



MARTINEZ
DE HOZ
& RUEDA

CLIENT ALERT | OCTUBRE 2025

EN ESTE ASUNTO

Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía

*Reglas para la Normalización del Mercado
Eléctrico Mayorista y su Adaptación
Progresiva.*

El 21 de octubre de 2025, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 400/2025 (la “**Resolución**”) de la Secretaría de Energía (la “**SE**”), mediante la cual aprobó como Anexo las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva” (las “**Reglas**”), que serán de aplicación a las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (“**MEM**”) a partir del 1° noviembre de 2025.

La Resolución implica la culminación del proceso de adecuación normativa iniciado en el marco de la delegación de poderes autorizada por el artículo 162 de la Ley de Bases, e implica la implementación de los lineamientos publicados por CAMMESA, en su versión actualizada del pasado 20 agosto de 2025.

A diferencia de los lineamientos, las Reglas fijan valores, fórmulas y cronogramas precisos, consolidando un esquema de remuneración de energía y potencia a través de señales de precios basadas en costos marginales. De conformidad con el nuevo esquema, los generadores deberán asumir progresivamente la gestión propia del combustible, y la demanda regulada de energía eléctrica avanzará hacia un

esquema de cobertura contractual en el Mercado a Término (el “**MAT**”).

Las Reglas buscan establecer un mercado en el cual el valor de la electricidad se encuentre definido por la oferta y la demanda, y el Estado vuelva a ocupar exclusivamente el rol de regulador.

A continuación se detallan los principales puntos e implicancias de las Reglas.

I. OBJETIVOS Y ALCANCE

Las Reglas tienen como finalidad: (i) asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico durante el proceso de normalización; (ii) establecer señales de precios para la demanda de energía eléctrica y mecanismos de remuneración para la oferta basados en costos marginales horarios; y (iii) fomentar la gestión propia de combustibles por parte de los generadores, y la expansión de los contratos bilaterales de energía y potencia a través del MAT.

II. EL MERCADO SPOT: REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA

El mercado spot comprende toda la generación no comprometida en contratos MAT o no asignada al abastecimiento de la DEDMEM (el “**Mercado Spot**”).

La remuneración horaria de la energía para la generación spot de fuente térmica se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Precio de remuneración horario} = \text{CVP} + \text{RMA}$$

Donde:

(a) “**CVP**” es el Costo Variable de Producción declarado;

(b) “**RMA**” es la Renta Marginal Adaptada = $(\text{CMgh} \times \text{FP}) - \text{CVP}$ x FRA;

(i) “**CMgh**” es el Costo Marginal Horario de Generación, o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local;

(ii) “**FP**” es el Factor de Pérdida por nodo; y

(iii) “**FRA**” es el Factor de Renta Adaptado, el cual consiste en un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

Así, los valores de FRA se establecen respecto de las centrales térmicas existentes en 0,15 (2025–2026), 0,25 (2027) y 0,35 (2028 en adelante). Las centrales térmicas nuevas (ingreso a partir del 1 de enero de 2025) o que incorporen transporte firme de gas natural **nuevo** aplicarán un FRA = 1. En caso de no gestionar su propio combustible, el FRA será igual a cero (0) y el CVP se calculará en base a valores de referencia publicados por CAMMESA, sin reconocimiento de renta.

Para los generadores que gestionen su suministro de gas natural a través del esquema de gas provisto en el marco del Plan Gas (“**GN Acuerdo**”), la RMA resultante se ajustará mediante un Factor de Renta Correctivo (“**FRC**”) con valores decrecientes: 0,8 (2025–2026), 0,6 (2027) y 0,5 (2028 en adelante).

Asimismo, para la **generación existente** (anterior al 1 de enero de 2025), se implementa una Renta Mínima Garantizada (“**RMIN**”), mediante la cual la RMA resultante tendrá los siguientes valores mínimos por central (evaluados hora a hora en función del CVP de la máquina):

- Térmica: USD 2/MWh (cuando el CVP < 60USD/MWh) o USD 7/MWh (cuando el CVP ≥ 60USD/MWh)
- Hidroeléctrica: USD 22/MWh
- Renovable: USD 32/MWh

Por su lado, las centrales nuevas (ingresadas a partir del 1 de enero de 2025) no tendrán RMA máximo ni mínimo.

