideraron estas distribuidoras dado que en los cuadros tarifarios tienen desagregado el VAD. En el caso de La Pampa, el ente provincial publica un cuadro tarifario provincial de referencia. En el caso de Edenor y Edesur, el VAD corresponde a lo publicado en las Resoluciones ENRE Nro. 101 y 102/2024.

⁴⁴ Corresponde a la evolución del costo fijo (\$/mes) dividido por 350 KWh/mes, sumado al cargo variable correspondiente a los costos propios de distribución.

⁴⁵ En el marco de la renegociación de las actas acuerdo se fijaron nuevas obligaciones para las prestatarias e incorporando una revisión del Valor Agregado de Distribución (VAD) promedio que determinaba un incremento del 23% sobre los costos propios de distribución, aunque el incremento estipulado no podría superar el 15% de suba en la tarifa final y no se aplicaría a categoría de usuarios residenciales de menores consumos.

del sistema y realizar mantenimientos e inversiones.⁴⁶ Asimismo, se instruyó al ENRE a realizar la RTI cuyo objeto fue establecer la retribución que deberían percibir las empresas distribuidoras a fin de garantizar la correcta provisión del servicio.

A lo largo del año 2016 se realizaron las audiencias públicas con la presentación de las propuestas de las distintas compañías y finalmente la RTI fue aprobada en febrero de 2017 a través de las Resoluciones ENRE Nro. 63 y 64 estableciendo los Costos Propios de Distribución (CPD) de Edenor y Edesur para el quinquenio 2017-2021, allí mismo se establecía además el plan de obras comprometidas.

Se debe señalar, que a fin de establecer incrementos “graduales” se estableció un sendero de incrementos en el VAD en tres etapas: febrero 2017, noviembre 2017 que finalmente en el marco de las elecciones se trasladó al mes de diciembre 2017 y febrero 2018. Según las resoluciones citadas, cada etapa no podía implicar incrementos superiores al 42%. A la vez, que se estableció que la contracción de ingresos que enfrentaron las distribuidoras por este mecanismo sería compensada en 48 cuotas consecutivos que se comenzarían a abonar en febrero de 2019. Por último, en el marco de estas resoluciones, se estableció un mecanismo de actualización semestral del VAD que contemplaba la evolución de los precios de la economía.

La recomposición de los ingresos de las distribuidoras, producto del aumento del VAD, fue acompañado por un sensible incremento en el precio estacional de la energía tendiente a disminuir los subsidios a la energía. De esta forma, desde 2017 se verificaron sensibles incrementos en las tarifas, por un lado, como consecuencia de los ajustes del VAD y por el otro como resultado de los incrementos en el precio estacional de la energía.

Sin embargo, el inicio de la crisis económica en el segundo trimestre de 2018 condujo a comienzos de 2019 a la suspensión de los incrementos tarifarios, tanto en energía eléctrica como en gas natural. Esta suspensión se prorrogó tras el cambio de administración en diciembre de 2019, cuando se dispuso un congelamiento tarifario por 180 días y la revisión de la RTI⁴⁷, previéndose acuerdos transitorios que celebrarían el ENRE y el Ministerio de Economía “*ad-referéndum*” estableciendo un Régimen Tarifario de Transición hasta tanto se pudiera establecer una nueva RTI.

En el marco de la pandemia por COVID-19, se fue demorando la toma de decisiones en esta materia durante 2020, manteniendo así el VAD sin modificaciones entre marzo de 2019 y mayo de 2021, en un contexto de elevado ritmo de variación de los precios domésticos. En 2021, se estableció un incremento del VAD (Resoluciones ENRE Nro. 106 y 107/2021) en torno al 32% “a cuenta” de la futura RTI (un aumento del 8% de las tarifas). Se debe señalar, que el incremento estuvo por debajo del ritmo de variación de los precios domésticos. En 2022, el aumento del VAD estuvo en torno al 8%, en un contexto de elevación de la inflación doméstica.⁴⁸

Sin embargo, en el año 2023 y en el marco de la campaña electoral, se realizaron dos fuertes incrementos del VAD en abril y junio de 2023 en torno al 108% y 73% respectivamente, permitiendo recomponer parcialmente ingresos de las distribuidoras.⁴⁹ De todas formas, la aceleración de la depreciación del tipo de cambio y la evolución de los índices de inflación condujo a una rápida disminución del VAD en términos reales.

⁴⁶ Este incremento fue judicializado en la provincia de Buenos Aires. En agosto del 2016 la justicia de San Martín, provincia de Buenos Aires, dio lugar a una acción de amparo presentada por el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad (CEPIS), en el que solicitaron la nulidad de los incrementos de energía eléctrica. Este fallo llegó a la Corte Suprema de la Nación que rechazó la intervención en una resolución firmada por los jueces Ricardo Lorenzetti, Juan Carlos Maqueda, Horacio Rosatti y Carlos Rosenkrantz. Esto dio por cerrado el capítulo judicial en materia de incrementos de energía eléctrica y quedó allanado el camino para avanzar en los nuevos incrementos.

⁴⁷ A través del Decreto Nro. 1020, el Estado Nacional determinó el inicio de la renegociación de la RTI, cuyo proceso no podría exceder 2 años, plazo que fue prorrogado a través del del Decreto Nro. 815/22.

⁴⁸ Resoluciones ENRE Nro. 75 y 76/2022.

⁴⁹ Resoluciones ENRE Nro. 240 y 241/2023.

Gráfico Nro. 17. Evolución del VAD residencial ⁵⁰ (\$ constantes de Jul-24/KWh)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Gráfico Nro. 18. Evolución del VAD comercial ⁵¹ (\$ constantes de Jul-24/KWh)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

En febrero de 2024, tras ocho meses sin modificación del VAD, las Resoluciones ENRE Nro. 101 y 102/2024 incrementaron el CPD de Edenor y Edesur para el año 2024, verificando aumentos del 274% para los usuarios residenciales⁵² y del 363% para los usuarios comerciales.⁵³

A diferencia de incrementos pasados, en este caso, los aumentos no fueron homogéneos entre las distintas categorías, siendo superior el verificado en el cargo fijo que el del cargo variable. Tanto para los usuarios residenciales como comerciales, el incremento del VAD de febrero de 2024, alcanzó un valor cercano al promedio verificado en 2018/2019.

Adicionalmente, con el objeto de mantener en términos reales los ingresos de las distribuidoras, se aprobó una fórmula de actualización mensual de la remuneración a partir de mayo de 2024 que contemplaba: **(i)** la variación del Índice de Salarios (con una ponderación del 0,55); **(ii)** la variación del Índice de Precios Mayoristas (IPIM) – Productos Manufacturados (con una ponderación del 0,25); y **(iii)** la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) (con una ponderación del 0,20). La instrumentación de dicha fórmula no se llevó a cabo.

⁵⁰ Corresponde a la evolución del costo fijo (\$/mes) dividido por un consumo de 350 KWh/mes sumado al cargo variable correspondiente a los costos propios de distribución. Se considera la evolución del VAD desde febrero de 2017 de acuerdo con los Costos Propios de Distribución (CPD) publicados por el ENRE tras la realización de la RTI. Para el mes de agosto se consideró la inflación prevista en la última estimación REM del BCRA.

