

Reforma del sector eléctrico

Abril 2025

Desregulación del sector de energía eléctrica

- A través de la **Resolución Nro. 21/2025** de la Secretaría de Energía **se inició el anunciado proceso de desregulación del sector de energía eléctrica**, modificando aspectos sensibles del funcionamiento que tuvo el sector a lo largo de las últimas décadas.
- La reformulación del mercado eléctrico mayorista (MEM) tiene por **objetivo**, según la normativa, transitar hacia un sistema de remuneración para la oferta de energía eléctrica **en base a los costos marginales** y establecer una señal de precios que **potencie los niveles de inversión en el sector, a la vez que permita ampliar la red de transporte de gas natural**.
- Si bien se trata de la reforma del sector eléctrico más importante en más de una década, **el resultado de la misma estará fuertemente determinado por las medidas adicionales que se vayan adoptando en el corto y en el mediano plazo**.

PRINCIPALES ASPECTOS DEL PROCESO DE DESREGULACIÓN

- ❑ **ESTRUCTURA DEL MERCADO:** se conforman tres mercados (Prioritario, Spot y a Término), en donde se segmenta la oferta y la demanda de energía eléctrica. A su vez, se establecen dos modalidades de contratación, para la comercialización de energía y para la contractualización de la potencia.
- ❑ **CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO VIGENTES:** se mantienen los contratos PPAs y se destina su generación al abastecimiento del Mercado Prioritario.
- ❑ **ENERGÍA PLUS:** los nuevos contratos que se suscriban no podrán exceder el plazo del 31 de octubre de 2025. Los contratos vigentes se cumplirán hasta su finalización.
- ❑ **ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES:** la norma prevé una progresiva descentralización de la gestión de combustibles. Los generadores térmicos que gestionen su propio combustible podrán acceder al Mercado Spot, en donde la remuneración estará determinada por los costos marginales, mediados por un factor a definir por la Secretaría de Energía.
- ❑ **PLAN GAS.AR:** se reconoce la continuidad del programa, pero CAMMESA garantizará la adquisición de sólo el 75% del volumen comprometido en el marco de las licitaciones.
- ❑ **PRECIO DE LA ENERGÍA Y LA POTENCIA:** en el Mercado a Término estará determinado por el libre juego de la oferta y la demanda. Sin embargo, en los restantes mercados tanto el precio afrontado por la demanda como la remuneración percibida por los generadores seguirá estando determinada, en buena medida, por la Secretaría de Energía.

Funcionamiento actual del MEM

Oferta y demanda de energía eléctrica, año 2024 (en GWh)

Oferta		Demanda	
Generación hidro + nuclear	43,9 TWh	Exportación	1,0 TWh
Térmica “vieja”	52,1 TWh	Demanda residencial + comercial	104,0 TWh
Contratos térmicos	20,5 TWh	Demanda Grandes Usuarios de Distribuidoras (GUDI)	12,9 TWh
Contratos Renovables	15,4 TWh	Demanda Grandes Usuarios	23,3 TWh
Importación	4,7 TWh		

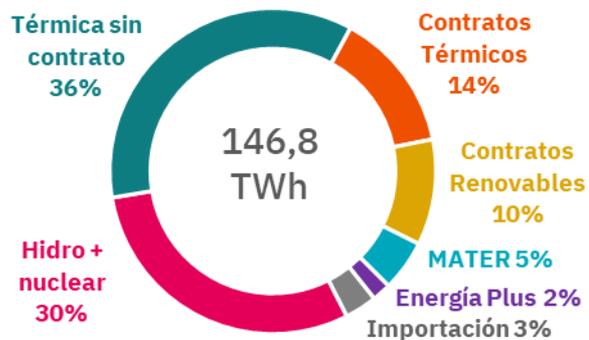
Oferta desregulada

MATER (Renovables)	7,4 TWh	Energía Plus (Térmica)	2,7 TWh
--------------------	---------	------------------------	---------

- **CAMMESA**, como Organismo Encargado del Despacho, **centraliza** la mayor parte de la **compra de energía** a los generadores **y su venta** a las distribuidoras y grandes usuarios.
- La única **excepción** son los contratos existentes en el **MATER** (Mercado a Término de Energías Renovables) y en el marco del programa **Energía Plus**, en donde los grandes usuarios contratan directamente con los generadores parte de la energía requerida para su abastecimiento, pactando libremente el precio.
- Los **precios de venta** de la energía por parte de CAMMESA son **definidos por la Secretaría de Energía**, quien también establece la remuneración a los generadores que no poseen contratos de abastecimiento.
- A lo largo de las últimas décadas la **ampliación de la potencia instalada** se realizó, por lo general, a través de la celebración de **contratos de abastecimiento** con CAMMESA. Durante el pasado año los contratos de abastecimiento representaron el 24% de la generación de energía eléctrica.
- Por otro lado, a lo largo de los últimos años en el marco de la instrumentación del Plan Gas.Ar, el **abastecimiento de combustible** a los generadores térmicos fue realizado centralizadamente por CAMMESA.

Funcionamiento actual del MEM

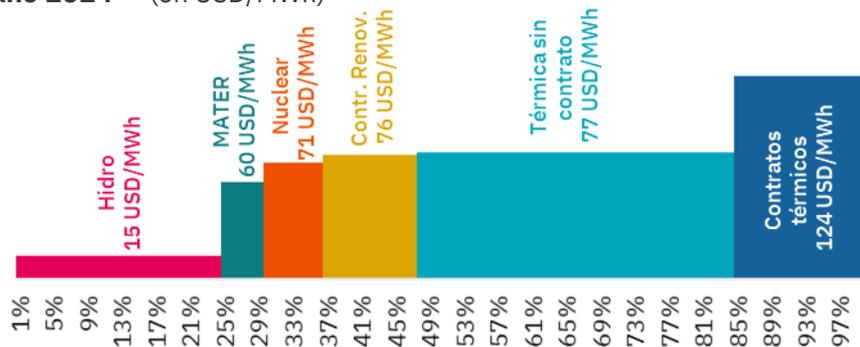
Composición de la oferta de energía eléctrica, año 2024⁽¹⁾
(en porcentajes y TWh)



Distribución del costo del sistema de energía eléctrica⁽²⁾, año 2024
(en porcentajes y MUSD)



Distribución del costo unitario del sistema de energía eléctrica, año 2024⁽³⁾ (en USD/MWh)



- El 24% de la energía generada el pasado año correspondió a los contratos de abastecimiento, tanto térmicos como renovables, suscriptos a lo largo de las últimas décadas.
- La generación térmica sin contratos representó el 36% de la oferta de energía eléctrica y la generación hídrica y nuclear aportó un 30% de la energía total.
- El 38% de los costos del sistema de generación durante el pasado año correspondió a la utilización de combustibles por parte del sector de generación térmico.
- Los costos de generación presentan una sensible heterogeneidad según tipo de tecnología y forma de contratación.