En cuanto al resto de las fuentes de energía eléctrica, las Reglas mantienen la misma lógica de remuneración spot basado en costos marginales y RMA, pero con diferencias menores según tipo de generación, las cuales pueden diferenciarse en la siguiente tabla:

FUENTE	CAMBIOS RELEVANTES FRENTE A LA FUENTE TÉRMICA
Hidroeléctrica	CVP = 0 Existentes al 1/1/25: FRA es igual a la generación térmica y RMIN de USD 22 MWh. Nuevas posteriores al 1/1/25: FRA es igual 1 y RMA no tiene máximos ni mínimos. Hidroeléctricas de bombeo tendrán un esquema especial de remuneración por sus particularidades.
Renovable	CVP es igual a 0. Existentes al 31/12/24: FRA es igual a la generación térmica y RMIN es USD 32 MWh. Nuevas desde 1/1/25: FRA es igual a 1 y el RMA no tiene máximos ni mínimos.
Nuclear	Será fijada por la SE.
Almacenamiento	Su remuneración spot se basa en arbitraje de energía (carga/descarga) al CMgh x FP.

III. MERCADO SPOT: REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

La Potencia Puesta a Disposición (“**PPAD**”) se remunerará en todas las Horas de Remuneración de Potencia (“**HRP**”) (90 horas semanales) con un precio base de USD 12/MW disponible HRP, ajustado por multiplicadores de potencia:

- (i) Solo gas natural: Invierno/Verano 1,1; y el resto 0,9M; y
- (ii) Gas + combustible alternativo: Invierno/Verano 1,5; y el resto 1,0

Se considerará que hay disponibilidad de generación para el pago de la potencia cuando:

- (i) Se declare la gestión propia de combustibles;
- (ii) Haya seguimiento y control de disponibilidad de combustibles alternativos;
- (iii) La disponibilidad de equipamiento y la gestión de combustible deberá ser informada en las distintas instancias de Programación y Operación del MEM; y
- (iv) Los generadores que solo gestionen gas natural, en verano serán considerados “con gestión” y en invierno “sin gestión”.

Las unidades sin gestión propia de combustible percibirán PPAD reducido: 0,8 (hasta el 31/12/2026), 0,4 (hasta el 31/12/2027), y desde 2028 sólo si resultan despachadas. En el caso de la generación hidroeléctrica, renovable y de almacenamiento, la PPAD será remunerada durante las HRP a partir de noviembre de 2025, reconociéndose un valor base de USD 12 MW disponible. Dicho monto se

multiplicará por los siguientes factores según la tecnología: **(i)** 0,5 para las hidroeléctricas, **(ii)** 0 para las renovables (por lo que no reconoce pago por potencia a esta tecnología), y **(iii)** 1,1 en invierno/verano y 0,9 en el resto del año para almacenamiento.

En el caso del almacenamiento, se incorporan las Horas de Almacenamiento Validadas ("**HAV**"), que serán las horas de entrega continua de la energía almacenada. Se aplican los siguientes factores de aplicación del precio horario de la PPAD a la potencia de almacenamiento disponible en todas las HRP:

(i) $HAV \geq 4 \text{ h} \rightarrow 1$

(ii) $HAV \text{ entre } 1-4 \text{ h} \rightarrow HAV/4$

(iii) $HAV < 1 \text{ h} \rightarrow 0$

IV. GESTIÓN DE COMBUSTIBLES

Hasta el 31 de diciembre de 2028 (es decir, durante la vigencia del Plan Gas, el "**Periodo Transitorio**"), el gas natural será despachado según las prioridades del Plan Gas. Los generadores térmicos podrán gestionar el suministro de gas natural a través de los GN Acuerdo con CAMMESA y ENARSA, al precio promedio ponderado de los contratos que tenga CAMMESA y ENARSA bajo el plan, considerándose dicha modalidad como gestión propia de combustible. Para todos los generadores térmicos del MEM, se considerará que acceden al GN Acuerdo, salvo para aquellos que indiquen expresamente lo contrario. CAMMESA publicará quincenalmente los costos de referencia de gas y transporte, que servirán de base para la declaración del CVP, y administrará el transporte asociado al GN Acuerdo, mientras que los generadores podrán gestionar el transporte de su gas propio o cedido.