⁵¹ Corresponde a la evolución del costo fijo (\$/mes) dividido por un consumo promedio sumado al cargo variable correspondiente a los costos propios de distribución. Se considera la evolución del VAD desde febrero de 2017 de acuerdo con los Costos Propios de Distribución (CPD) publicados por el ENRE tras la realización de la RTI. Para el mes de agosto se consideró la inflación prevista en la última estimación REM del BCRA.

⁵² Con estos incrementos se modificaron los rangos de consumo pasando de 9 a 4, sin embargo, las Resoluciones ENRE Nro. 198 y 199 volvieron a modificar los rangos pasando de 4 a 6 con el objeto de amortiguar los incrementos en algunas categorías de consumo.

⁵³ En el caso de los usuarios de Edenor y Edesur los usuarios “comerciales” corresponden a la categoría “G”, esto es usuarios no residenciales con demandas de potencia de 10 Kv.

Finalmente, el 1º de agosto de 2024 se publicaron los nuevos Costos Propios de Distribución (CPD) con un incremento del 3%, aunque no se especifican los criterios considerados.⁵⁴ De todos modos y pese al aumento vigente desde agosto, se verifica una contracción caída del 28% sobre el ingreso de las distribuidoras del AMBA respecto de febrero de 2024.

Finalmente, cabe mencionar que a través de la Resolución ENRE Nro. 270/2024 se aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria Integral de Distribución de Edenor y Edesur en el marco de sus respectivos Contratos de Concesión. Entre los ejes principales figuran: **(i)** El cálculo de costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica a cargo; **(ii)** El diseño de mecanismos de actualización de la remuneración; **(iii)** El cálculo de la tasa de rentabilidad, **(iv)** La elaboración de un plan de inversiones y **(v)** La aplicación de un régimen de sanciones y premios. Según el cronograma establecido, el informe final debería entregarse el 30 de septiembre y el 1º de octubre debería publicarse la Resolución convocando a audiencia pública para establecer la nueva RTI.⁵⁵

4.3 Situación tarifaria actual

4.3.1 Tarifas en el AMBA

Durante 2024 se verificaron, hasta el momento, tres incrementos en el precio estacional de la energía eléctrica (febrero, junio y agosto de 2024). Como se mencionó previamente, en febrero se aplicó la quita total de subsidios sobre los usuarios de altos ingresos (nivel 1) y usuarios comerciales, sin embargo, desde junio se los volvió a subsidiar, aproximadamente en un 20%. Por su parte los usuarios de ingresos medios y bajos pasaron a tener un porcentaje de subsidio sobre el precio de la energía del nivel 1. Debe destacarse que el precio de la energía para los usuarios de nivel 2 no se incrementaba desde junio de 2022, mientras que para los usuarios de nivel 3 se mantenía fijo desde febrero de 2023. Adicionalmente se redujo el bloque base del nivel 3 y se aplicó un bloque base para el nivel 2. El consumo excedente se abona al precio del nivel 1. Por otro lado, se incrementó el costo del transporte (+3.252% agosto 2024 vs. marzo 2022).

Gráfico Nro. 19. Estimación de las tarifas de energía eléctrica del AMBA para un consumo de 350 KWh/mes, usuarios residenciales ⁵⁶ (\$ corrientes/mes)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE.

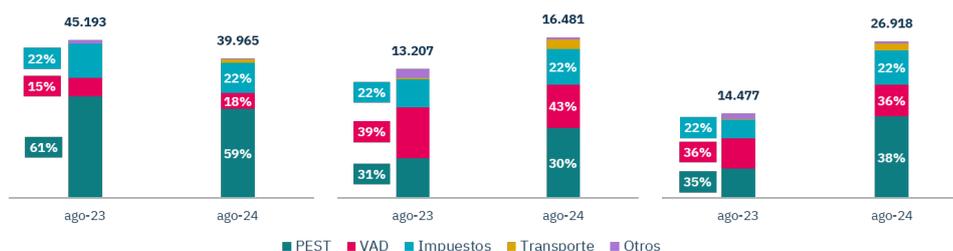
⁵⁴ Resoluciones ENRE Nro. 518 y 520.

⁵⁵ Sin embargo, debe destacarse que la “audiencia pública” es un procedimiento formal, dado que la misma es no vinculante.

⁵⁶ Se muestra el promedio entre Edenor y Edesur, incluye impuestos.

Los incrementos interanuales de las facturas promedio mensuales alcanzan el 197% para los usuarios residenciales de ingresos altos, mientras que para los de ingresos bajos es del 319% y para los de ingresos medios es del 524%. Si se evalúan las tarifas del AMBA al dólar oficial se verifica que los incrementos de agosto de 2024 ubican a las tarifas de nivel 1 en un 8% por encima del mismo mes del año previo. Por su parte las tarifas de nivel 2 y 3 se incrementan en un 52% y 127% respectivamente. A la inversa se incrementa el peso del VAD en las tarifas de nivel 1 y 2. En todos los casos aumenta la incidencia del transporte sobre las tarifas finales.

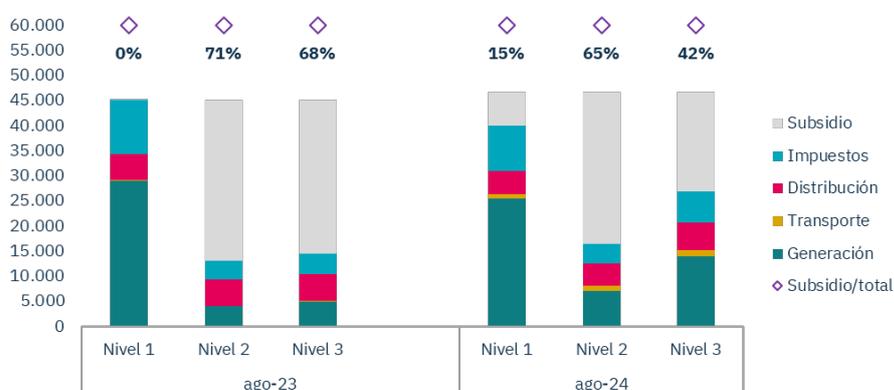
Gráfico Nro. 20. Comparación de tarifas de energía eléctrica ago-23 y ago-24 para un consumo de 350 KWh/mes del AMBA⁵⁷ (\$ constantes de julio de 2024/mes y participación)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, Secretaría de Energía e INDEC.

Debe destacarse que, pese a los sucesivos incrementos a lo largo del último año se verificó un incremento del subsidio sobre las tarifas de nivel 1, mientras que se verifica una reducción del subsidio sobre las tarifas finales de los usuarios de nivel 2 y 3 (-6 pp. y -26 pp.).

Gráfico Nro. 21. Tarifas residenciales del AMBA para un consumo de 350 KWh/mes del AMBA⁵⁸ (\$ constantes de julio de 2024/mes y participación)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, Secretaría de Energía e INDEC.

Al analizar la situación tarifaria en el largo plazo, es posible observar que con los últimos incrementos, las tarifas de nivel 1 evaluadas en pesos reales, se mantienen en línea con los

⁵⁷ Idem Nota 56.

⁵⁸ Idem Nota 56.

valores verificados en el año 2019. Sin embargo, las tarifas de los usuarios de Ingresos Medios y Bajos se ubican por debajo de dicho valor (-59% y -33%, respectivamente).^{59 60}

Gráfico Nro. 22. Tarifa para un consumo de 350 KWh/mes de energía eléctrica en el AMBA por nivel, Ene.18-Ago.24 ⁶¹ (AR\$ constantes de julio de 2024/mes)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, BCRA e INDEC.