Notas: (1) A los efectos de poder comparar los valores con el nuevo funcionamiento del MEM, la apertura de la oferta eléctrica se realizó previendo el nuevo esquema. Para ello, se utilizó la información proveniente del documento de transacciones comerciales publicado por CAMMESA. (2) El costo total corresponde al costo monómico de generación multiplicado por la demanda. La proporción de cada componente del costo corresponde a la información del archivo de CAMMESA Variables Relevantes MEM, a excepción del costo de transporte que se obtuvo del archivo de Síntesis Mensual. (3) La distribución del costo unitario del sistema según tecnología y tipo de contratación se realizó considerando la información del archivo de CAMMESA Variables Relevantes MEM y se utilizó además al Documento de Transacciones Comerciales a fin de obtener un mayor grado de apertura de la información. Se debe señalar, que la distribución del uso de combustibles en la generación térmica se realizó considerando la generación de cada tipo de contratación. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Objetivos de la reforma del sector eléctrico

- La reforma del marco regulatorio del sector eléctrico tiene por objetivo: “...establecer: (i) un sistema de señales de precios para la demanda de energía eléctrica y (ii) un sistema de remuneración para la oferta de energía eléctrica con base en costos marginales, a los efectos de viabilizar la contratación de energía y potencia, permitiendo así que la demanda gestione su abastecimiento a través de contratos en el Mercado a Término (MAT)”.
 - La medida apunta a **conformar un Mercado a Término (MAT)**, en donde los **grandes usuarios** –incluidos los Grandes Usuarios de Distribuidoras (GUDI)- comiencen a contractualizar su demanda de energía y potencia con la generación actualmente disponible en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), así como con cualquier incorporación adicional de generación al sistema que se realice en los próximos años y no se encuentre comprendida entre los contratos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
 - Por su parte, la **generación que cuenta con contratos de abastecimiento** en el MEM, la **energía nuclear, hidroeléctrica** y las **centrales térmicas de ENARSA** se destinarán al **abastecimiento de la demanda prioritaria**, conformada por los usuarios residenciales y comerciales abastecidos por distribuidoras.
 - Los **excedentes de oferta y demanda** en cada uno de estos dos mercados deberán adquirir y/o vender los volúmenes excedentes o faltantes en el **Mercado Spot**, excepto la generación destinada al abastecimiento del mercado prioritario.
 - Por otro lado, se determinó la **descentralización de la gestión de combustibles**, permitiendo el traslado por parte de los generadores de su costo, según corresponda, al Mercado a Término y/o al Mercado Spot. De todas formas, la generación térmica con Contratos de Abastecimiento en el MEM, al menos en la etapa preliminar del proceso de normalización, continuará con una gestión centralizada en el aprovisionamiento de combustibles por parte de CAMMESA.
 - Si bien la normativa reconoce la existencia del Plan Gas.Ar y fija, por lo tanto, **reglas transitorias en el acceso a los combustibles** por parte de los generadores, implica también la posibilidad de una disminución en los volúmenes comercializados de gas natural contractualizados en el marco de dicho programa.
-
- ❑ Se trata de una reforma compleja que busca avanzar en el proceso de desregulación del sector a fin de incentivar las inversiones en el segmento de generación y transporte de gas natural pero que, a su vez, pretende que no se registren modificaciones sustantivas en los costos de abastecimiento.
 - ❑ En esta sección se realiza un análisis detallado de la medida. Sin embargo, hasta tanto no se definan algunos factores por parte de la autoridad regulatoria no es posible realizar una evaluación pormenorizada de los impactos en términos del costo de abastecimiento de cada uno de los segmentos que componen la demanda.

Nuevo funcionamiento del MEM

- ❑ En el marco del nuevo funcionamiento del MEM **se establecen tres mercados**, en donde **se segmenta la oferta y la demanda** del sistema.

	Mercado prioritario	Mercado a Término (MAT)	Mercado Spot
Demanda	<ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento del segmento residencial y comercial por parte de las distribuidoras <p>2024: 104,0 TWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> Grandes usuarios –incluye GUDI- <p>2024: 36,2 TWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> Demanda no contractualizada en el MAT y demanda insatisfecha en el mercado prioritario
Oferta	<ul style="list-style-type: none"> Contratos de abastecimiento térmicos. Contratos de abastecimiento renovables Generación hidroeléctrica Generación hidroeléctrica binacional Energía nuclear Centrales de ENARSA⁽¹⁾ Generación térmica sin contratos sin gestión de combustibles⁽²⁾ Importaciones de oportunidad⁽³⁾ <p>2024: 92,2 TWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> MATER Nuevos proyectos térmicos, renovables e hidroeléctricos. Generación térmica existente con transporte de gas natural firme adicional⁽⁴⁾. <p>2024: 7,4 TWh</p>	<ul style="list-style-type: none"> Generación térmica sin contratos con gestión propia de combustibles⁽²⁾ <p>2024: (44,4 TWh)</p> <ul style="list-style-type: none"> Generación renovable no contractualizada

- Los excedentes y/o faltantes de energía en el mercado prioritario y a término se transaccionarán en el Mercado Spot.
- En la medida en la que culminen los contratos Plus, dicha generación posiblemente se incorporará al Mercado Spot.

Notas: (1) Centrales Térmicas Manuel Belgrano y San Martín. (2) A fin de facilitar la estimación, se consideró que la totalidad de la generación térmica vieja realiza su propia gestión de combustibles, es decir, que ofrece la energía en el mercado spot. Sin embargo, seguramente parte de la generación térmica vieja seguirá requiriendo el aprovisionamiento de combustibles por parte de CAMMESA. (3) En el cálculo de la oferta total se consideran las importaciones totales de 2024. (4) Para el transporte firme nuevo se reconocerá un adicional en USD/MWh, que se incorporará al CVP para la recuperación del costo de transporte firme durante el período de invernal. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

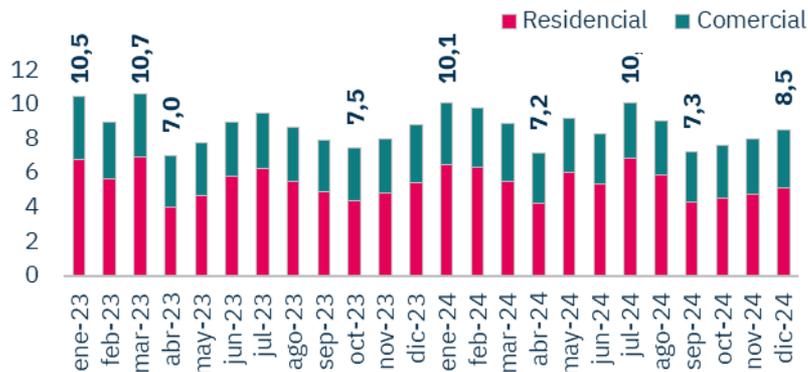
Demanda de energía eléctrica en el mercado prioritario

Demanda de energía eléctrica del segmento prioritario, año 2024 (en porcentajes y TWh)



- En el último año la **demanda prioritaria** representó el **74% de la demanda eléctrica total**, totalizando los **104.025 GWh**.
- El 63% de la demanda prioritaria corresponde al segmento residencial y el resto a la demanda comercial.
- La demanda de este segmento presenta una sensible variación estacional. Durante 2024, en el día de mayor consumo del período estival la demanda prioritaria alcanzó los 18.751 MW medios, un 62% por encima de la demanda media mensual en el período estival.
- Asimismo, el pico horario de demanda alcanzó los 23.055 MW, casi el doble de la demanda media.

