

# Mercado Eléctrico: situación **2021 y perspectivas 2022**

en el marco de la Audiencia Pública convocada para el día 17/02/2022

## **1. Introducción**

El presente documento tiene por objetivo poner en conocimiento de la ciudadanía las principales directrices para el año 2022 en materia de determinación de precios del mercado eléctrico y aportes del Tesoro cuya fijación es competencia del Estado Nacional, y adicionalmente brindar información sobre la situación del abastecimiento eléctrico en el contexto actual.

## **2. Marco Normativo**

La Ley N° 24.065 regula el funcionamiento del mercado eléctrico. Fija objetivos para el sector, ordena las funciones y competencias de las partes y constituye el marco para las decisiones de política energética.

Entre los objetivos generales de la Ley, se encuentran:

- Proteger los derechos de los usuarios.
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios de transporte y distribución de electricidad.
- Asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.

En lo que se refiere a la organización del sector, el siguiente cuadro resume los principales valores de referencia del mercado eléctrico y los responsables de su determinación:

Organización del Mercado Eléctrico

Segmento	Tipo de Actividad	Jurisdicción	Costos de Referencia	Fijación de Costos de Referencia	Precios de Referencia (traslado a usuarios)	Fijación de Precios de Referencia	Alcance
Generación	Interés General	Nacional	<b>Precio Monómico</b> (Costo Pleno de Generación)	CAMMESA <sup>(1)</sup>	<b>*Precio Estabilizado de la Energía</b>  <b>*Precio de Referencia de la Potencia</b>	Secretaría de Energía	Nacional/ Uniforme en todo el país (sólo admite discriminación por categoría de usuario)
Transporte Extra Alta Tensión	Servicio Público	Nacional	<b>Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado</b> (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	<b>* Precio Estabilizado para el Transporte en Extra Alta Tensión</b>	Secretaría de Energía	Nacional / Uniforme en todo el país
Transporte Distribución Troncal	Servicio Público	Nacional	<b>Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado</b> (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	<b>*Precio Estabilizado para el Transporte por Distribución Troncal</b>	Secretaría de Energía	Regional / Por Distribuidora
Distribución	Servicio Público	<b>*EDENOR y EDESUR:</b> Nacional <b>*Resto:</b> Provincial/Local	<b>Valor Agregado de Distribución</b> (en base a la determinación de la remuneración al Distribuidor)	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	<b>*Valor Agregado de Distribución</b>	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	Provincial / Local

(1) En base a la remuneración a los generadores, los Contratos de Abastecimiento vigentes y los costos de combustible.

Como puede observarse, la Secretaría de Energía sólo tiene competencia en la fijación de los precios que se trasladan a los usuarios de los segmentos transporte y distribución. En caso que los precios establecidos fueran inferiores a los costos respectivos del bien/servicio, la diferencia será cubierta con Aportes del Tesoro Nacional.

En el marco de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se estableció que el Poder Ejecutivo podía reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva. Asimismo, se instruyó a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario las tarifas de electricidad bajo jurisdicción federal. Posteriormente, en el amparo del Decreto 1020/2020, el ENRE dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición de las Distribuidoras EDENOR y EDESUR y de las Transportistas a través de las Res. ENRE N° 16/2021 y 17/2021 respectivamente. El contexto excepcional del año 2020 producto de la pandemia y la Emergencia Pública tuvo consecuencias amplias en la economía argentina y su impacto se prolongó durante el año 2021. Esa razón hizo que se priorizara la protección a los usuarios, particularmente residenciales, comerciales y pequeñas industrias. En términos de precio de la energía y el transporte no se modificó el precio se traslada a los usuarios para que este componente de las facturas no tenga una mayor incidencia en el gasto de los usuarios.

Finalmente, el año 2021 cerró con un crecimiento de del PBI cercano al 9,8%, casi alcanzado los niveles pre-pandemia. En el año 2022, con la perspectiva de continuar en el

sendero de recuperación económica, se cree conveniente rever la cobertura de los usuarios del costo de generación y transporte y, consecuentemente, el precio que se traslada a los usuarios.

### **3. Costos de Generación**

Los costos de generación determinan cuánto cuesta producir un megavatio de energía eléctrica. Los mismos pueden dividirse en 3 grandes rubros:

- Remuneración a generadores sin contrato (pagos a centrales amortizadas o “viejas”).
- Remuneración a generadores con contrato de abastecimiento (regímenes de incentivo para incorporación de potencia).
- Gasto de Combustibles.