Si se analiza la relación entre el costo de las tarifas del AMBA con relación a los ingresos es posible observar que el incremento tarifario correspondiente al mes de febrero del corriente año condujo a que alcanzaran los niveles más elevados sobre el salario medio de la economía (RIPE)⁶². Al mes de junio, las tarifas de nivel 1, 2 y 3 alcanzaron una incidencia sobre el salario del 4,3%, 1,8% y 2,9% respectivamente. Sin embargo, si se las compara con la incidencia promedio de 2019 las tarifas de nivel 1 incrementan su incidencia en +0,9 pp., mientras que las tarifas de nivel y 3 se reducen en -1,6 pp. y -0,5 pp. respectivamente. Sin embargo, si se analiza la incidencia tarifa media de nivel 2 sobre una Canasta Básica Total (CBT) para un hogar de 2 ⁶³, la incidencia en julio de 2024 estaría en torno al 2%, mientras que en el caso de los usuarios de nivel 1 y considerando un ingreso de 3,5 CBT la incidencia está en torno al 1,4%.⁶⁴

⁵⁹ Se consideró jul.24 = 100, dado que es el último dato de inflación publicado por el INDEC. Para agosto se consideró la inflación de proyectada en la última estimación REM del BCRA.

⁶⁰ El incremento en el nivel es más significativo como consecuencia, como consecuencia de la reducción del bloque base, que paso de 400 KWh/mes a 250 KWh/mes.

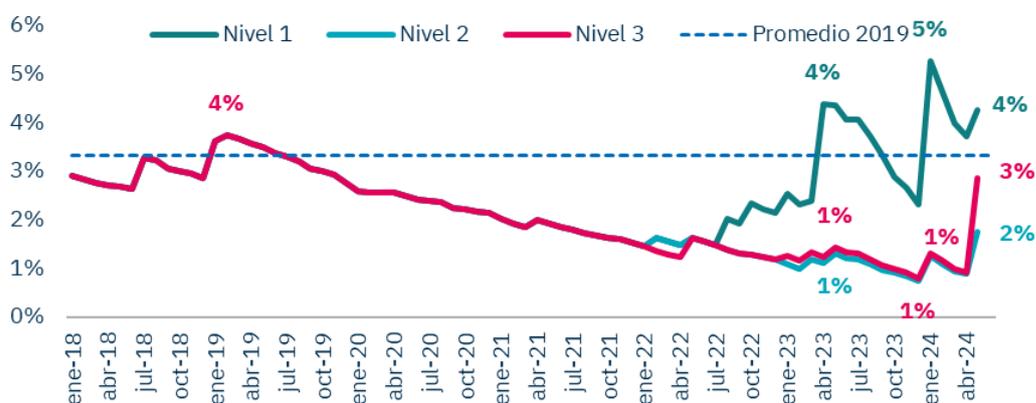
⁶¹ Se consideró julio base 100 dado que es el último dato de inflación publicado por el INDEC. Para estimar la inflación de agosto se consideraron los datos publicados en la última estimación REM del BCRA.

⁶² El último dato publicado del salario RIPE corresponde al mes de junio de 2024.

⁶³ La Canasta Básica Total (CBT) tipo 2, publicada por el INDEC es el criterio considerado en el Decreto Nro. 332 de segmentación tarifaria.

⁶⁴ Debe destacarse que una Canasta Básica Total (CBT) según el INDEC son 900 mil pesos por mes. Mientras que la segmentación tarifaria define que el “techo” del nivel 2 corresponde a 1 CBT tipo 2 y que el “piso” del nivel 1 son 3,5 CBT tipo 2.

Gráfico Nro 23. Incidencia de una tarifa R2 de electricidad en el AMBA sobre el salario RIPTE, ene.18 – jun.24 ⁶⁵ (Porcentajes)

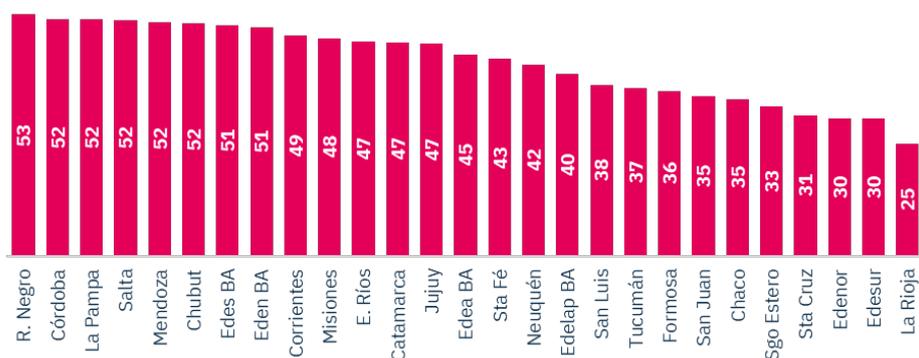


Fuente: elaboración propia en base a ENRE y Secretaría de Empleo, Trabajo y Seguridad Social.

4.3.2 Comparación de tarifas vigentes a nivel nacional

Como se señaló, las tarifas a nivel nacional registran una importante dispersión. Así, según los cuadros tarifarios vigentes en julio a nivel nacional se puede ver que, sobre un consumo de 250 KWh/mes las menores tarifas están en torno a los 25 USD/mes y las más elevadas en torno a los 53 USD/mes, mostrando una variación entre estas en torno al 115%. La mediana provincial se ubica en 38,7 USD/mes y la mediana se ubica en torno a los 40,2 USD/mes. Las tarifas de Edenor y Edesur se encuentran entre las más bajas del país.

Gráfico Nro 24. Tarifas de energía eléctrica de nivel 1 para un consumo de 250 KWh/mes con IVA, julio 2024 ^{66 67} (USD/mes)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, entes provinciales y distribuidoras.

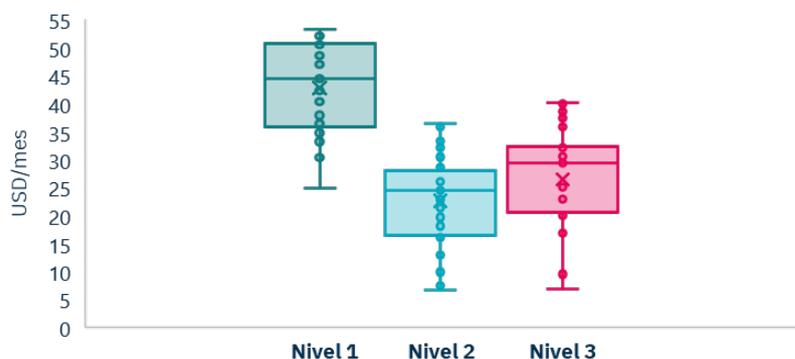
⁶⁵ La tarifa por nivel corresponde al promedio ponderado por la cantidad de usuarios de la tarifa media de cada categoría de consumo (R), estimada a partir de la cantidad de usuarios y al consumo de cada categoría. Se muestra el promedio entre Edenor y Edesur. Corresponde a la factura media anual. El último dato del salario RIPTE corresponde a mayo, en junio se consideró el mismo incremento que el mes previo (7%).