Demanda de energía eléctrica del segmento prioritario, años 2023 y 2024 (en TWh)



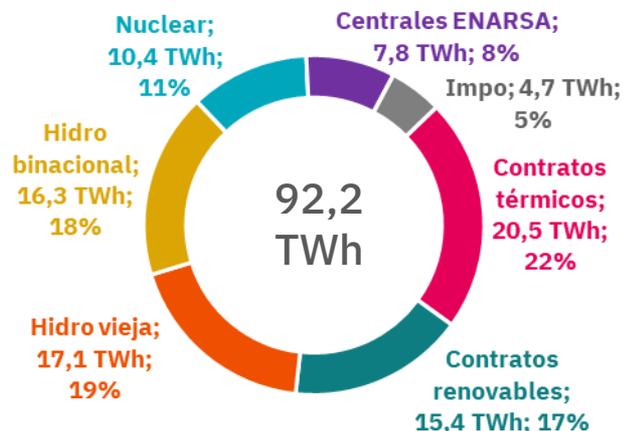
Demanda de energía eléctrica del segmento prioritario⁽¹⁾, año 2024 (en MW medios)

	Período estival (sep. – abr.)	Período invernal (may. – ago.)
Demanda media mensual	11.553	12.420
Demanda media en el mes de mayor consumo	14.087	13.603
Demanda Diaria Máxima	18.751	16.628
Demanda Horaria Máxima	23.055	20.755

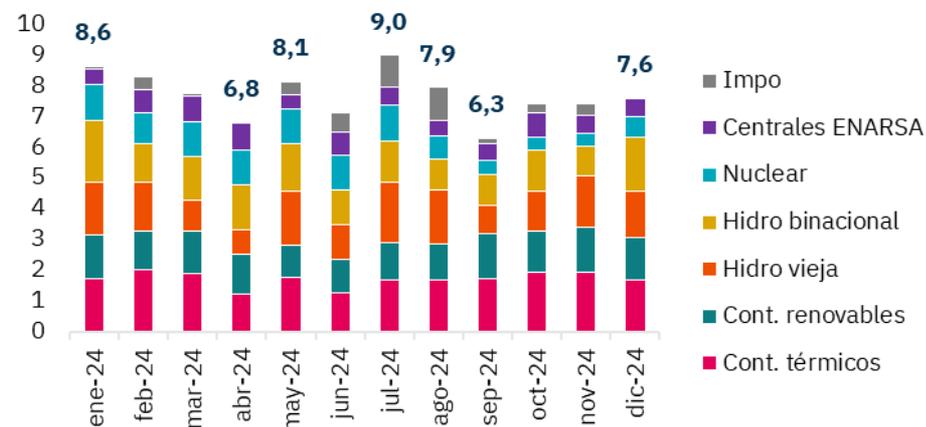
Nota: (1) Para calcular la demanda diaria máxima y horaria máxima de este segmento se supuso que la demanda de los grandes usuarios no verifica variaciones diarias y/o horarias significativas. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Oferta de energía eléctrica en el mercado prioritario

Oferta de energía eléctrica destinada al abastecimiento del mercado prioritario, año 2024⁽¹⁾ (en TWh y porcentajes)



Oferta de energía eléctrica destinada al abastecimiento del mercado prioritario, año 2024⁽¹⁾ (en TWh)

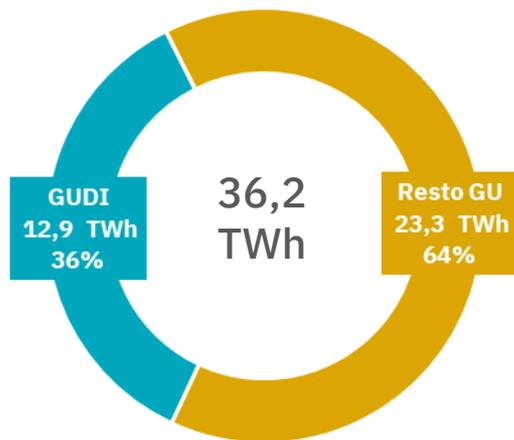


- En el año 2024 la oferta de energía eléctrica que se destinaría al abastecimiento del mercado prioritario alcanzó los 92,2 TWh. Es decir, la oferta media (11,8 TWh) se situó un 12% por debajo de la demanda media. En el marco del proceso de desregulación, las distribuidoras deberán contractualizar dicha energía en el Mercado a Término, o bien adquirirla en el Mercado Spot.
- La mayor parte de la oferta para abastecer a los segmentos residencial y comercial provendría de la generación hídrica, tanto binacional como sin contrato, y los contratos térmicos.
- Más allá de las demandas medias, **la demanda prioritaria deberá adquirir en el Mercado a Término y/o en el Spot la energía requerida para abastecer su pico de consumo**, tanto en el período invernal como estival.

Notas: (1) A fin de facilitar la estimación, se consideró que la totalidad de la generación térmica vieja realiza su propia gestión de combustibles, es decir, que ofrece la energía en el mercado spot y no en el mercado prioritario. Sin embargo, seguramente parte de la generación térmica vieja seguirá requiriendo el aprovisionamiento de combustibles por parte de CAMMESA. En el cálculo de la oferta total se consideran las importaciones totales de 2024. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

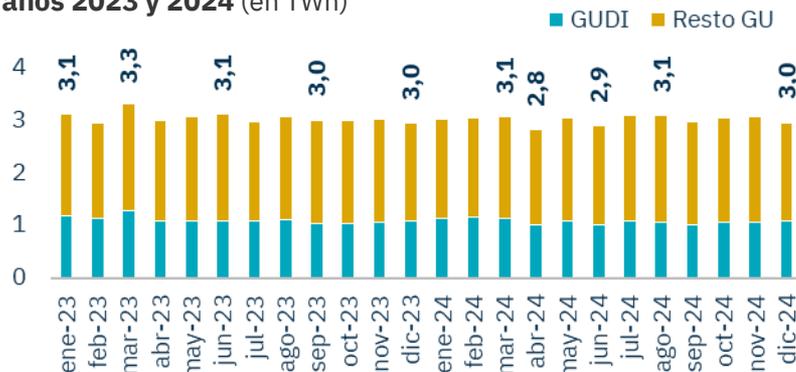
Demanda de energía eléctrica en el mercado a término (MAT)

Demanda de energía eléctrica por parte de los grandes usuarios, año 2024 (en porcentajes y TWh)



- En el último año la **demanda de grandes usuarios** (dentro y fuera de distribuidoras) representó el **26% de la demanda eléctrica total**, totalizando los **36.203 GWh**.
- El 64% de la demanda de grandes usuarios estuvo por fuera de las distribuidoras.
- La demanda de grandes usuarios es relativamente estable a lo largo de todo el año y se ubica en torno a los 4.100 MW medios.

