



Transacciones Económicas Implementación R400/25

Proceso de Normalización del MEM

¿Cuáles son los objetivos de la Reso SE 400/25?

Desplazar a CAMMESA de roles No previstos originalmente

- Fundamentalmente Contratos/Combustibles

Recrear Señales de Mercado para la generación

- Enfocado Principalmente para la nueva Generación: Renta Sin Restricciones
- Generación Pre existente: Renta Reducida

Revertir la Gestión de Combustibles desde CAMMESA a los Generadores

- Declaración libre de CVP / Recrear competencia por el despacho y rentas asociadas

Que la demanda asegure su abastecimiento mediante contratos entre partes

- Mercado Spot fundamentalmente para saldos

Estabilizar precios de demandas / Simplificar el esquema de Precios a la demanda actual



Proceso de Normalización del MEM

Condiciones Iniciales del MEM

Combustibles:

- La existencia del Plan Gas
- Gestión Centralizada en CAMMESA -> Recrear incentivos para la gestión propia de combustibles alternativos (gestión/riesgo)

Parque de Generación:

- Contratos de Abastecimiento MEM vigentes
- Generación sin Contratos de Abastecimiento MEM
- Hidros / Concesiones Nuevas/Vencidas /Nacionales y Provinciales
- Nucleares
- Renovables MATER



Proceso de Normalización del MEM

Condiciones Iniciales del MEM

Condiciones económicas de partida:

- Contener la suba de costos
- No asignar rentas excesivas solo por cambio de régimen
- Reducir/Estabilizar asignación de subsidios/precios estacionales
- Acotar impacto de nuevos costos a la industria
- Viabilizar ingreso de Generación en forma autónoma

Otros:

- MAT: La existencia del MATER (exitoso) condiciona un nuevo esquema de contratos térmicos.
- Tipo de nueva Generación Requerida en el MEM (tipo TerConf): generación de bajo factor de uso
- La remuneración adecuada de costos fijos a la generación térmica mejora disponibilidad de máquinas



Proceso de Normalización del MEM

Ideas Generales

- Se redefine la Demanda de Distribuidor y Precios Estacionales
- Se diferencia entre Generación Asignada y Spot así como entre Existente y Nueva
- Para la Generación al Spot:
 - Se definen condiciones para gestión de combustible + Declaración de CVP
 - Se establecen señales de Costos Marginales para la Energía
 - Reconocimiento de Potencia para la disponibilidad de Equipamiento
- Se definen Precios para la Demanda Spot por Energía y Potencia
- Se establecen las nuevas condiciones de Contratación de Energía y Potencia



Proceso de Normalización del MEM

Ejes Resolución SE N°400/25 - Reglas

DESARROLLO

Redefinición de Demanda DISTRIBUDORES

- Demanda Estacionalizada (Residencial y No Residencial) + GUDIs

Definición de Generación Asignada:

- Toda la generación con gestión Hidro de gestión Nacional, Hidros Binacionales, Nucleares y generación con contratos de Abastecimiento MEM. -> Toda generación a costo regulado

Definición de Generación al SPOT:

- Toda la generación sin Contrato de Abastecimiento MEM (Térmicos / Renovables / Hidros Provinciales) -> **Generación con Señales de Precios Marginales -> Recupero de costos de combustible en el CVP declarado**