⁶⁶ Se consideraron las tarifas de las siguientes distribuidoras: AMBA: Edenor y Edesur, Catamarca: ECSapem, Chaco: Secheep, Chubut: Servicoop, Córdoba: Epec, Corrientes: Dpec, Entre Ríos: cuadro tarifario provincial de referencia, Formosa: Refsa, Interior de PBA: Edea, Edelap, Eden y Edes, Jujuy: Ejesa, La Pampa: cuadro tarifario provincial de referencia, La Rioja: Edelar, Mendoza: Edemsa, Misiones: Energía de Misiones, Neuquén: CALF, Río Negro: Edersa, Salta: Edesal, Santa Cruz: SPSE, Santa Fé: EPE, Santiago del Estero: Edese y Tucumán: Edet.

⁶⁷ Última fecha de consulta al 20 de julio de 2024.

Pese a que el promedio de las tarifas está en torno a los 40,2 USD/mes el 63% de las provincias verifica tarifas por encima de los 40 USD/mes, aunque es importante destacar la importante dispersión o heterogeneidad de las tarifas de las tarifas a nivel nacional, dispersión que se acentúa aún más en las tarifas de nivel 2 y 3.

Gráfico Nro 25. Box plot de las tarifas nacionales por nivel para un consumo de 250 KWh/mes ⁶⁸ (USD/mes)



Fuente: elaboración propia en base a ENRE, entes provinciales y distribuidoras.

Es central subrayar que esta distinción responde exclusivamente a la instrumentación del Valor Agregado de Distribución, dado que es el único componente que tiene una definición jurisdiccional. Finalmente, un elemento que acentúa la heterogeneidad de las tarifas a nivel nacional es el componente impositivo. En todas las tarifas se aplica el Impuesto al Valor Agregado (IVA) que corresponde a un 21% sobre a tarifa, adicionalmente se pueden agregar a nivel provincial o municipal otros impuestos, que en algunos casos pueden alcanzar hasta el 60% sobre el valor de la tarifa final.

⁶⁸ Idem nota 65 y 66.

Capítulo 5. Subsidios al sector energético

6.1 Evolución de los subsidios energéticos en Argentina

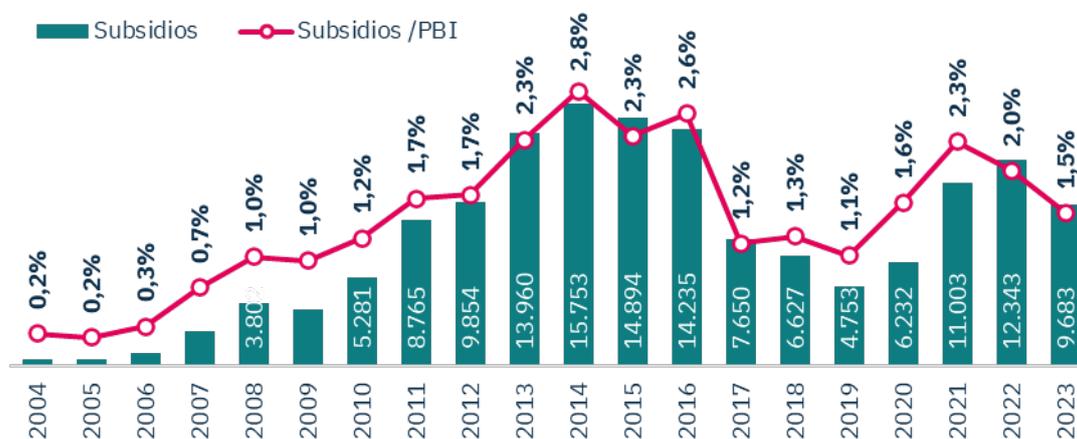
La crisis económica, política y social que eclosionó a fines del 2001 marcó un punto de inflexión. La promulgación de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario Nro. 25.561 impactó en la totalidad de las relaciones contractuales existentes en el país. A la vez, que determinó el fin de la convertibilidad cambiaria, alterando la estructura de costos y precios relativos internos. Los primeros años de la posconvertibilidad estuvieron signados por la definición de un marco jurídico de excepción en vistas a sobrellevar la crisis económica, política y social. La excepcionalidad de la crisis económica y social que enfrentó la Argentina supuso una drástica modificación en las políticas orientadas al sector energético respecto de las instrumentadas en la década del 90.

Desde inicios de la década del 2000 las principales definiciones en materia energética que determinaron un incremento del volumen de subsidios se pueden sintetizar en:

- **Diferenciación entre el costo monómico de generación y el precio estacional abonado por la demanda.**
- **Regulación de los precios del gas** mediante acuerdos concertados con los productores en pesos, lo que derivó en precios del gas reducidos en términos históricos. Esto determinó una reducción en las inversiones, lo cual trajo aparejado una disminución de los volúmenes de producción en un contexto de incremento de la demanda. Como resultado de esto se comenzaron a **importar volúmenes incrementales de gas natural.**
- Se determinó la **renegociación de los contratos de servicios públicos** lo que condujo a la elaboración de Acuerdos Transitorios de Adecuación Tarifaria con las distribuidoras, aunque en los hechos prácticamente las **tarifas** de energía eléctrica del AMBA se mantuvieron **inalteradas** hasta el año 2016 y las de gas natural de todo el país hasta el año 2014.
- **Prohibición de la indexación de contratos** de la Administración Pública por lo que los precios y tarifas quedaron establecidos en pesos manteniendo la paridad uno – uno del peso con el dólar.

La postergación de los incrementos de los precios y tarifas energéticas consolidaron una masa incremental de subsidios que fueron progresivamente aumentando su incidencia sobre el PBI, que alcanzaron su pico en el año 2014 (2,8%).

Gráfico Nro. 26. Subsidios al sector energético y porcentaje sobre el PBI. (En MUSD y %)



A partir del año 2017 y en línea con la reducción de subsidios a la energía y el incremento del transporte y la distribución, el volumen de subsidios comenzó a disminuir, registrando una incidencia del 1,1% en el año 2019. Sin embargo, el nuevo ciclo de congelamiento tarifario determinó un nuevo aumento de los subsidios que registraron una incidencia del 2,3% en 2021. De todos modos, debe señalarse que el año 2021 y 2022 se vieron afectados por los altos precios de importación del gas natural y los combustibles líquidos.

La contracción de subsidios correspondiente al año 2023 responde centralmente a dos elementos: la mayor disponibilidad de gas local, que condujo a una reducción de las importaciones y, por otro lado, el menor costo de la energía eléctrica⁶⁹. Dado el bajo cubrimiento de los precios de la energía de los usuarios de ingresos medios y bajos y los usuarios comerciales, el aporte de la segmentación tarifaria en la reducción de subsidios del año 2023 fue marginal.

En el año 2024, si bien recién en junio se incrementaron los precios de la energía eléctrica y gas natural sobre los segmentos medios y bajo se espera un volumen de subsidios como consecuencia de: **(i)** mayor disponibilidad de gas natural local, **(ii)** bajos precios de importación del GNL, **(iii)** incremento de precios sobre los usuarios comerciales, **(iv)** pago a generadoras y productoras con el bono AE38, lo que condujo a una reducción del 50% de la deuda de CAMMESA con las generadoras correspondiente a las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024⁷⁰; **(v)** desde la segunda mitad del año se verificara una reducción de subsidios como consecuencia del incremento de los precios.