La determinación de estos costos se ve influenciado por múltiples factores, como ser el mecanismo de reconocimiento de ingresos de los titulares de las centrales, el precio de los combustibles local e internacional, la disponibilidad de combustibles y fuentes primarias de energía, la disponibilidad del parque generador, el nivel de demanda, entre otras. Debe aclararse que el mercado eléctrico paga el costo pleno del combustible ya sea del gas natural (local o importado), el GNL o los combustibles líquidos (locales o importados). Por ejemplo, el aumento de precios producto del Plan Gas.Ar o de la suba de los combustibles que se transan como commodities en el mercado internacional son absorbidos plenamente por el mercado eléctrico e incrementan la necesidad de fondos para afrontar esos mayores costos. Por otro lado, cabe señalar que 2 de los 3 principales rubros que componen el costo de generación están dolarizados: remuneración a generadores con contrato y combustible.

## Costos de Generación: apertura por principales rubros

Rubro	Tipo (según moneda de transacción)	2016 MM USD	2017 MM USD	2018 MM USD	2019 MM USD	2020 MM USD	2021 MM USD
<b>Combustible</b>	Dolarizado	1.494	4.683	4.397	3.100	2.596	4.636
<b>Contratos</b>	Dolarizado	2.124	2.282	2.899	3.283	3.172	3.214
<b>Generadores sin Contrato</b>	Pesificado	923	1.341	1.635	1.396	1.146	1.180
<b>Hidro Binacional</b>	Pesificado	51	81	49	276	243	208
<b>Nuclear</b>	Dolarizado	368	264	413	406	483	482
<b>Otros</b>	Dolarizado /Pesificado	161	129	81	133	122	146
<b>Total</b>	-	<b>5.121</b>	<b>8.780</b>	<b>9.474</b>	<b>8.593</b>	<b>7.762</b>	<b>9.866</b>

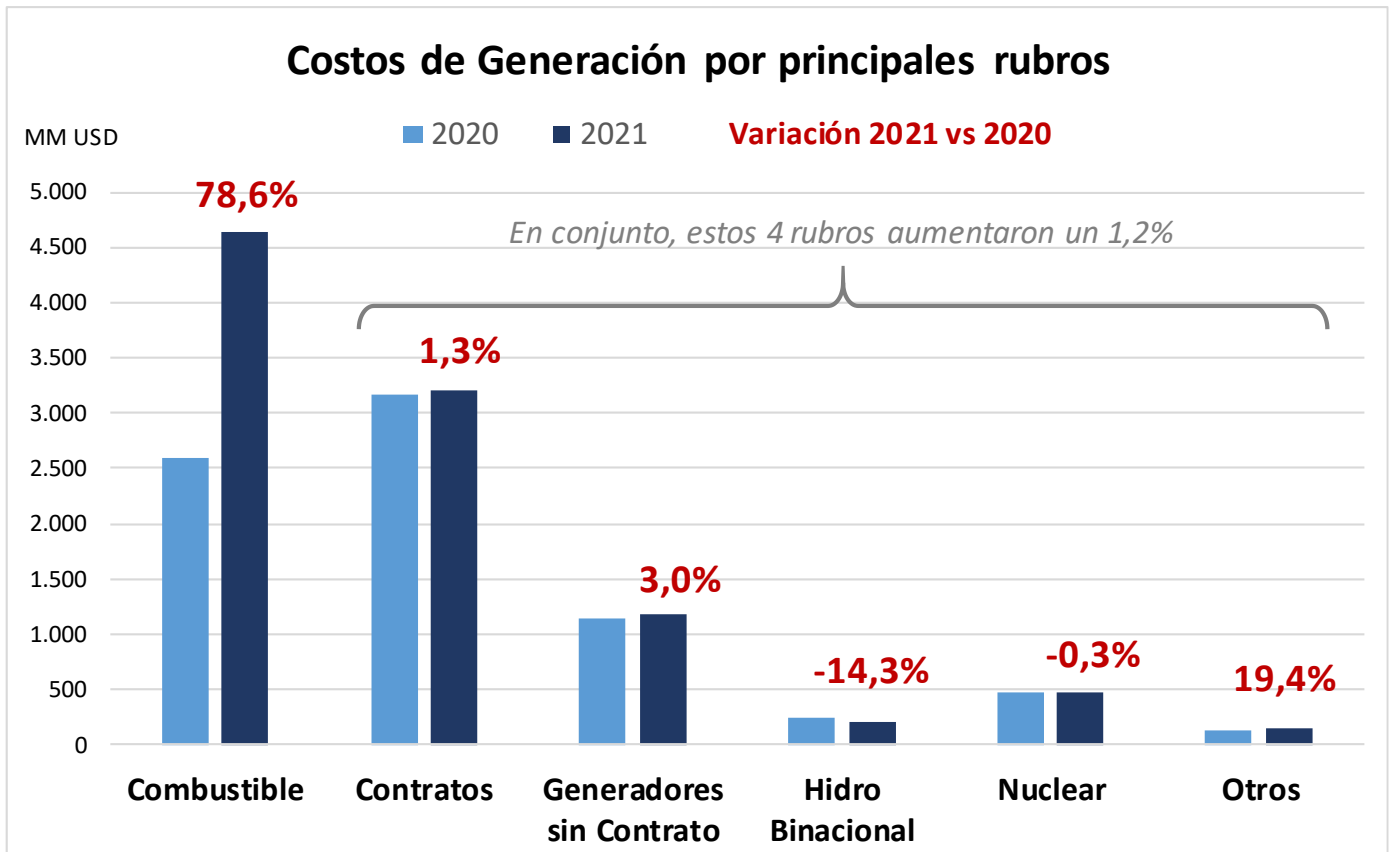
Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Como se observa en el cuadro anterior, el costo de combustible tiene un peso preponderante en los costos de generación totales y, al ser un componente dolarizado, cualquier variación del tipo de cambio presiona los costos expresados en moneda local. Particularmente, en el año 2021 (un año signado por la emergencia hídrica y, consecuentemente, por la mayor dependencia de generación térmica), este rubro representó el 47% de los costos totales.