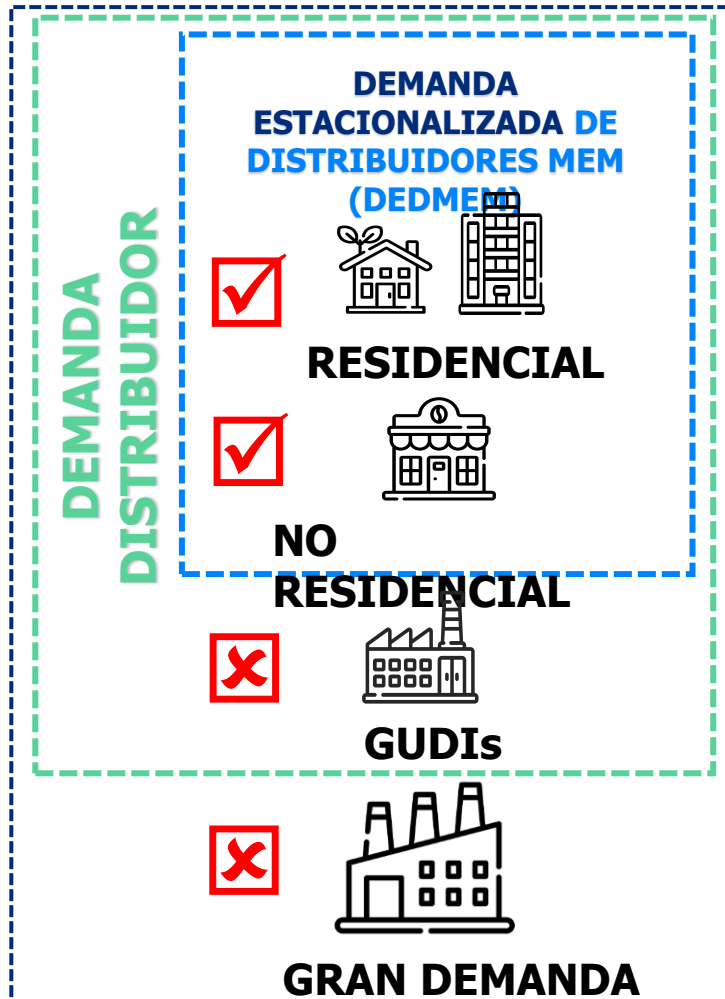
Casos especiales: Centrales propiedad de ENARSA y CC con Acuerdo Reso 59 -> Abastecen demanda Spot pero a costos regulados.



Proceso de Normalización del MEM

Ejes Resolución SE N°400/25 - Reglas

DEMANDA



La Demanda Estacionalizada **será abastecida parcialmente por lo que se denomina** Generación Asignada

Los Distribuidores deben cubrir con Contratos **al menos el 75%** de la Demanda Estacionalizada.

La cobertura aportada por la Generación Asignada equivale a un contrato del MAT.

La energía no cubierta se contratará en el mercado SPOT o MAT hasta cumplir con el porcentaje señalado.

Proceso de Normalización del MEM

Ejes Resolución SE N°400/25 - Reglas

GENERACION

GENERACIÓN ASIGNADA



TERMICO

con contrato de
Abastecimiento MEM



RENOVABLE

con contrato de
Abastecimiento MEM



HIDROELÉCTRICA

Dependientes del Estado
Nacional



NUCLEAR

IMPORTACIÓN

realizada en forma
centralizada por OED

A Precios
Regulados por
Reso específica /
Contrato de
Concesión /
Contrato de
Abastecimiento
MEM

GENERACIÓN SPOT



TERMICO

SIN contrato de
Abastecimiento MEM



RENOVABLE

SIN contrato de
Abastecimiento MEM



HIDROELÉCTRICA

Provinciales / Nacionales
según Nuevo Contrato de
Concesión



IMPORTACIÓN

Se habilita importación
descentralizada (a Regular)

Casos Especiales

ENARSA / CC Res 59

Energía a Señales
de Costo Marginal
/ Pago de
Potencia en HRP /
Contratación de
Energía y
Potencia con
Demanda No
Estacionalizada /
Obligación de
Gestión de
Combustible