Con el objetivo de ampliar la información, a continuación, se presenta de manera desagregada la evolución de los subsidios a la energía eléctrica y al gas natural.

6.2 Subsidios al precio de la energía

Los subsidios al sector eléctrico se dividen en: **(6.2.1)** la diferenciación entre el precio estacional y el monomérico, cuya distinción constituye el mayor volumen de subsidios totales del sector energético y **(6.2.2)** la ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras con CAMMESA.

⁶⁹ La reducción del monomérico en 2023 respecto de 2022 es consecuencia de un mayor aporte de la generación hidráulica y una reducción del costo de los combustibles.

⁷⁰ La Resolución SE Nro. 58/2024 estableció las condiciones para la cancelación de las deudas con las generadoras de energía eléctrica y los productores de gas natural por las transacciones de CAMMESA correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 a través de la entrega de títulos públicos (AE38). Dado el horizonte de vencimiento del bono y la cotización actual del mismo, la propuesta conllevó una quita sustantiva en la deuda que el Estado Nacional mantenía con generadoras de energía eléctrica y productores de gas natural. La medida implicó un “ahorro” de recursos para el Estado Nacional, en el actual ejercicio fiscal, de aproximadamente 533 MUSD, ya que reduce los subsidios a la energía que se deberán erogar durante el presente año.

Gráfico Nro. 27. Subsidios a la energía eléctrica (CAMMESA), 2004-2024⁷¹ (MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a ASAP, Presupuesto Abierto y BCRA.

En resumen, la evolución de los subsidios destinados a CAMMESA en los últimos 20 años ha contabilizado más de 90 mil millones de dólares, alcanzando su pico entre los años 2015 y 2016. Desde 2017 y tras el sendero de incremento del PEST los subsidios comenzaron a disminuir, para luego incrementarse nuevamente ante el nuevo período de congelamiento. En 2023 los subsidios a CAMMESA contabilizaron un total de 5.869 MUSD, esto es un 34% menos que en 2022. Esta reducción obedece a dos motivos: por un lado, a la instrumentación de la segmentación tarifaria, pero centralmente a la reducción del costo monómico del año 2023.

A continuación, se presentan de manera desagregada los distintos subsidios erogados a CAMMESA.

6.2.1 Diferenciación entre el precio estacional y el monómico

Como se ha señalado en apartados anteriores, los costos de generación de energía eléctrica fueron persistentemente más elevados que los abonados por la demanda, a través del precio estacional de la energía, determinando la conformación de crecientes subsidios por parte del Estado nacional a la generación de energía eléctrica a lo largo de las últimas dos décadas. Mientras que la cobertura del precio monómico por parte del estacional alcanzaba al 96% en 2002, en 2015 el precio estacional no alcanzaba a cubrir el 15% del costo de generación.

⁷¹ Se considera el tipo de cambio promedio anual.

Gráfico Nro. 28. Costo monómico de generación y estacional/monómico, 1992 – 2023 ^{72 73}
(en porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Sin embargo, se debe destacar que el creciente nivel de subsidios sobre el precio de la energía desde mediados de la década del 2000 no se explica sólo por la falta de actualización del precio estacional de la energía sino también por **un incremento persistente en el costo monómico de generación**, esto se debe fundamentalmente a: **(i)** el incremento del costo de los combustibles que abastecen al sector de generación térmica, **(ii)** La incorporación de potencia bajo la modalidad de contratos PPAs.

A partir del año 2016 se instrumentaron medidas tendientes a incrementar el precio estacional de la energía eléctrica estableciendo desde el año 2017 ⁷⁴ un sendero progresivo de reducción de subsidios a través del incremento del precio estacional, permitiendo que en 2019 se alcance un 68% de cobertura sobre el costo monómico (+49 pp. respecto de 2015).⁷⁵ Sin embargo, en 2019, se inició un nuevo ciclo de congelamiento del precio de la energía que continuó hasta el año 2021. Los incrementos instrumentados en el marco de la pandemia por COVID-19 fueron acotados y en el marco de una elevada inflación doméstica, se incrementó nuevamente la brecha entre el precio estacional y el costo monómico de generación que en el año 2021 tuvo un cubrimiento del 36%.

Si bien, a partir del año 2022 se instrumentó la segmentación tarifaria, la reducción de subsidios se produjo en los sectores de ingresos altos, por lo que, la falta de actualización de precios en los sectores medios y bajos condujo a que el precio medio estacional residencial solo alcanzara a cubrir el 34% sobre el precio de la energía en 2023. Adicionalmente, también se llevó a cabo una reducida quita de subsidios sobre el sector comercial que en el año 2023 abonaron el 23% del costo (41 USD/MWh). Como resultado de esto, se produjo una acotada reducción de subsidios del sobre el sector energético.

El primer semestre de 2024, no instrumentaron cambios significativos sobre el precio de la energía para el sector residencial, sin embargo, si se verificó un sensible incremento de precios sobre el sector residencial. En consecuencia, el primer semestre del año la mayor reducción de subsidios responde al aporte de este sector. La segunda mitad del año se vienen verificando

⁷² Entre 1992 y 2012 sale del informe anual de 2013. Desde 2013 del informe mensual de CAMMESA. Se consideró el tipo de cambio promedio anual. No incluye transporte.

⁷³ El año 2022 se verificaron precios muy altos como consecuencia de la crisis hídrica que resulto en una importante caída de la generación hidráulica con bajos precios respecto de los contratos PPAs térmicos y renovables.

⁷⁴ El año 2016 a través de la Resolución MINEM Nro. 6/2016 se determinó el primer incremento del precio de la energía eléctrica tras varios años de congelamiento.

⁷⁵ Resoluciones Nro. 256-E/2017, 979-E/2017, 366/2018, 14/2019 y Disposición Nro. 75/2018.

incrementos sobre los sectores de ingresos medios y bajos, lo que seguramente determinará un incremento del precio medio estacional y una reducción total de subsidios.

6.2.2 Ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras con CAMMESA

El sostenimiento de tarifas fijas en pesos derivó en situaciones que conllevaron de manera directa e indirecta la necesidad de instrumentar subsidios para garantizar la operatoria del sistema que se pueden resumir en:

- (i) *Transferencias directas a las distribuidoras.* La falta de actualización del Valor Agregado de Distribución condujo también, durante distintos períodos, a la adopción de diversos mecanismos de transferencias hacia las distribuidoras de energía eléctrica a fin de compensar déficits operativos y financiar obras de mantenimiento de la red de distribución eléctrica. Usualmente estas transferencias permitieron la operatoria de las compañías, aunque esto fue en detrimento de las inversiones en infraestructura y desarrollo de las redes.
- (ii) *Transferencias indirectas a las distribuidoras.* Un problema estructural de la cadena de energía eléctrica es la permanente ruptura de la cadena de pagos de las distribuidoras a CAMMESA, comportando así otro subsidio al sector ante la obligatoriedad de mantener el servicio. Si se observa el largo plazo, se registra un problema estructural en la cadena de pagos, reforzado fundamentalmente para aquellas distribuidoras de menor escala o menos rentables, tal es el caso de las cooperativas.