Demanda de energía eléctrica por parte de los grandes usuarios, años 2023 y 2024 (en TWh)



Demanda de Grandes Usuarios (GU), año 2024 (en MW medios)

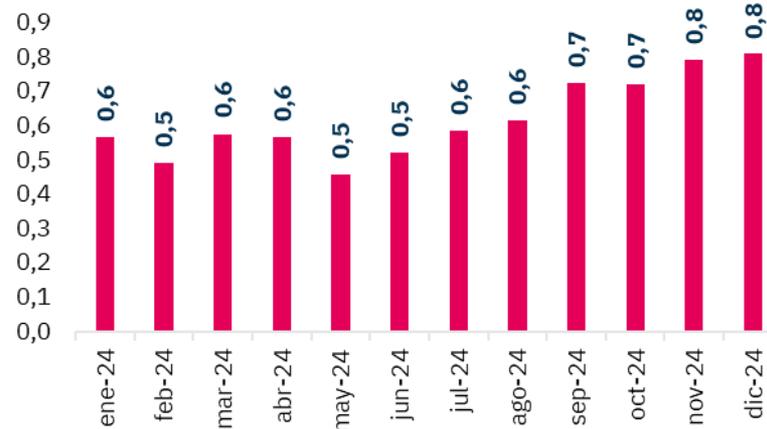
	Período estival (septiembre – abril)	Período invernal (mayo – agosto)
Demanda GU media	4.126	4.116
Demanda GU en el mes de mayor consumo	4.378	4.175

Oferta de energía eléctrica en el mercado a término

Oferta de energía eléctrica destinada al abastecimiento del mercado a término, año 2024 (en TWh y %)



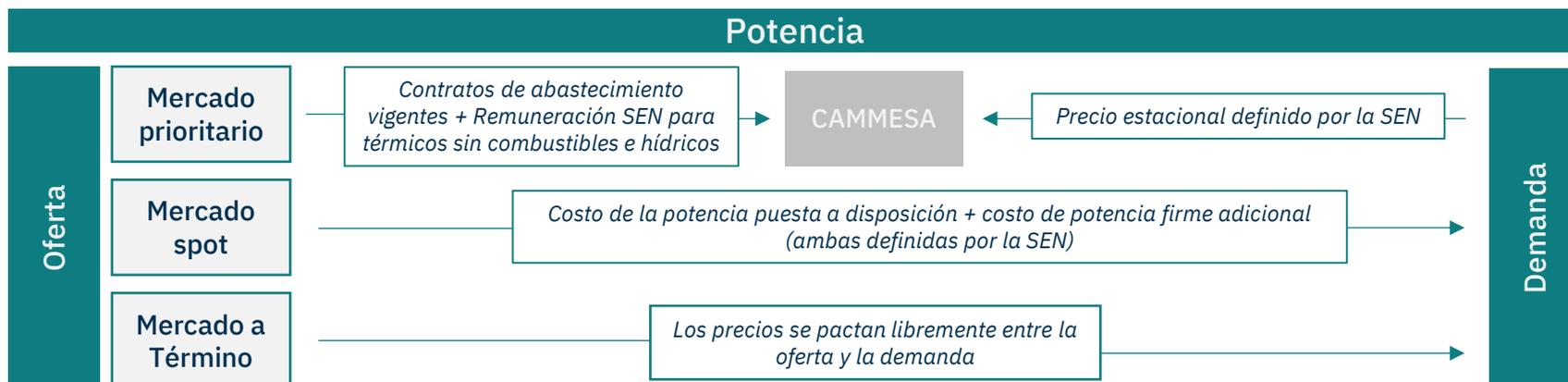
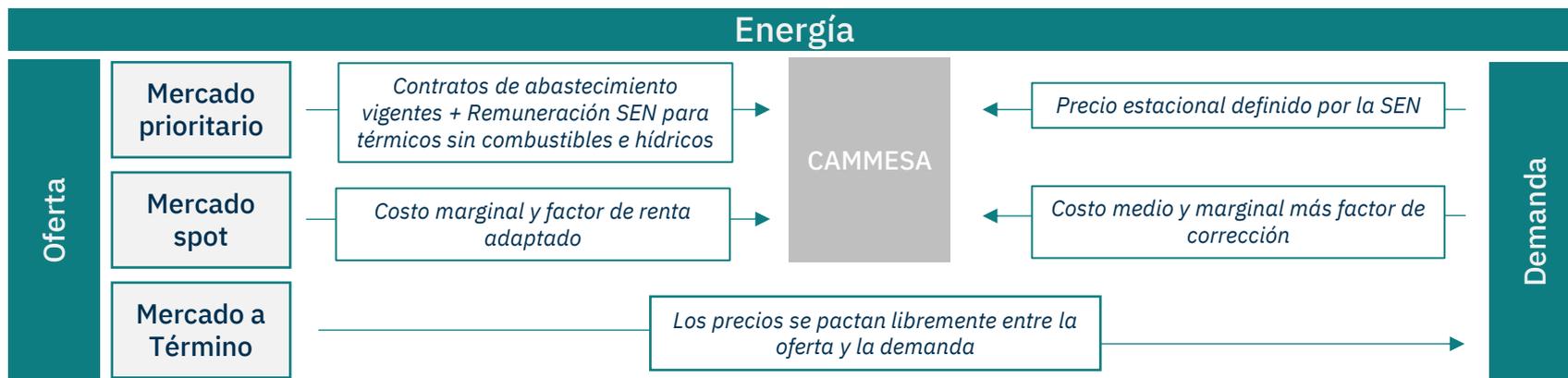
Oferta de energía eléctrica destinada al abastecimiento del mercado a término, año 2024 (en TWh)



- De la actual oferta eléctrica, la única que se destinaría al abastecimiento de los grandes usuarios en el Mercado a Término (MAT) sería la generación renovable que en la actualidad se comercializa en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). En el año 2024 la generación de energía eléctrica en el marco del MATER alcanzó los 7,4 TWh.
- Cabe señalar que en el último año la demanda de los grandes usuarios, que en el futuro se deberán abastecer en el mercado a término, alcanzó los 36,2 TWh, valor muy por encima de la actual oferta del MATER. En este sentido, los grandes usuarios deberán adquirir una porción significativa de su demanda de energía en el Mercado Spot, al menos hasta que se expanda la oferta de generación en el MAT.
- De todos modos, en la actualidad existen 2,7 TWh de oferta en el marco de los contratos Energía Plus con grandes usuarios. De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente, no será posible firmar nuevos contratos ni extender los vigentes con fecha más allá del 31/10/2025. Por lo tanto, parte de esta oferta seguirá transitoriamente abasteciendo a grandes usuarios.