### 4. Costos de Generación 2020 vs 2021

A continuación, se detallan las razones de la variación de costos entre los años 2020 y 2021 con el objetivo de tener un panorama cabal del segmento generación.

Se observa que el aumento de los costos de generación en el año 2021 se debe al costo de combustible.



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

## 5. Detalle de Rubro Combustible

El aumento del rubro combustible se explica principalmente por las dos variables constitutivas del costo: precio y cantidad. En lo que respecta al primer punto, la causa radica en la incidencia de los programas estímulo para la producción local y el aumento de los precios de los commodities. En cuanto a los volúmenes, la emergencia hídrica y el aumento de la demanda propiciaron un mayor uso de los combustibles.

Del análisis pormenorizado de la situación, surgen las siguientes conclusiones:

- **Aumento de la Demanda:** la demanda 2021 creció un 5,2% respecto al 2020, impulsada por la demanda industrial debido a la recuperación económica que aumentó un 13,1% en términos interanuales. Además, durante el año 2021 se batieron los récord de potencia (los máximos históricos fueron nuevamente superados en enero 2022 a partir de las temperaturas extremas registradas).
- **Aumento de la Generación:** para abastecer la mayor demanda, la generación subió un 5,7%, pasando de 134.177 GWh en el año 2020 a 141.793 GWh en el año 2021.
- **Emergencia Hídrica:** a través del Decreto 482/2021 se declaró el “Estado de Emergencia Hídrica” a causa de la bajante histórica del Río Paraná (la más

importante en los últimos 77 años). La situación hídrica adversa de los principales ríos (Paraná, Uruguay y los de la cuenca Comahue) no comenzó en el año 2021. En el año 2020 los caudales se encontraban por debajo de su promedio histórico. Sin embargo, la situación empeoró durante el año pasado. En el caso del Paraná (el río más importante del país y donde se encuentra la mayor central hidroeléctrica, Yacyretá), en el período enero-diciembre 2021 se observa una caída del caudal del 8,3% respecto a igual período del año anterior y un 36% respecto al promedio histórico.