Proceso de Normalización del MEM

Ejes Resolución SE N°400/25 - Reglas

GENERACION

GENERACIÓN ASIGNADA

GENERACIÓN SPOT

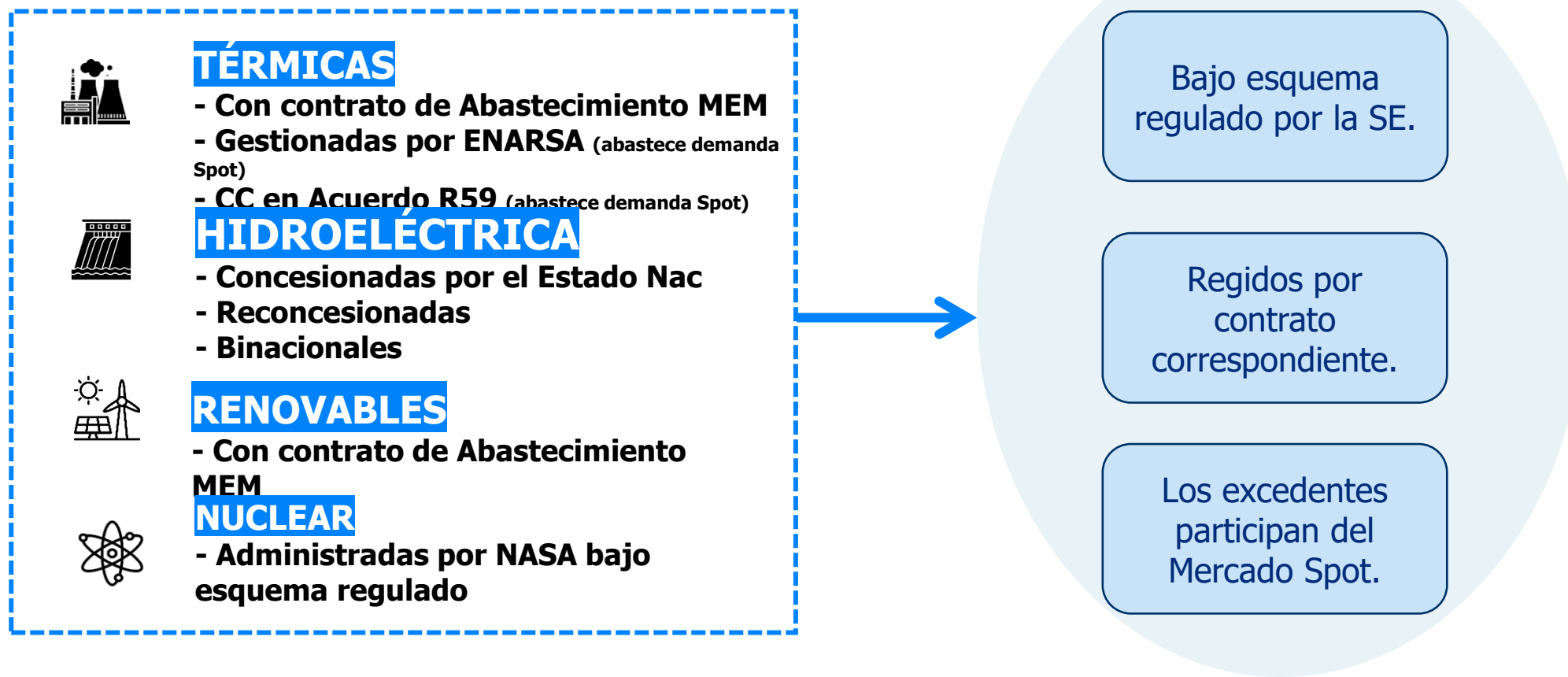
Tipo Central	POTENCIA ASIG [MW]	POTENCIA SPOT [MW]
Hidráulica	7 975	1 664
Hidráulica	7 975	1 664
Nuclear	1 755	0
Nuclear	1 755	0
Renovable	3 931	4 056
Eólica	2 394	2 172
Solar	1 131	1 569
Hidráulica renovable	211	312
Biomasa	113	2
Biogas	82	1
Térmica	9 004	16 168
Ciclos Combinados	6 402	9 123
Turbina a gas	2 043	2 344
Motor Diesel	559	984
Turbovapor	0	3 717
Total general	22 665	21 888



Proceso de Normalización del MEM

Generación Regulada

Se define como toda aquella máquina o central de generación cuyo esquema de remuneración se establece mediante reglamentaciones específicas de la Secretaría de Energía. Esto incluye:



Proceso de Normalización del MEM

Generación SPOT

El Mercado Spot se configura como el espacio para la comercialización de la energía no comprometida en contratos ni asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada.

Hoy podemos decir que hablamos de la generación TÉRMICA "Legacy", la renovable sin contrato y la hidroeléctrica bajo jurisdicción provincial.

Los generadores participan en este Mercado en función de la disponibilidad de sus recursos y bajo reglas de despacho económico, optimizando la eficiencia y promoviendo la competencia en la asignación de recursos.