Nuevo funcionamiento del MEM

- A continuación, se presenta un esquema simplificado de determinación de la remuneración y de los costos para la demanda en la contratación de energía y potencia:

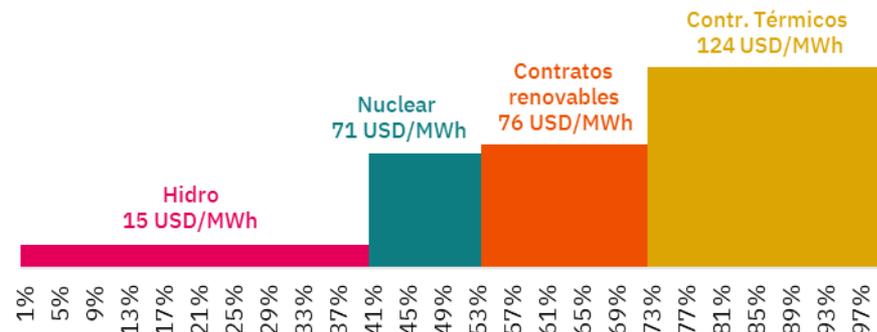


Remuneración a la generación y precio a la demanda en el Mercado Prioritario

- La remuneración a la generación destinada al Mercado Prioritario estará determinada centralmente por el valor de los contratos de abastecimiento vigentes. A la vez, que a los generadores térmicos que no gestionen su propio combustible su remuneración será fijada por la Secretaría de Energía, al igual que en el caso de la generación hidroeléctrica sin contrato.
- El costo de abastecimiento del Mercado Prioritario, compuesto por la remuneración a la generación y el gasto en combustibles, se trasladará a la demanda prioritaria a través de la determinación del Precio Estacional (PEST Demanda Prioritaria Cubierta) establecido por la Secretaría de Energía.
- Sin embargo, dado que la oferta en el mercado prioritario es insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda, las distribuidoras deberán adquirir volúmenes adicionales de energía y potencia el Mercado Spot o a través de contratos de abastecimiento en el Mercado a Término.

- **Por lo tanto, el precio estacional abonado por la demanda prioritaria debería reflejar, además del costo del mercado prioritario, los costos de adquisición de energía y potencia en el Mercado Spot y/o a Término.**
- **Según la normativa, en el mediano y largo plazo “...se desarrollarán los mecanismos e incentivos necesarios para que, mediante contratos de energía, los Distribuidores den cobertura, al menos, al 90% de la demanda definida como Prioritaria. Para ello, deberán complementar la energía cubierta por la generación y los Contratos de Abastecimiento MEM asignados, mediante contratos en el MAT”.**

Costo de la generación destinada al mercado prioritario⁽¹⁾, año 2024 (en USD/MWh)



Costo promedio ponderado: 64 USD/MWh
- No incluye transporte y otros costos⁽²⁾

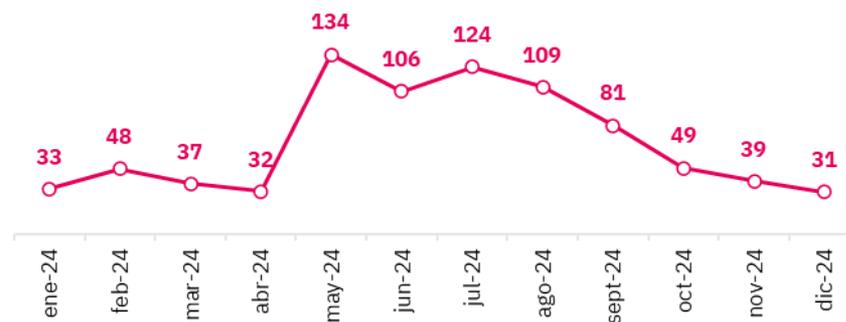
Remuneración de la energía en el Mercado Spot

- La **generación térmica sin contrato de abastecimiento y con gestión propia de combustible** destinará su generación al abastecimiento del mercado spot.
- La remuneración a la generación spot se determinará de acuerdo al **Costo Variable de Producción (CVP)** y al **Costo Marginal** en el Nodo correspondiente. Asimismo, se aplicará un **Factor de Renta Adaptado (FRA)** que busca disminuir la renta apropiada por este conjunto de generadores. En este sentido, la remuneración en el mercado spot quedará definida por el valor del FRA, a ser establecido por la Secretaría de Energía.
- Un Factor de Renta Apropriado (FRA) igual a 1 implicaría que la remuneración de este tipo de generación estará determinada por los costos marginales horarios y, por lo tanto, significaría una recomposición notable de su remuneración con respecto a los valores percibidos actualmente.
- La remuneración de la generación de fuente renovable en el mercado spot seguirá un esquema similar al aplicable a la generación térmica. Sin embargo, su CVP es igual a cero. En esta misma condición se encontraría la autogeneración cuyos excedentes se destinan al mercado spot.

REMUNERACIÓN ENERGÍA TÉRMICA = $CVP + (CMgh \times FP - CVP) \times FRA$

- *CVP: Costo Variable de Producción, declarado por el generador, incluyendo el combustible utilizado.*
- *CMgh: Costo Marginal Horario se compone en un 80% por el CMOh y en un 20% por el CMph*
- *CMOh: Costo Marginal Operado de la última máquina térmica despachada*
- *CMph: Costo del siguiente MW a despachar, incluyendo si corresponde energía no suministrada*
- *FP: Factor de Pérdida por nodo*
- *FRA: Factor de Renta Adaptado, es un porcentaje que se aplica sobre la renta total horaria*

Costo marginal operado medio, generación térmica, año 2024 (en USD/MWh)