Si bien desde mediados de la década pasada se había verificado una disminución de las deudas por compra de energía de las empresas distribuidoras con CAMMESA, este proceso se revertió en los últimos años como consecuencia de la reducida actualización que exhibieron los VAD de las distribuidoras. A su vez, la pandemia en 2020 comportó una variable adicional en tanto el congelamiento tarifario se extendió a todo el país, inhibiendo así los aumentos que las distribuidoras instrumentan regularmente en las jurisdicciones provinciales. En este contexto, la Secretaría de Energía dictó la Resolución Nro. 40/2021, estableciendo un régimen especial para avanzar en la regularización de las obligaciones con el organismo de despacho, atendiendo a las particularidades que presenta cada prestadora, así como a su área de concesión, con el propósito de avanzar en el restablecimiento de los pagos en forma sostenible.

La medida contemplaba la implementación de un plan de pago en cuotas, en función de lo establecido en la Ley de Presupuesto Nacional para el año 2021. Así las empresas distribuidoras, podían optar por reconducir los montos adeudados hasta en 60 cuotas mensuales, con un período de gracia de hasta seis meses.⁷⁶ Luego, mediante la Resolución Nro. SE 56/2023, se estableció un plan de regularización de deudas para aquellos agentes distribuidores del MEM que, a la fecha de la Resolución no hubiesen celebrado acuerdos bajo la Resolución SE Nro. 40/2021.⁷⁷ A pesar de ello, de acuerdo con el informe de cobranzas de CAMMESA, a inicios de 2024, el monto de la deuda acumulada de las distribuidoras ascendía a MUSD 153.

6.3 Subsidios al gas natural

Desde 2003, los subsidios a las tarifas finales de gas natural se instrumentaron a través de la diferencia del precio del gas natural abonado por la demanda y el costo medio del sistema⁷⁸, para esto se consideran los subsidios de (i) estímulo a la producción, (ii) e importaciones de gas

⁷⁶ Este plan implicaba una tasa equivalente de hasta el 50% a la vigente en el MEM. En forma conjunta, el régimen de regularización contemplaba el reconocimiento de créditos de hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el 66% de la deuda existente.

⁷⁷ Este nuevo plan, convirtió la deuda valuada en pesos argentinos a MWh a los efectos de su consolidación en una unidad de valor homogénea, los cuales serán pagados en 96 cuotas.

⁷⁸ El costo de abastecimiento del gas de la demanda prioritaria de distribuidora (residencial y comercial) se define a partir de los precios y volúmenes del: plan gas, GNL y gas importado de Bolivia.

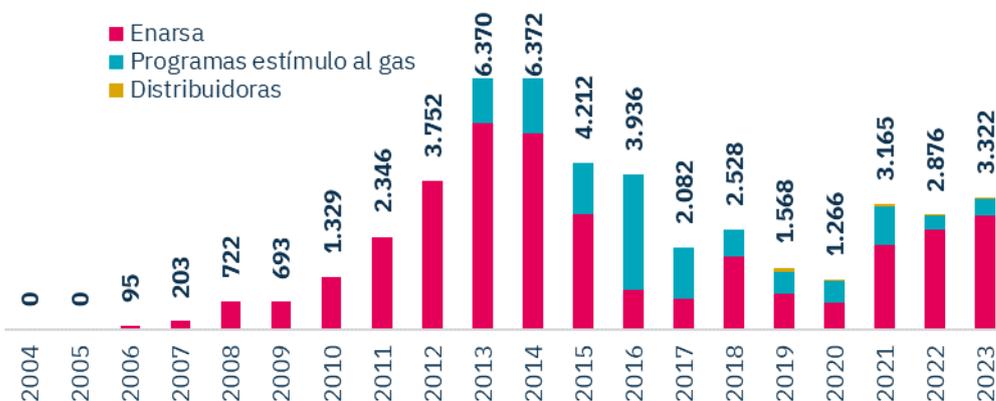
natural y, por otro lado, **(iii)** transferencias a distribuidoras y subdistribuidores para cubrir los costos operativos ante la falta de actualización del VAD.

- (i) **Estímulo a la producción:** desde el 2013 se instrumentaron diversos planes de estímulo a la producción, garantizando precios competitivos en USD/MMBTU, independientemente de que luego la demanda de gas natural pague un precio inferior. Por tanto, la diferencia entre el precio pagado por la demanda y el precio percibido por las productoras es cubierto por el estado nacional a través de subsidios.⁷⁹
- (ii) **Importaciones al gas natural y al GNL:** desde el año 2006 el estado nacional cubre la diferencia entre el precio de importación afrontado por ENARSA⁸⁰ y el precio pagado por la demanda.
- (iii) **Asistencia a distribuidoras y subdistribuidoras:** desde mediados de la década del 2000 y de manera intermitente el Estado nacional ha asignado partidas presupuestarias para cubrir los déficits operativos de las empresas, aunque estos son marginales en comparación con los puntos (i) y (ii).

De manera análoga al proceso ocurrido en materia de tarifas de energía eléctrica, en el caso del gas natural desde principios de la década del 2000 el costo de abastecimiento se diferenció del precio abonado por la demanda. Como se señaló previamente, en materia de oferta de gas natural, esto se tradujo en falta de inversión y declino de la oferta de gas. Esto conllevó a un incremento de las importaciones y a la necesidad de instrumentar los programas previamente mencionados.

Así, la diferencia entre el precio del gas natural en el mercado local y el precio del gas importado ha sido subsidiada por el Estado nacional. De esta forma, el declino de la producción conllevó un fuerte incremento de los subsidios otorgados al sector. Esta evolución puede verse en el Gráfico 33 a partir del incremento de subsidios destinados a ENARSA, empresa a cargo de realizar las importaciones de gas natural desde Bolivia y de los cargamentos de GNL.

Gráfico Nro. 29. Subsidios al gas natural (productoras y ENARSA), 2004-2024⁸¹ (MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a ASAP, Presupuesto Abierto y BCRA.

Entre 2016 y 2020 los subsidios destinados a la importación se redujeron como consecuencia de la mayor producción local de gas natural tras la implementación de los subsidios a la producción,

⁷⁹ Han existido distintos programas de estímulo a la producción de gas natural. El programa que se encuentra vigente se establece a través de rondas licitatorias y contratos de mediano plazo. Adicionalmente garantiza exportaciones en firme.

⁸⁰ Energía Argentina SA (ENARSA), es una empresa estatal que opera en el sector energético. Fue creada en 2004 con el objetivo de explorar, explotar, industrializar, transportar y comercializar energía eléctrica. Cumple un papel central en la importación de gas natural.

⁸¹ Idem nota 70.

de un estancamiento de la demanda, de la suba del precio del gas trasladado a la demanda y de una caída de los precios internacionales de los *commodities*. Esta tendencia se mantuvo en 2020 producto de la menor demanda de gas natural.

Desde el año 2021 si bien los volúmenes importados mantuvieron una tendencia decreciente, el incremento de precios conllevó un aumento del monto requerido para las importaciones. Sin embargo, la ampliación de la infraestructura de transporte, que permite un mayor volumen de evacuación del shale gas de Vaca Muerta, viene permitiendo una disminución en el volumen de importaciones desde la segunda mitad del año 2023. Si se considera los primeros 7 meses de 2024, respecto del mismo período del año previo se verifica una reducción del 46% en las importaciones de gas natural. Seguramente esta tendencia se mantendrá en los próximos años determinando una contracción en el volumen general de subsidios.