**Térmico
Legacy**

**Renovable Sin
Contrato**

**Hidro
Provincial /
Nacional →
Según Contrato de
Concesión**



Proceso de Normalización del MEM

Demanda y Oferta

DEMANDA MEM

DEMANDA ESTACIONALIZADA DE DISTRIBUIDORES MEM (DEDMEM)

1ª Prioridad de
Abastecimiento



RESIDENCIAL

2ª Prioridad de
Abastecimiento



NO
RESIDENCIAL



GUDIs



GRAN DEMANDA

Precios
Estacionale
s (PE)

Precio
Estacional de
Costos SPOT
(GUDIS aplica
Res SE
976/23)

Precio
SPOT

OFERTA MEM (Energía y Potencia)

GENERACIÓN
ASIGNADA

MERCAD
O SPOT

MERCADO A
TÉRMINO
(MATE /
MATER)

Precio
MAT



Proceso de Normalización del MEM

MERCADO A TÉRMINO

Existe un MAT de Energía y uno de Potencia, independientes entre sí.

El MATE es por energía real mensual generada/consumida y compiten generadores de cualquier tecnología térmicos/hidro/renovables

El MATP es en base a Potencia Disponible Firme para cubrir Demandas Máximas; compiten térmicos, hidro y almacenamiento

Los Servicios adicionales y Transporte son independientes de los contratos MAT



Proceso de Normalización del MEM

Combustibles



La Gestión de Combustibles por parte de los Generadores es un objetivo de la R400 y se incentiva mediante señales económicas a los ingresos por Energía (precios, rentas) y de Potencia (remuneración por disponibilidad de equipamiento)

La Gestión de Combustibles permite:

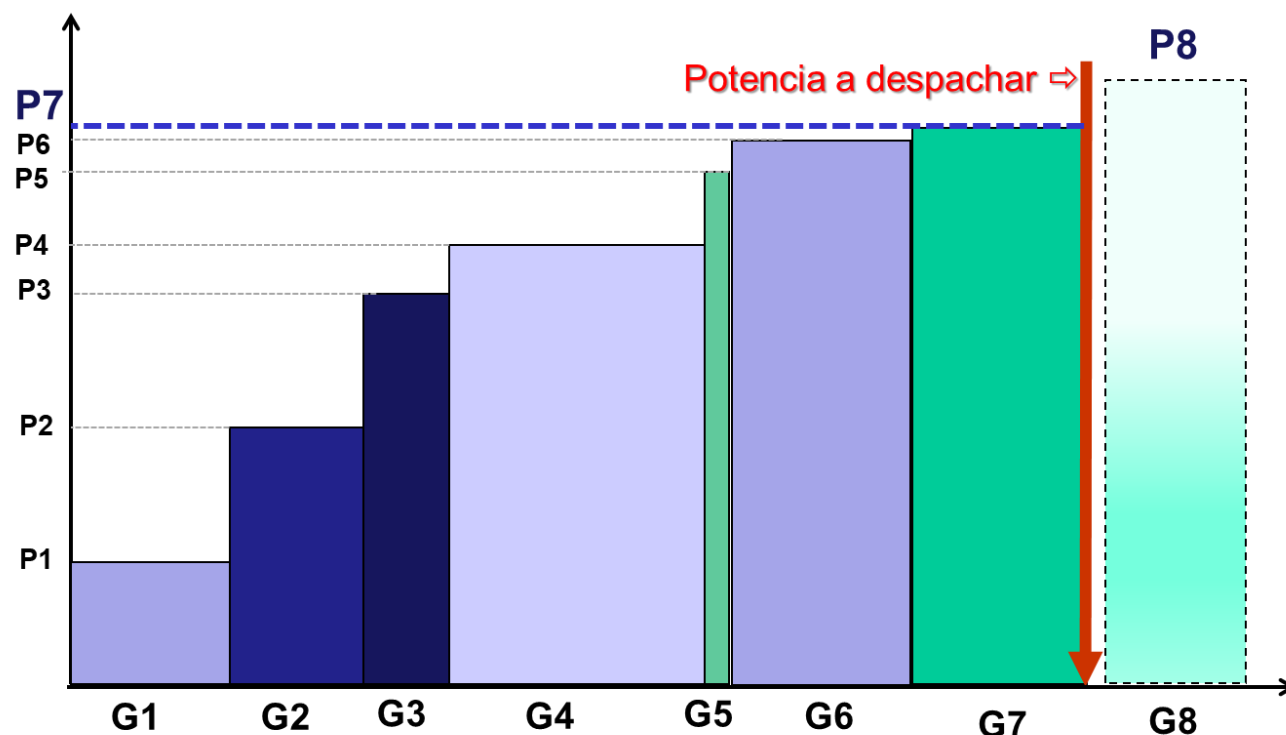
- Energía: Acceder al esquema de rentas
- Potencia: Pago pleno por Disponibilidad
- Mercado a Término: Contratación libre de EyP