● **En el año 2024, el costo marginal operado medio promedió los 69 USD/MWh.**

Remuneración de la potencia en el Mercado Spot

- La remuneración de la potencia en el mercado Spot se calculará en función del requerimiento máximo del MEM, detrayendo la potencia entregada por los generadores asignados a la demanda prioritaria y la correspondiente a los contratos de potencia en el Mercado a Término.
- El costo a recuperar por la potencia puesta a disposición en el Mercado Spot, así como su costo de respaldo de mediano plazo será la referencia para establecer el Precio de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD).
- En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores térmicos tendrán acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD), toda vez que dispongan de gestión propia de combustible.
- En relación con la remuneración de la potencia, regirán los siguientes criterios:
 - 1) Se remunerará en todas las horas definidas como Horas de Remuneración de Potencia (HRP) en las que la máquina se encuentre Disponible (semana típica: 90 HRP, de las 168 hs./semana), con el objeto de contar con una confiabilidad alineada con los requerimientos del SADI
 - 2) Se establecerá un Precio Horario de la PPAD en u\$s/MWdisp hrp, que podrá variar en función del tipo de combustible disponible y del período estacional.
- En función de que se encuentra vigente una remuneración por confiabilidad para las generadoras de Ciclo Combinado (Resolución SE N° 59/23), deberá contemplarse un mecanismo de opción para aplicar, en su caso, al nuevo esquema de remuneración.
- A su vez, los Compromisos de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad celebrados en el marco de la Resolución SE N° 294/24, continuarán vigentes.
- La potencia deberá ser remunerada por la totalidad de la demanda al spot, incluyendo los contratos renovables. Los grandes usuarios que salieron con anterioridad de las compras conjuntas con descuento por cargo de potencia, mantendrían el beneficio.
- Los grandes usuarios con contrato de cobertura de potencia por el 100% de su demanda no recibirían cortes ante restricciones de suministro en el SADI.
- **El precio abonado por la demanda en el caso de la potencia será igual a la remuneración percibida por el generador.**

Determinación de precios para la demanda en el Mercado Spot

PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA

- La energía destinada al abastecimiento del Mercado Spot estará determinada por una ponderación de los costos medios y marginales, así como por los costos variables que incluyen el costo de los combustibles.
- La inclusión del costo marginal horario tiene por objetivo incentivar los niveles de inversión y tendría una participación gradual y creciente.
- En la normativa se establece que el precio de la energía en este mercado deberá compensar, al menos, el costo monómico del mercado Spot.
- A su vez, se instrumentará un factor de corrección (FSA) a fin de equilibrar el desarrollo del Mercado Spot y del Mercado a Término.

Precio de la energía en el SPOT = ((1 - FSA%) x Costo Medio Energía) + (FSA% x CMMgu)

En donde:

- *FSA: Factor de Spot Marginal Adaptado*
- *CMMgu: es el costo marginal medio para cada Gran Usuario (GU). Dicho valor surge de ponderar la demanda real horaria del GU por el CMgh para cada Agente demandante*
- *CMMgu = Sum h mes (Dem gu h x CMgh) / Demmes gu.*

PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA

- El costo de la potencia puesta a disposición del Spot será determinado a través del Precio de Potencia Puesta a Disposición (PPAD).
- Adicionalmente, se incorporará un precio que refleje la necesidad de incorporación de equipamiento nuevo de respaldo requerido para la expansión de la potencia firme del MEM (Potencia Firme Adicional – PFAD).
- El abastecimiento a través de nuevos proyectos de energías renovables también deberá abonar el costo de potencia.

Cargo Potencia PPAD = \$PPAD x (FPunta x ReqMaxA)

Cargo Potencia PFAD = \$PFAD x (FPunta x ReqMaxA x FPI)

En donde:

- *\$PPAD: Precio de la Potencia Puesta a Disposición en u\$/MWmes*
- *\$ PFAD: Precio de la Potencia Firme Adicional en u\$/MW-mes*
- *ReqMaxA: Requerimiento Máximo Anual de la demanda al Spot [MW]*
- *FPunta es un factor representativo de la relación entre la potencia disponible a remunerar mensualmente y el requerimiento máximo del MEM*
- *El FPI es el factor de potencia incremental que representa el incremento de potencia requerido para mantener las reservas del sistema*

Mercado a Término

En el Mercado a Término (MAT), **los distribuidores y grandes usuarios contractualizarán con los generadores su demanda de energía y potencia firme**. Las cantidades, precios y plazos de los mismos serán pactadas libremente entre las partes, pero deberán seguir las siguiente pautas:

ENERGÍA

Potenciales oferentes: *a)* Los nuevos generadores térmicos y renovables no contractualizados con recurso propio o gestión de combustible propia; *b)* Los generadores térmicos existentes sólo podrán ser contratados por las distribuidoras para el abastecimiento de la demanda prioritaria; *c)* La generación nueva con gestión de combustible o la generación existente con transporte de gas firme adicional podrá contractualizarse.

Potenciales demandantes: toda la demanda del sistema excepto la demanda prioritaria cubierta por los contratos de abastecimiento.

Funcionamiento: *a)* Los contratos serán por generación real mensual, no existirá compra o venta de saldos; *b)* Los contratos proveerán cobertura mensual de energía, equivalente al funcionamiento actual del MATER; *c)* Los contratos podrán celebrarse con uno o varios generadores, bajo condiciones y plazos libremente pactados; *d)* El generador definirá las prioridades de asignación de su energía mensual; *e)* Al generador y al demandante se le descontará la energía contratada del mercado spot; *f)* La asignación de costos por pérdidas se evaluará en función de la locación de la red de generación y de la demanda contratada.

POTENCIA

Potenciales oferentes: *a)* Todos los generadores térmicos no contractualizados con recurso propio o gestión de combustible; *b)* No existirán limitaciones relacionadas con la generación existente o nueva. Por lo tanto, tanto la generación nueva como la existente podrá ofrecer potencia en el mercado; *c)* El alcance de la obligación del generador se circunscribe a la entrega de la potencia disponible mensual real. No existirá compra o venta de saldos.

Potenciales demandantes: *a)* Toda la potencia spot no cubierta puede contratar en este mercado; *b)* Los contratos en el Mercado a Término deberán ofrecer respaldo en MW en función del requerimiento máximo del demandante; *c)* La Potencia a contratar en MW será para cada agente. Así: $FPunta \times ReqMaxA \times FPI$.

Funcionamiento: *a)* Los contratos de cubrimiento de potencia serán libres; *b)* El generador será el responsable de definir las prioridades de asignación de su potencia disponible; *c)* Tanto a generadores como demandantes se les descontará lo contractualizado en el MAT del mercado Spot.

Gestión de combustibles

- Desde el año 2013, aunque con algunas excepciones, **CAMMESA centralizó la gestión de combustibles** para la generación térmica.
- ❖ Uno de los principales objetivos de la reformulación del Mercado Eléctrico Mayorista reside en que **los generadores comiencen a gestionar su propio combustible**. El incentivo a la gestión de combustibles por parte del generador radica, en que le permite acceder al Mercado Spot y, con ello, a una remuneración asociada a los costos marginales.
- ❖ Sin embargo, dada la vigencia del Plan Gas.Ar hasta el año 2028 y las limitaciones existentes en la red de transporte de gas natural, **la descentralización de la gestión de combustibles se realizará de manera gradual**.

❑ GENERADORES TÉRMICOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Para este conjunto de generadores, la gestión de los combustibles continuará centralizada en CAMMESA, quien proveerá del combustible necesario para dar cumplimiento a los mismos.