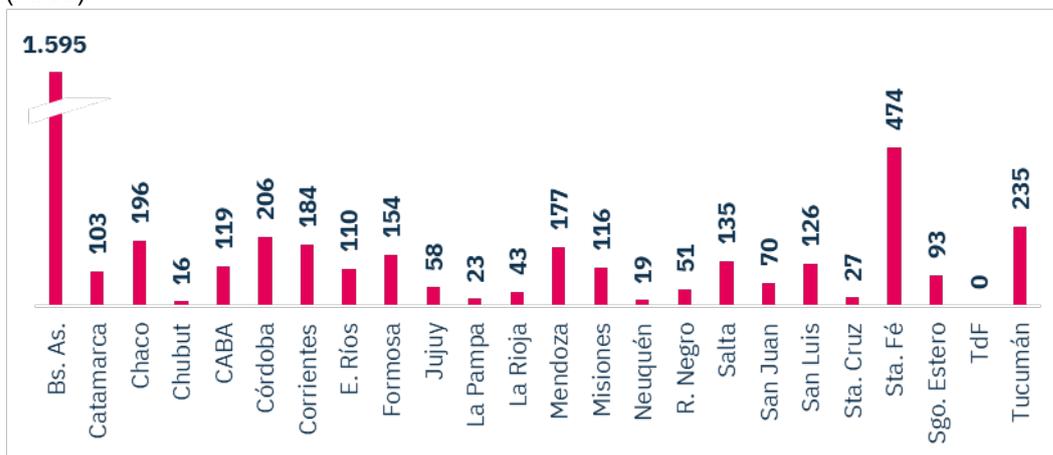
Anexo I. Tarifa Social de electricidad

En el marco de los incrementos tarifarios instrumentados a partir de 2016 se creó la Tarifa Social Federal de energía eléctrica cuyo objetivo fue focalizar los subsidios del Estado orientándolos a la población más vulnerable, permitiendo amortiguar los fuertes incrementos. El esquema de tarifa social fijado desde 2016 establecía para los beneficiarios un bloque gratuito de 150 kWh/mes. En los consumos superiores se aplicaba un cuadro tarifario especial con un descuento de sólo el 15% sobre el cargo variable respecto a la tarifa plena.

A partir de la Resolución SEE Nro. 1091 de noviembre de 2017 se aplicó un cambio en el esquema de la tarifa social federal, eliminando el cuadro tarifario específico para este universo de usuarios.⁸² Por tanto, el esquema teórico de la nueva tarifa social fijó un consumo base sobre el cual se subsidiaría el 100% del precio de la energía (PEE) mientras que para el consumo mensual excedente sobre el consumo base de hasta 150 kWh/mes el subsidio sería del 50% sobre el precio estabilizado (PEE). El resto del consumo excedente se abonaría al precio estacional pleno. Con este nuevo esquema, todos los usuarios, sin excepción, pasaron a pagar la totalidad del valor agregado de distribución y transporte. Por lo tanto, con esta modificación, los usuarios sólo percibían subsidio por el componente de “generación” de la tarifa, mientras que el transporte y la distribución pasaban a ser abonados por los usuarios.

A principios del año 2019 y en el marco del “consenso fiscal” aprobado por Ley Nro. 27.469, se trasladó la responsabilidad de su implementación a cada jurisdicción provincial. De esta forma, actualmente la tarifa social difiere según cada jurisdicción, en algunas provincias se mantiene el esquema formulado desde el Gobierno nacional, en otras fue modificado eliminando el subsidio para una parte de la población. En el caso del AMBA (Edenor y Edesur) y el resto de la provincia de Buenos Aires, se mantuvo el esquema de tarifa social vigente en los años previos. Sin embargo, debe destacarse qué, según datos de la Secretaría de Energía, con excepción de Tierra del Fuego, todas las provincias poseen algún esquema de tarifa social, alcanzando un total de 3,4 millones de beneficiarios.

Gráfico Nro. 30. Cantidad de beneficiarios de tarifa social a nivel nacional, febrero 2024 (miles)

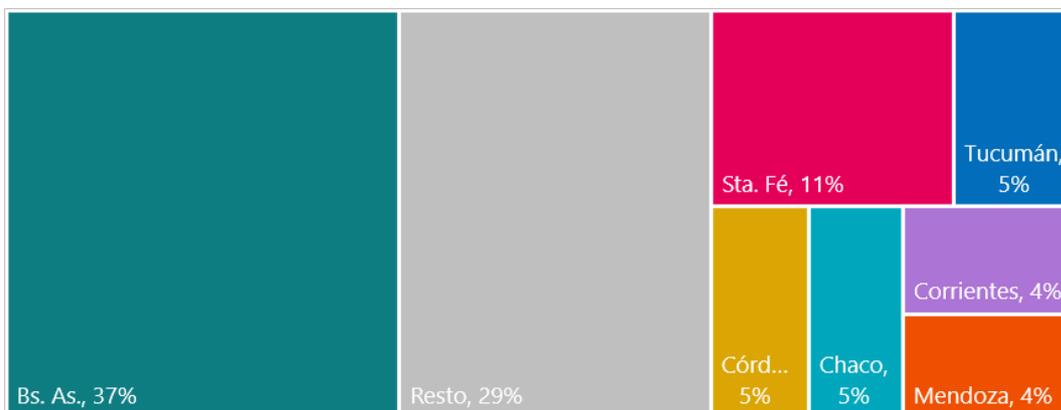


Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Al observarse la distribución de las tarifas sociales, se destaca que el 37% de los beneficiarios se concentran en provincia de Buenos Aires.

⁸² Según documentos publicados por el ex Ministerio de Energía y Minería en el año 2017 la tarifa social alcanzaba a un universo de 4,1 millones de hogares (31% del total país).

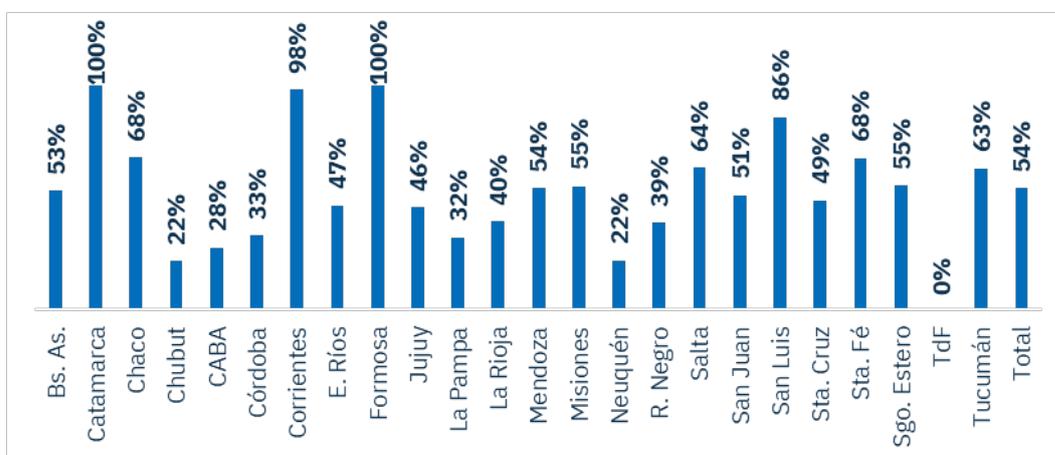
Gráfico Nro. 31. Distribución de los beneficiarios de la tarifa social eléctrica, febrero 2024 (porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Debe destacarse que, con la instrumentación de la segmentación tarifaria (Decreto PEN Nro. 332) y ante la falta de inscripción voluntaria al RASE se estableció la incorporación compulsiva de los beneficiarios de tarifa social como usuarios de ingresos bajos (nivel 2), solapando así ambos beneficios.⁸³

Gráfico Nro. 32. Participación de los usuarios con tarifa social sobre los usuarios de ingresos bajos (nivel 2), febrero de 2024 (porcentajes)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Por tanto, en las provincias en los que se mantuvo el esquema de tarifa social instrumentado en el año 2016 y dado el solapamiento entre el beneficio de la tarifa social y la categorización como usuarios de nivel 2, las jurisdicciones terminan siendo beneficiarias "indirectas", dado que el bloque base de 350 KWh/mes se abona a un menor precio.