Proceso de Normalización del MEM

Costo Marginal Horario - CMgh

$$\text{CMgh} = A\% \times \text{CMOh} + B\% \times \text{CMph}$$

CVP \$/MWh



Despachando a las distintas unidades de acuerdo a la potencia a cubrir, la unidad G7 es la ultima maquina despachada, por ende, el precio P7 de esta es quien define a CMOh.

Ahora bien, la próxima unidad a despacharse es G8, con lo cual el precio definido por esta, P8, es quien corresponde a CMph

Inicialmente, los Costos Marginales se aplicarán sin diferenciación de áreas.

AÑO	CMOh	CMph
2025 - 2026	100%	0%
2027	90%	10%
2028 en adelante	80%	20%

Proceso de Normalización del MEM

Remuneración Generación SPOT

Se remunera en base en el Costo Variable de Producción (CVP) de despacho en el Nodo y el Costo Marginal también del Nodo respectivo.

Precio Remuneración horaria = Costo Variable de Producción + Renta Marginal Adaptada

$$PRh = CVP + RMA$$

$$PRh = CVP + (CMgh \times FP - CVP) \times FRA \times FRC$$

- (i) CMgh: Costo Marginal Horario.
- (II) FP: Factor de Pérdida por nodo.
- (iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): factor sobre la renta total horaria:

AÑO	FRA
2025 - 2026	0.15
2027	0.25
2028 en adelante	0.35

FRA = 1 para Generación Nueva (desde 1/1/2025) y generación existente con transporte de GN firme nuevo
FRA=0 para generadores sin gestión propia de combustibles.

- (IV) FRC: Factor de corrección a aplicar sobre el RMA, para generadores que gestionan GN a través del "GN Acuerdo" con CAMMESA

AÑO	FRC
2025 - 2026	0.8
2027	0.6
2028 en adelante	0.5

Asimismo, se establecerá una **renta mínima para la generación Existente** en u\$/MWh, en función del combustible utilizado y como reconocimiento a la gestión de combustibles y de la generación marginal, similar a los costos variables propios de la operación y mantenimiento. La Generación Nueva (desde 1/1/2025) queda excluida de

RMIN CVP < 60u\$/MWh	RMIN CVP >= 60u\$/MWh
2	7



Proceso de Normalización del MEM

Remuneración Generación SPOT

**Generador
Renovable y
Autogenerador**

Esquema similar al aplicable en la generación térmica, con **CVP=0**

$$\begin{aligned} \text{PRh} &= \text{CVP} + \text{RMA} \\ \text{PRh} &= \frac{\text{CMgh} \times \text{FP}}{\text{FRA}} \end{aligned}$$

Para Generación Renovable:

- RMA Mínimo para Generación previa a 31/12/25 será de 32 USD/MWh.
- RMA sin máximo ni mínimo para Generación a partir del 1/1/25 y FRA = 1

Para Generación Renovable con habilitación comercial anterior al 1/1/25 aplica lo siguiente:

2025 y 2026 FRA = 0,15

2027 FRA = 0,25

2028 en adelante = 0,35

FRA = 1 para Generación Nueva (a partir de 1/1/25)

Generador Hidro

Esquema similar al aplicable en la generación renovable, cambia RMIN

- RMA Mínimo para Generación existente será de 22 USD/MWh.
- RMA sin máximo ni mínimo para Nueva Hidro a partir del 1/1/25 y FRA = 1



Proceso de Normalización del MEM

Remuneración SPOT de la Potencia Generación Térmica

Para aquellos Generadores al Spot que declaren gestión propia, se remunera la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) en Horas Remuneración de Potencia (HRP).