❑ GENERADORES TÉRMICOS SIN CONTRATOS (GENERACIÓN “VIEJA” / SPOT)

Estos generadores **podrán realizar su propia gestión de combustibles**, actuando CAMMESA como proveedor de combustible de última instancia.

Durante la vigencia del Plan Gas, estos generadores podrán realizar un **Acuerdo con CAMMESA** para acceder a los volúmenes administrados por CAMMESA / ENARSA y/o a las compras de GNL. El **costo** del gas natural del Acuerdo será **uniforme** y representativo del **Plan Gas** y/o **importaciones de GNL** por parte de CAMMESA.

Asimismo, **CAMMESA / ENARSA podrán ceder total o parcialmente a un generador contratos del Plan Gas**, en el marco de un acuerdo entre un productor de gas natural y un generador, pautado en condiciones libres.

Adicionalmente, los generadores podrán adquirir gas natural a través de acuerdos con los productores.

❑ COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

Con el objetivo de avanzar hacia la liberación del actual esquema de gestión centralizada, **la adquisición de gasoil, fuel oil y carbón para generación térmica deberá ser realizada por los generadores**.

CAMMESA publicará costos de referencia máximos a reconocer por los combustibles alternativos (a ser reconocidos en la declaración de los Costos Variables de Producción considerados para el despacho).

Gestión de combustibles

TRANSPORTE

- El transporte asociado al gas natural para cada central será gestionado por el propio generador. En este caso, CAMMESA deberá prever y gestionar de la manera más eficiente posible – en base al CVP – el uso de la capacidad de transporte de gas natural del que disponga.
- Complementariamente, tanto CAMMESA como ENARSA, pondrán a disposición el transporte excedente del que dispongan para su utilización por parte de los generadores, en aplicación de procedimientos competitivos.

PRIORIDAD DE DESPACHO (Nota de la SEN a CAMMESA)

El orden de despacho del gas natural local destinado a la generación térmica a partir del 1° de marzo de 2025 es el siguiente:

1. Despacho hasta los compromisos mínimos (Cláusula TOP 75%) previstos en los contratos enmarcados en el Plan Gas.Ar suscriptos por CAMMESA.
2. Despacho de hasta los compromisos mínimos (Cláusula TOP 75%) de aquellos contratos enmarcados en el Plan Gas.AR suscriptos por ENARSA, que ésta hubiere cedido o comercializado en favor de CAMMESA.
3. Despacho de hasta la Cantidad Máxima Diaria (CMD) –descontados los respectivos volúmenes TOP– prevista en los contratos suscriptos por CAMMESA, en el marco del Plan Gas.Ar.
4. Despacho, en función del costo económico creciente, de hasta la Cantidad Máxima Diaria (CMD) –descontados los respectivos volúmenes TOP – prevista en los contratos suscriptos por ENARSA en el marco del Plan Gas.Ar, que ésta hubiere cedido o comercializado en favor de CAMMESA, en competencia con los volúmenes ofertados en el Mercado Spot, a partir de las subastas que deberán implementarse al efecto.

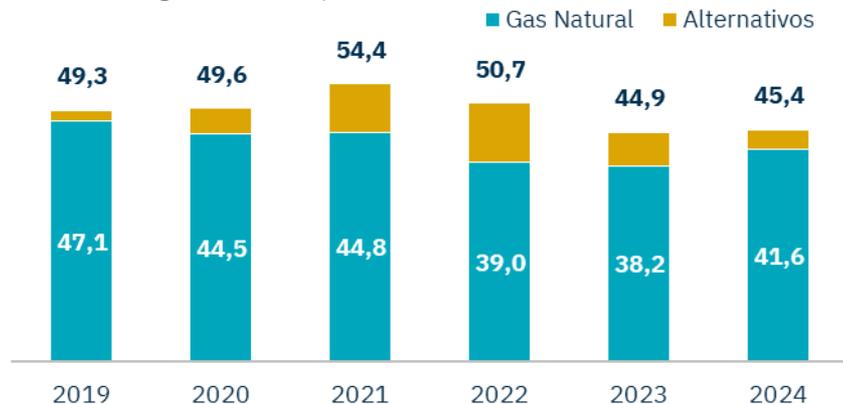
En caso de que un Generador opte por gestionar su propio combustible, una vez aplicadas las prioridades detalladas en los puntos 1 y 2, que resultan de costo cero para la generación, el despacho se realizará de acuerdo al ordenamiento de precios crecientes del Costo Variable de Producción (CVP) declarado por el Generador y de los CVP correspondientes a las máquinas con gas provisto por CAMMESA.

Si bien el proceso de desregulación del sector de energía eléctrica no deroga los compromisos asumidos en el marco del Plan Gas.AR, en los hechos limita la contractualización al 75% del volumen licitado en el marco de las distintas licitaciones.

Combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica

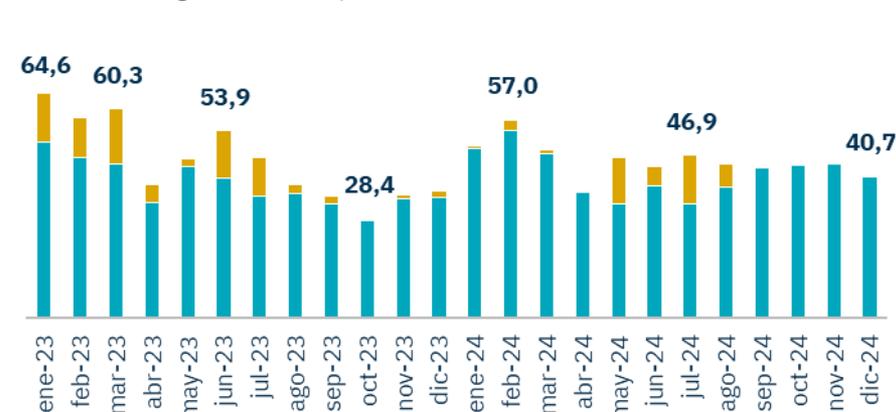
Consumo anual de combustibles en usinas térmicas, 2019 - 2024

(MMm3/d de gas natural equivalente)