- **Disminución de Generación Hidroeléctrica:** a causa de los anterior, la generación hidroeléctrica fue un 17,1% inferior que la del año 2020. En un contexto de demanda creciente, se "perdieron" casi de 5.000 GWh de generación hidroeléctrica de un año a otro. Por ejemplo, la energía generada por Yacyretá durante el año 2021 fue un 41,8% menor que la del año 2018.
- **Aumento de la Generación Térmica:** por la merma significativa del aporte hidroeléctrico, se debió recurrir a mayor generación térmica para garantizar el abastecimiento de la demanda, sin incurrir en restricciones o cortes por insuficiencia de la oferta. De esta forma, en el año 2021 el crecimiento de la demanda y el déficit de generación hidráulica pudo ser cubierto por un mix de energía térmica (+7.737 GWh) y en menor medida, por energía renovable (+4.698 GWh).
- **Aumento del Consumo de Combustibles:** naturalmente, las centrales térmicas requieren combustibles para su funcionamiento. Por ello, durante el año 2021 aumentaron los volúmenes requeridos. En términos cuantitativos, se registró un aumento del consumo de combustibles respecto al año 2020 de 0,8% en el caso del Gas Natural; 137,5% en Gasoil; 82,3% en Carbón Mineral y 29,4% en Fuel Oil.
- **Fijación Precio Estímulo Plan Gas.Ar:** con la implementación del Plan, el precio local promedio anual pasó de 2,3 USD/MM BTU a 3,4 USD/MM BTU.
- **Aumento del Precio del Gas:** el mercado eléctrica paga el costo pleno del gas (no está subsidiado el precio de los combustibles), con lo cual el impacto en los costos de generación fue inmediato.
- **Menores Importaciones de Gas Natural de Bolivia:** luego del gas local, las importaciones de Bolivia son las de menor precio para la compra de gas. Sin embargo, el precio promedio 2021 aumentó 1 USD/MM BTU respecto al año 2020.

Más allá del aumento del precio (que está por debajo del precio del GNL), Bolivia redujo a la mitad sus entregas a Argentina (un 53,1% respecto al año 2020). Por lo cual, nuestro País se vio obligado a buscar provisión alternativa, como ser GNL y combustibles líquidos.

- **Mayor Importación de GNL:** por la caída del gas boliviano, hubo que utilizar GNL para generación. Adicionalmente, el precio de este commodity mostró una tendencia alcista, que continúa en la actualidad. Mientras que en los primeros meses del año 2021 se importó a 5,4 USD/MMBTU, hacia finales del año alcanzaba valores superiores a 13 USD/MMBTU. Además, hubo adversidades climáticas (fuertes vientos y menor calado) que retrasaron el ingreso de los barcos.
- **Mayor Consumo de Combustibles Líquidos (particularmente GO importado):** la mayor demanda, el menor aporte hídrico, la disminución del gas proveniente de Bolivia y la insuficiencia del Plan Gas para cubrir la totalidad de la demanda de gas para generación tuvieron como consecuencia la utilización de combustibles alternativos para garantizar el abastecimiento de la demanda (Gasoil, Carbón Mineral, Fuel Oil). El consumo de GO casi se duplicó (aumentó un 137,5%) respecto al año 2020. Como en el caso del precio del resto de los combustibles, el precio del Gasoil importado paso de 389 USD/m<sup>3</sup> en los primeros meses del año a 600 USD/m<sup>3</sup> hacia finales de 2021.

## 6. Costos de Generación 2022

Durante el año 2022, se espera que la demanda siga creciendo, lo cual presenta un desafío a la generación en el contexto actual. No se prevé una reversión importante de la situación hídrica, por lo cual seguirá habiendo una participación notable de la generación térmica. Por otro lado, el contexto internacional indica que el precio de los combustibles en el mercado global seguirá aumentando. Para garantizar el abastecimiento eléctrico, el Estado Nacional continuará apoyando la recuperación de los niveles de producción local y desarrollando nuevas iniciativas, como ser la generación renovable y la ampliación de la infraestructura a partir de la ejecución de obras de transporte de energía eléctrica y gas.

## 7. Evolución reciente del mercado eléctrico

Luego de 4 años de aumentos sucesivos de las facturas de energía eléctrica (por el aumento del precio de la energía y de las tarifas de transporte y distribución), el año 2020 comenzó con una gran incertidumbre por la irrupción de la pandemia.

Con este panorama sectorial y la atención a la situación sanitaria, el Gobierno Nacional dispuso medidas para asistir a los usuarios en un momento crítico y garantizar el abastecimiento.

En efecto, desde marzo de 2020, se produjo un incremento de la morosidad de los pagos de parte de las Distribuidoras de Energía Eléctrica a CAMMESA. Las empresas prestadoras del servicio de distribución acumularon deuda por la compra de energía y esto les permitió hacerse de ingresos adicionales sin la necesidad de aumentar las tarifas durante un año de extrema vulnerabilidad por la pandemia y sus consecuencias. Es decir, durante el año 2020 la mayoría de las distribuidoras (avaladas por el ente regulador provincial que tiene jurisdicción en cada provincia) contó con una herramienta para financiar su operación sin afectar a los usuarios en un año crítico. En ese contexto, un incremento tarifario hubiera contribuido negativamente a reducir la morosidad, que se hubiera incrementado aún más y, por ende, hubiera requerido mayor asistencia del Estado Nacional.