⁸³ Disposición Nro. SE 3/2022 y la Resolución SE Nro. 631/2022.

Anexo II. Reglamentación citada en el documento

Año	Tipo de Norma	Dependencia	Nro.	Tema	Link
1989	Ley	Congreso Nacional	23.697	Emergencia Económica	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=15
1992	Ley	Congreso Nacional	24.065	Reforma del sistema eléctrico	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=464
2007	Resolución	Secretaría de Energía	220	Generación renovable	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=124456
2007	Ley	Congreso Nacional	26.190	Régimen de fomento de uso de fuentes de generación renovable	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565
2011	Resolución	Secretaría de Energía	108	Contratos renovables	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=181099
2015	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	134	Emergencia Sector Energético	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=256978
2015	Ley	Congreso Nacional	27.191	Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=253626
2016	Resolución	Ministerio de Energía y Minería	6	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=258201
2016	Resolución	Ministerio de Energía y Minería	7	Revisión a cuenta RTI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=258214
2016	Resolución	Secretaría de Energía Eléctrica	21	Convocatoria potencia térmica	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=259703
2016	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	531	Reglamentación Ley Nro. 27.191	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=259883
2016	Resolución	Ministerio de Energía y Minería	E-219	Tarifa Social	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=266416
2016	Resolución	Ministerio de Energía y Minería	E-287	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=269003
2017	Resolución	ENRE	63	Se aprueba RTI Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=271449
2017	Resolución	ENRE	64	Se aprueba RTI Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=271450
2017	Resolución	ENRE	66	Cuadros tarifarios transporte EE	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=271452
2017	Resolución	Secretaría de Energía Eléctrica	256-E	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=274223
2017	Resolución	Secretaría de Energía Eléctrica	979-E	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=285826
2017	Resolución	Secretaría de Energía Eléctrica	E-1091	Tarifa Social	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=299860
2017	Resolución	Secretaría de Energía Eléctrica	E-19	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=271483
2017	Resolución	Ministerio de Energía y Minería	E-287	Convocatoria potencia térmica	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/2
2018	Resolución	Secretaría de Gobierno de Energía	70	Combustibles para generacion	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=316146
2018	Disposición	Subsecretaría de Energía Eléctrica	75	Precio de la Energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=312984
2018	Resolución	Secretaría de Gobierno de Energía	366	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=318289
2018	Ley	Congreso Nacional	27.469	Consenso fiscal	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=316976
2019	Resolución	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico	1	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=320490
2019	Resolución	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico	14	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=322622

Año	Tipo de Norma	Dependencia	Nro.	Tema	Link
2019	Ley	Congreso Nacional	27.541	Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=333564
2020	Resolución	Secretaría de Energía	31	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=334799
2020	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	1.020	Revisión RTI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/345000-349999/3
2021	Resolución	ENRE	17	Tarifas transporte EE	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=346360
2021	Resolución	Secretaría de Energía	40	Régimen de regularización de deudas con CAMMESA	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=346395
2021	Resolución	ENRE	106	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=349491
2021	Resolución	ENRE	107	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=349490
2021	Resolución	Secretaría de Energía	131	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=347379
2021	Ley	Congreso Nacional	27.637	Régimen de Zona fría	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=351761
2022	Disposición	Subsecretaría de Planeamiento Energético	3	Segmentación tarifaria	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=370809
2022	Resolución	ENRE	68	Cuadros tarifarios transporte EE	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=361405
2022	Resolución	ENRE	69	Cuadros tarifarios transporte EE	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=361406
2022	Resolución	ENRE	75	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=361411
2022	Resolución	ENRE	76	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=361412
2022	Resolución	ENRE	145	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=364476
2022	Resolución	ENRE	146	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=364476
2022	Resolución	ENRE	147	Recurso de reconsideración Transener	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=364574
2022	Resolución	ENRE	148	Recurso de reconsideración TRANSBA	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=364575
2022	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	332	Segmentación tarifaria	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=366629
2022	Resolución	Secretaría de Energía	631	Tarifa social y segmentación tarifaria	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=370724
2022	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	815	Prórroga plazos revisión RTI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=376274
2022	Resolución	Secretaría de Energía	826	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=376602
2022	Ley	Congreso Nacional	25.561	Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=71477
2023	Resolución	Secretaría de Energía	36	Convocatoria RenMDI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=379078
2023	Resolución	Secretaría de Energía	56	Régimen de regularización de deudas con CAMMESA	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=379238
2023	Resolución	Secretaría de Energía	59	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=379239
2023	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	70	Emergencia Sector Energético	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=395521
2023	Resolución	ENRE	240	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=380089
2023	Resolución	ENRE	241	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=380090
2023	Resolución	Secretaría de Energía	609	Adjudicación RenMDI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=386989
2023	Resolución	Secretaría de Energía	621	Convocatoria TerCONF	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=387369
2023	Resolución	Secretaría de Energía	961	Adjudicación TerCONF	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=393946

Año	Tipo de Norma	Dependencia	Nro.	Tema	Link
2024	Resolución	Secretaría de Energía	7	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=396428
2024	Resolución	Secretaría de Energía	8	Audiencia Pública CBE	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=396473
2024	Resolución	Secretaría de Energía	58	Deudas con generadoras	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/395000-399999/3
2024	Resolución	Secretaría de Energía	90	Modificación topoes de consumo (segmentación)	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=400219
2024	Resolución	Secretaría de Energía	91	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=400220
2024	Resolución	ENRE	101	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=396670
2024	Resolución	ENRE	102	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=396671
2024	Resolución	Secretaría de Energía	150	Combustibles para generacion	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=401340
2024	Resolución	Secretaría de Energía	151	Baja de la adjudicación TerCONF	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=401341
2024	Resolución	Secretaría de Energía	192	Precio de la energía	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=402351
2024	Resolución	ENRE	198	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=397677
2024	Resolución	ENRE	199	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=397678
2024	Resolución	Secretaría de Energía	233	Generación vieja	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=403544
2024	Resolución	ENRE	270	Convocatoria RTI	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=399070
2024	Decreto	Poder Ejecutivo Nacional	465	Esquema de transición de subsidios	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=399851
2024	Resolución	ENRE	518	Cuadros tarifarios Edesur	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=402412
2024	Resolución	ENRE	520	Cuadros tarifarios Edenor	https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=402413