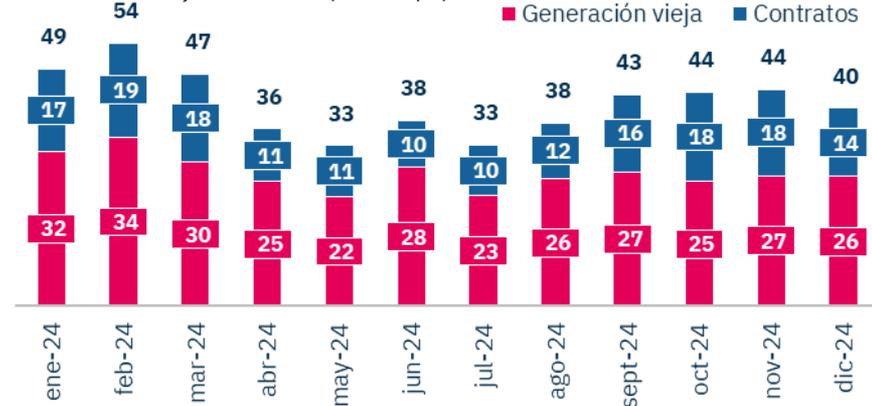


Consumo mensual de combustibles en usinas térmicas, 2023 - 2024

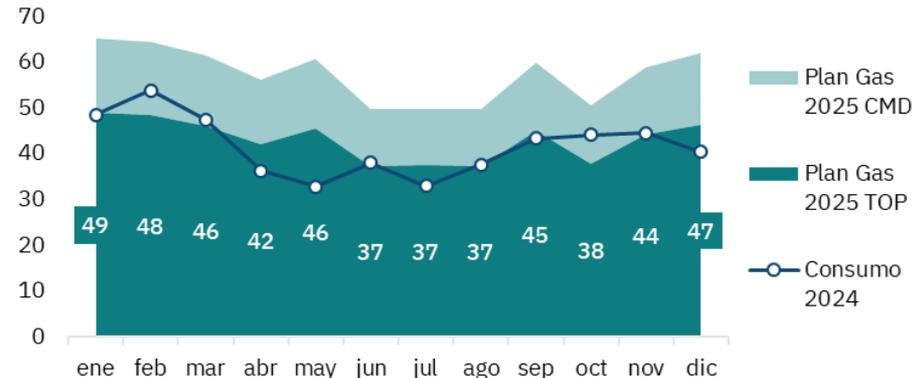
(MMm3/d de gas natural equivalente)



Consumo de gas natural en usinas térmicas según esquema de remuneración, año 2024 (MMm3/d)



Volumen Plan Gas.Ar 2025 y consumo total de gas usinas 2024⁽¹⁾, (MMm3/d)



Nota: (1) Incluye gas natural importado. (2) El volumen del Plan Gas.Ar no incluye el volumen contractualizado para el abastecimiento de distribuidoras. El volumen de gas natural disponible en el marco del Plan Gas.Ar puede disminuir en el invierno como consecuencia del abastecimiento de ENARSA a las distribuidoras. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Temas adicionales

AMPLIACIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN

- Para garantizar la oferta de generación y de respaldo físico futuro, CAMMESA deberá evaluar, al menos una vez por año y con una **proyección para los siguientes tres años**, los **requerimientos de incorporación de energía y potencia** a fin de asegurar el abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista en las distintas regiones que componen el SADI.
- En tal marco y en caso de estimarse necesario, la Secretaría de Energía, por sí o a instancia de los Agentes de Distribución, podrá solicitar a CAMMESA la realización de una o más **licitaciones en forma centralizada**. Dichas licitaciones serán realizadas por cuenta y orden de los demandantes y/o de los Agentes de Distribución a fin de asegurar el abastecimiento de mediano plazo.
- Los nuevos contratos podrán ser de energía, potencia o ambos, en función de las evaluaciones de respaldo previstas o en función del requerimiento de los distintos agentes del MEM. Los Contratos que requieran ser firmados por los Agentes Distribuidores contarán, en la transición, con garantía de pago por parte de CAMMESA, siempre que el Agente Distribuidor no posea deudas con el MEM al momento de su firma.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA NO CENTRALIZADAS

- Se **habilita** la importación y exportación de energía con base en **acuerdos bilaterales de abastecimiento entre prestadores privados**. Estos acuerdos deberán contar con la autorización expresa de la Secretaría de Energía y sus condiciones de aplicación deberán estar sujetas a la operación económica y de mínimo costo del MEM.

CARGOS DE SERVICIOS Y DE TRANSPORTE

- Los costos asociados a los Servicios y Transporte serán asignados en forma proporcional a la energía mensual por Agente para recuperar los costos de transporte y servicios de reservas de corto plazo, en función de su demanda de energía mensual, independientemente de sus contratos en el MAT.

Comentarios finales

- ❑ La propuesta de desregulación parte de la conformación de tres mercados, en donde en sólo uno se asiste a la conformación de un precio a través del libre juego de la oferta y la demanda. En los restantes mercados los precios abonados por la demanda y la retribución de los generadores se encontrará determinada directa o indirectamente por la Secretaría de Energía (SEN).
- ❑ En el Mercado a Término (MAT) la demanda respecto al MATER se expandirá como consecuencia de la incorporación de los GUDIs. A su vez, la oferta se reducirá progresivamente como consecuencia de la culminación de los contratos de Energía Plus. En este contexto, el precio sombra en este mercado se ubicará en el valor que se establezca para la energía y la potencia en el Mercado Spot.
- ❑ Cabe señalar que la determinación de la remuneración de los generadores, así como el costo que deberá abonar la demanda en el mercado Spot, se encontrará fijado por la autoridad regulatoria. Por lo tanto, la potencial incorporación de nueva generación, así como la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural, dependerá de la señal de precios que establezca la autoridad regulatoria.
- ❑ Sin embargo, más allá de la señal de precios que se establezca inicialmente, la potestad por parte de la autoridad regulatoria de modificar la remuneración percibida por el sector de generación, le quita potencialidad a la incorporación de nueva potencia, al establecer una señal de precios con un elevado grado de transitoriedad, al menos en la actual coyuntura socio económica.
- ❑ Por otro lado, el objetivo de potenciar la inversión en el sector de generación, manteniendo relativamente estable el costo monómico de generación, condujo a una modificación en la gestión de combustibles, que si bien permitirá reducir marginalmente en el corto plazo el costo del gas natural en el sistema de generación de energía eléctrica, implica la modificación de las condiciones establecidas en el Plan Gas.Ar.
- ❑ En este sentido, una disminución de 1 USD/MMBTU en el 25% del gas natural contractualizado en el Plan Gas.Ar destinado al sistema de generación implicaría un ahorro máximo en el costo del sistema de aproximadamente 130 MUSD⁽¹⁾, un 1,3% del costo total de generación y un 3,4% del costo en el aprovisionamiento de combustibles.
- ❑ Por último, la potencialidad de la desregulación del sistema de energía eléctrica en términos de la expansión de la potencia instalada, así como de la red de transporte de gas natural, dependerá de la fuerza de la señal de precios en el Mercado Spot que establezca la autoridad regulatoria. Sin embargo, cuanto más potente sea dicha señal de precios se incrementarán en mayor medida los costos del sistema y, con ello, las tarifas abonadas por los usuarios y/o los subsidios.

Nota: (1) La estimación se realizó considerando que CAMMESA toma sólo el 75% del volumen comprometido en el marco del Plan Gas.Ar (sin considerar distribuidoras) por fuera del período invernal y logra un ahorro en el mercado spot de 1 USD/MMBTU. Se trata de una estimación de ahorro máximo, ya que supone que CAMMESA tomaría el 100% del gas contractualizado en el marco del programa.