En el año 2020 la pandemia y la emergencia hídrica constituyeron circunstancias excepcionales, que enfrentaron al sector eléctrico con un desafío mayúsculo.

Durante el año 2021, el Gobierno trabajó la garantizar el suministro y recomponer la cadena de pagos que se vio afectada en 2020. Resultó necesario establecer un procedimiento especial para la normalización de la cadena de pagos en el MEM de cara a fines de año con el objetivo de revertir esa tendencia y darle tratamiento a la deuda acumulada. Esta política se vehiculizó a través del Artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto 2021.

Durante el año pasado, hubo adecuaciones tarifarias, se revirtió el comportamiento negativo que ostentaron la mayoría de las Distribuidoras en el año 2020 y mejoró la cobrabilidad con CAMMESA, en un contexto de demanda eléctrica creciente motorizada principalmente por el sector industrial.

Para mantener la razonabilidad de la factura en un contexto de recuperación económica, fue fundamental que el aumento de las tarifas de distribución no sea simultáneo con el aumento del precio de la energía. Por ello, antes de reducir los subsidios (que como se dijo están en función de los costos de generación), el Estado Nacional decidió adoptar una



política de mantenimiento del precio estacional en pos de que las Distribuidores recuperen el margen necesario para operar.

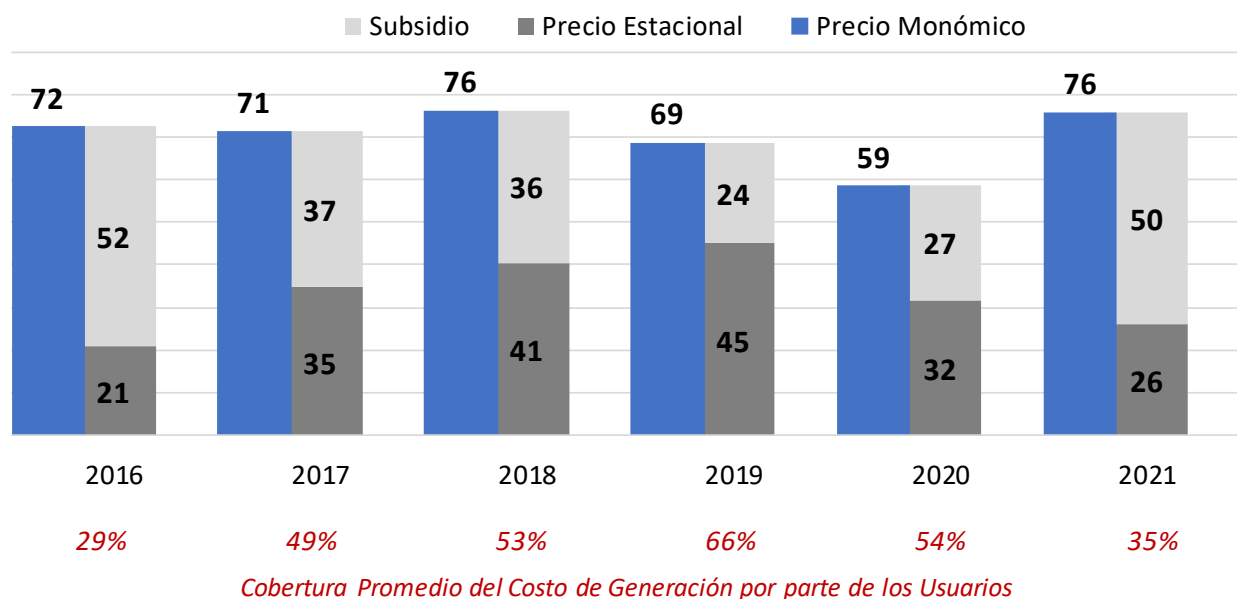
## **8. Subsidios a la Energía Eléctrica**

Usualmente se mezclan conceptos como subsidios y fijación de tarifas de distribución (VAD) o se alega que el incremento de los subsidios se debe al mantenimiento tarifario. Los subsidios en el año 2021 aumentaron principalmente por el aumento de los costos de generación.