Se establece el Precio Horario de la **PPAD en 12 u\$s/MWdisp hrp** con los siguientes factores de aplicación KP según el tipo de combustible disponible y del período estacional:

Año	PPAD	KP - MULTIPLICADOR POTENCIA	
		TERM. Solo GN	TERM. ALT
nov 25 en adelante	12 u\$s/MW	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9	Inv/Ver: 1,5 Resto: 1

- Meses Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre
- Meses Verano: diciembre, enero, febrero,
- Meses Invierno: junio, julio, agosto

En la transición, para las unidades generadoras sin gestión de combustible, se reconocerá la potencia con el mismo esquema que un generador con gestión cuando es requerido para el despacho. Cuando no se encuentre despachado tendrá los siguientes ajustes sobre el esquema general:

- Hasta el 31 de diciembre de 2026: 0,8 del PPAD
- Hasta el 31 de diciembre de 2027: 0,4 del PPAD
- Desde el 1 de enero de 2028 : solo se remunerará la potencia cuando sea convocado por el despacho.



Proceso de Normalización del MEM

Remuneración SPOT de la Potencia Otras Tecnologías

Para las tecnologías **Hidro, Renovable y Almacenamiento** se establecen los siguientes factores de aplicación KP:

Año	PPAD	KP – MULTIPLICADOR POTENCIA		
		HIDRO	RENOV.	ALMAC.
nov 25 en adelante	12 u\$/MW	0,5	0	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9

- Meses Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre
- Meses Verano: diciembre, enero, febrero,
- Meses Invierno: junio, julio, agosto



Proceso de Normalización del MEM

PAGO DE POTENCIA → SERVICIO de CONFIABILIDAD

Servicio de Reserva de Confiabilidad Base

¿A quién aplica? → **Generación térmica** existente sin contratos MEM anterior al 1 de enero de 2025.

Reconocimiento económico → 1.000 por u\$/MWmes por potencia disponible mensual, sin importar si gestiona su propio combustible. Ciclos Combinados menores a 150 MW se aplica x2.

Asignación de Costos → El costo será cubierto por toda la demanda del MEM, de forma proporcional a la demanda mensual.

Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional

¿A quién aplica? → Generación hidrotérmica / almacenamiento de bajo factor de uso con ingreso comercial posterior al 1/01/2025.

Reconocimiento económico → hasta 9.000 u\$/MWmes. Por 10 años desde la habilitación comercial.

Condiciones →

- Requiere aprobación de la Secretaría de Energía (SE).
- Debe conectarse en zonas donde CAMMESA indique necesidad de reserva.
- El valor puede ajustarse estacionalmente por la SE según cambios tecnológicos o necesidades del SADI.
- No afecta proyectos ya aprobados.

Asignación de Costos → Cubierto por toda la demanda del MEM, proporcional a la demanda mensual.



Proceso de Normalización del MEM

Precios de ENERGÍA

Demanda Estacionalizada

El Distribuidor deberá Contratar en el Mercado a Término al menos el 75% de la Demanda Estacionalizada
La Generación Asignada se considera como parte de la obligación de contratación



Precios Estacionales de Energía.

Para la DEMANDA RESIDENCIAL: los costos totales de la Generación Asignada previstos estacionalmente se reparten en forma proporcional a la relación entre la Demanda Residencial y la Generación Asignada.

Para la DEMANDA NO RESIDENCIAL: se asignan los costos de la Generación Asignada restante y se cubren los faltantes (DEMANDA ESTACIONALIZADA NO CUBIERTA) con los costos previstos estacionalmente por la compra de energía al spot.

El costo final de energía para los Precios Estacionales se obtendrá descontando de los costos de la Generación Asignada los pagos de potencia efectuados por los Distribuidores en proporción a su demanda.