El precio monómico representa el costo de generación total del sistema. Incluye todos los costos de operación y mantenimiento, combustibles y, en el caso de los ingresos de nueva potencia, la amortización del capital. Este precio se traslada a los usuarios a través de la sanción Precio Estabilizado de la Energía y del Precio de Referencia de la Potencia, en conjunto denominado del precio estacional. Como se mencionó anteriormente, la fijación del precio estacional es facultad de la Secretaría de Energía de la Nación. Desde el año 2002, para evitar el impacto en usuarios, el precio estacional ha sido sistemáticamente subsidiado por el Estado Nacional, es decir, sólo se trasladan parcialmente los costos de generación.

Medido en dólares, el costo de generación se mantuvo relativamente estable a lo largo de los años y el precio estacional fue variando según la cobertura del costo que paga la demanda.

### Precio Monómico (Costo de Generación), Precio Estacional y Subsidio USD/MWh

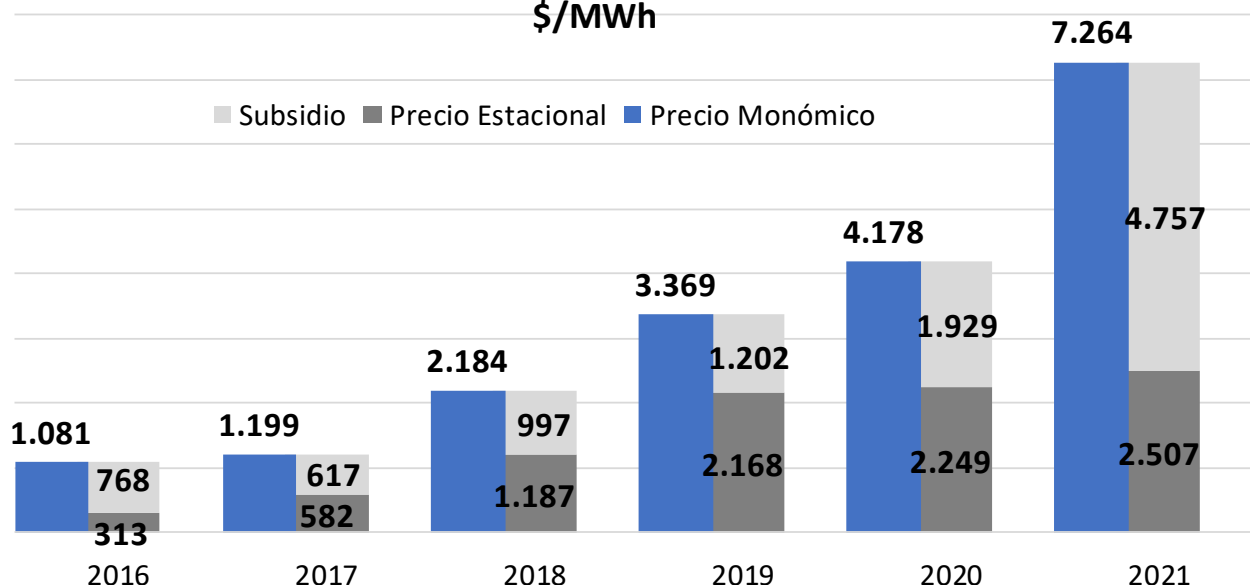


Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Vale aclarar que, en el año 2020, el costo promedio de generación fue atípicamente bajo (hecho que se ratifica observando la serie de datos de mayor rango temporal) por los bajos precios de los combustibles.

Medido en pesos, el costo de generación fue aumentado a lo largo de los años conforme subió el tipo de cambio, mientras que el precio estacional fue variando según el traslado de costos a la demanda.

### Precio Monómico (Costo de Generación), Precio Estacional y Subsidio \$/MWh



Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Por las circunstancias expuestas a lo largo del documento, se prevé que los costos de generación aumenten en el año 2022 respecto al año 2021. Con la recuperación económica que está experimentando el país, se cree oportuno avanzar en la revisión de los precios estacionales el Precio Estabilizado de la Energía, el Precio de Referencia de la Potencia y el Precio Estabilizado para el Transporte. Por ello, se plantea la fijación de precios se defina de forma tal cuyo impacto final en la factura de los usuarios oscile entre 17% y 20%. La liberación de fondos en materia de subsidio corrientes al precio de la energía contribuirá a la ejecución de obras de infraestructura para fortalecer el funcionamiento del sistema eléctrico con un enfoque inclusivo y federal.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
Las Malvinas son argentinas

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Informe gráfico**

**Número:**

**Referencia:** EX-2022-06477365- -APN-SE#MEC - Informe

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 11 pagina/s.