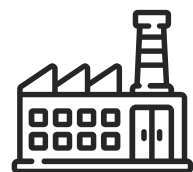


Proceso de Normalización del MEM

Precios de ENERGÍA

Demanda SPOT – GUDIS y GUMEM

La Demanda de ENERGÍA SPOT puede contratarse en el MAT de Energía



GUDIs (*)



GRAN DEMANDA MEM

Precio Estacionalizado o de Costos SPOT (*)

Precio Mensual SPOT \$PE SPOT

(*) Para los GUDI, se mantiene lo dispuesto en la Resolución SE 976/23.

$$\text{\$PE SPOT} = (1 - \text{FSA}\%) \times \text{Costo Medio Energía SPOT} + \text{FSA}\% \times \text{CMMgu}$$

donde:

Costo Medio Energía SPOT: Son todos los costos mensuales para remunerar a la generación SPOT (CVP + RMA + Proporcional correspondiente a: Impuestos Líquidos y GN + Transporte de GAS no incluido en el CVP + Logística de Líquidos)

CMMgu: es el Costo Marginal Medio para cada GU (CMMgu), que se obtendrá de ponderar por demanda real horaria del GU por el CMgh para cada Agente demandante:

$$\text{CMMgu} = (\sum_{gu,h} \text{Demgu},h * \text{CMh} * \text{FP}) / \text{Demgu},\text{mes}$$

FSA: Factor de Spot Marginal Adaptado es un factor que incentiva un desarrollo equilibrado del Mercado Spot y del Mercado a Término → **Se adopta FSA=0 hasta el 31 de diciembre de 2027, la SE posteriormente definirá eventuales ajustes.**



Proceso de Normalización del MEM

CARGO de POTENCIA SPOT

La Potencia al Spot se calculará en función la compra mensual de potencia de Distribuidores y Grandes Usuarios, y se aplicará en las Horas de Remuneración de la Potencia (HRP).

Cargo de Potencia SPOT = CompraPPADm [MW] x \$ PPAD [u\$s/MWhrp] en cada HRP

La demanda de potencia será en función del requerimiento máximo, podrá ser cubierta por contratos en el MAT de POTENCIA.

PRECIO de POTENCIA SPOT

Precio de la Potencia Puesta a Disposición

\$PPAD = 16 u\$s/MWhrp x KP

KP: Factor de aplicación equivalente a la remuneración potencia de las centrales térmicas de solo gas natural: Invierno/Verano= 1,1 – Resto= 0,9

- El Precio de la potencia se pesifica con dólar de fin de mes
- Meses Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre
- Meses Verano: diciembre, enero, febrero,
- Meses Invierno: junio, julio, agosto



Proceso de Normalización del MEM

FISICOS de POTENCIA SPOT $\text{CompraPPAD} = \text{ReqPotHMD} \times$

ReqPotHMD: Es el Requerimiento de Potencia en Horas de Máxima Demanda [MW]

GUMAS/AG: Mensualmente se evaluará la demanda de cada GUMA/AG en las Horas de Máxima Demanda (HMD) esperada del MEM para días hábiles que se establecen en: Para cada demandante se determinarán las máximas potencias registradas cada 15 minutos en las HMDmes y se promediarán para obtener la Potencia en horas de máxima demanda (PHMDmes). El valor final mensual de ReqPotHMD será el mayor entre la PHMDmes y el 50% del Requerimiento Máximo Mensual [MW] calculado como el mayor entre el valor registrado mensual de potencia máxima cada 15 minutos y la demanda máxima declarada estacional.

Para los GUH que salieron de Compras Conjuntas mantienen el descuento de potencia previsto en la Res 281/17 por sus compras de potencia al SPOT

GUMES: Idem GUMAS informado por el Distribuidor

DISTRIBUIDORES: Requerimiento Máximo Mensual [MW] calculado como el mayor entre el valor registrado mensual de potencia máxima cada 15 minutos y la demanda máxima declarada estacional. El valor de potencia declarado estacionalmente será no podrá ser en ningún mes inferior al NOVENTA POR CIENTO (90%) de la máxima demanda registrada en los SEIS (6) meses del mismo periodo estacional previo al de la declaración (noviembre 2025 - abril 2026 75%)

Cargo Potencia PPADhrp = \$PPAD x (CompraPPAD – Pot. Med Mater – MATP)

- Pot. Med Mater : Potencia Media Contrato Mater x Factor de Salida Compras Conjuntas
- MATP : potencia media contratado en HRP y Potencia cubierta por contrato plus
- FPunta = 1



Proceso de Normalización del MEM

NUEVA OFERTA MEM

- ✓ **CAMMESA deberá evaluar al menos una vez al año y recomendar -de ser necesario- la incorporación de energía y potencia para garantizar el abastecimiento en cada región del SADI.**
- ✓ **La Secretaría de Energía, por sí o a instancia de los Agentes de Distribución, podrá solicitar a CAMMESA realizar licitaciones en forma centralizada - por cuenta y orden de los demandantes y/o de los Agentes de Distribución - para asegurar el abastecimiento de mediano plazo.**
- ✓ **Los nuevos contratos podrán ser de energía, potencia o ambos, en función de las evaluaciones de respaldo prevista.**
- ✓ **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 Distribuidor no posea deudas con el MEM al momento de su firma.**



Proceso de Normalización del MEM

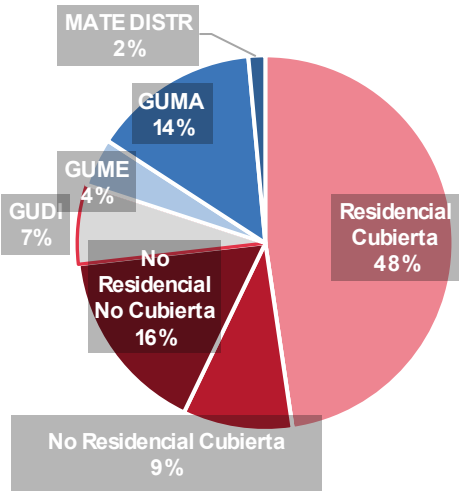
Mayo 2026

Demanda Local

12151 GW h
(+11% vs.m ay-25)

Demanda
Estacionalizada
8895 GW h

Demanda No
Estacionalizada
3256 GW h



Temperatura

13.5 °C
(-3.2 °C vs.m ay-25)
Temperatura Histórica: 14.6 °C



Oferta Total

12617 GW h
(+10.8% vs.m ay-25)

Mercado
Asignado
6941 GW h

Hidro Binac: 22%
Hidro Nac: 14%
Nuclear: 11%
PPA Renov: 16%
PPA Term: 26%
Importación: 11%

Mercado
SPOT
3941 GW h

Térmico SPOT: 84%
Térmico FONIN: 15%
Hidro Prov.: 1%

Mercado MAT
1736 GW h

Renovable MAT: 48%
Hidro MAT: 22%
Térmico MAT: 30%



Combustibles

42.8 M m 3/d
(21 M m 3/d vs.m ay-25)
GAS NATURAL: 34.5 M m 3/d
ALTERNATIVOS 8.2 M m 3/d (Gas.Eq.)



Precios

Costo Mercado
Asignado
98.1
u\$s/MW h

ENERGÍA: 73.5 u\$s/MW h
POTENCIA: 14.4 u\$s/MW h
SERVICIOS: 6.3 u\$s/MW h
TRANSPORTE: 6.3 u\$s/MW h

Precio Mercado
SPOT
139.8
u\$s/MW h

ENERGÍA: 118.6 u\$s/MW h
POTENCIA: 14.4 u\$s/MW h
SERVICIOS: 6.3 u\$s/MW h
TRANSPORTE: 6.3 u\$s/MW h

PRECIO MEDIO ESTACIONAL

97043 \$/MW h

PRECIOS ESTACIONALES -USUARIO RESIDENCIAL

[\$/MWh]		Precio (*) [\$/MWh]	PEST con Bonificaciones
Residencial	Sin Subsidio	142 265	113 707
	Base con Subsidio		47 210
	Excedente con Subsidio		114 539

Proceso de Normalización del MEM

¿Cómo se prevé que evolucionen los físicos y económicos según la R400?

Evolución de Generación Asignada/Spot:

- **Evolución Contratos MEM**
- **Evolución Hidros Comahue**

Evolución Precios Spot?

- **Evolución FRA**
- **Contratación MATE ?**
- **Incorporación de transporte de GN?**
- **Precios de Combustibles?**





CAMMESA

**COMPAÑÍA
ADMINISTRADORA DEL
MERCADO MAYORISTA
ELÉCTRICO S.A.**