Los generadores podrán adquirir gas o combustibles alternativos por su cuenta o a través de productores adheridos al Plan Gas. Durante el Período de Transición, la gestión propia de combustible (gas o alternativos) será requisito para acceder tanto al Mercado Spot como al MAT.

Los generadores con Contratos de Abastecimiento MEM podrán gestionar su combustible, aunque su remuneración permanecerá sujeta a lo previsto en dichos contratos. Los generadores sin gestión propia de combustible durante el Período de Transición continuarán siendo abastecidos por CAMMESA como proveedor de última instancia. Además del precio regulado de energía, la potencia que se le reconocerá será la de las HRP que sea requerida por despacho y será del siguiente modo: (i) hasta el 31 de diciembre de 2026 el 80% de la PPAD en las HRP sin despacho, (ii) en el 2027 el 40% de la PPAD en las HRP sin despacho, y (iii) en el 2028 0%.

Asimismo, se establece una penalidad de tipo *Deliver or Pay*, para aquel generador térmico que, habiendo declarado disponibilidad de combustible propio, no cuente con el mismo, en cuyo caso deberá abonar una multa equivalente

al 70% del valor del valor declarado, multiplicado por el volumen incumplido.

Durante el Período de Transición, los generadores recuperarán el costo de los combustibles mediante la declaración de su CVP, que será la base del despacho a mínimo costo operativo y de falla. Los generadores deberán informar en cada programación estacional si operan con gas propio o bajo el GN Acuerdo, y declarar la disponibilidad de combustibles alternativos. CAMMESA publicará valores de referencia para cada componente del CVP (combustible, transporte, y operación y mantenimiento), sobre los cuales los generadores con gestión propia podrán declarar sus costos quincenalmente dentro de márgenes predefinidos. De esta manera, se fijan límites al CVP (+25% respecto de referencias publicadas por CAMMESA, y no podrá ser inferior al 75% del que resulte de utilizar el precio de referencia del combustible y el rendimiento respectivo de la máquina), y en caso de utilizar gas del GN Acuerdo el precio a declarar será el del precio de dicho acuerdo.

Los generadores sin gestión de combustible aplicarán los valores de referencia publicados y podrán ser despachados por razones operativas o económicas, aunque sin acceso al esquema de rentas. En todos los casos, el CVP declarado implica competencia por el despacho y la renta asociada. Los agentes deberán informar semanalmente su disponibilidad de máquinas y volúmenes de gas, y el despacho diario se realizará conforme al CVP declarado y los volúmenes previstos en el Plan Gas. Los impuestos a los combustibles serán reconocidos de forma separada al costo marginal horario.

A partir del 1° de enero de 2029 (es decir, finalizado el Período de Transición), la gestión de los combustibles será enteramente a cargo de los generadores.

V. DEMANDA REGULADA: LA "DEDMEM" Y LOS PRECIOS ESTACIONALES

La Resolución y las Reglas establecen que la "Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM" ("**DEDMEM**") comprende:

(i) Demanda Residencial: aquella destinada a abastecer el servicio residencial, conforme su identificación en los cuadros tarifarios, la cual tendrá primera prioridad para el uso de Generación Asignada;

(ii) Demanda No Residencial: aquella que no califique como Grandes Usuarios del Distribuidor (demandas iguales o superiores a 300 kW, "**GUDIs**"), o como Demanda Residencial, la cual tendrá segunda prioridad para el uso de Generación Asignada y, en caso de que la Generación Asignada no alcance a cubrirla, el distribuidor deberá adquirir el faltante en el mercado spot o en el MAT.

La Generación Asignada estará compuesta por:

(i) Contratos de Abastecimiento MEM vigentes (contratos renovables y térmicos Suscriptos por CAMMESA en el marco de programas públicos);

(ii) Centrales hidroeléctricas concesionadas por el Estado Nacional;

(iii) Centrales hidroeléctricas de las entidades binacionales Yacyretá y Salto Grande;

(iv) Centrales nucleares operadas por Nucleoeléctrica Argentina S.A.; y

(v) Importaciones centralizadas por CAMMESA.

Para asegurar el abastecimiento de mediano y largo plazo, se desarrollarán los mecanismos e incentivos necesarios para que las Distribuidoras respalden al menos el 75% de la DEDMEM mediante contratos de abastecimiento en el MAT, como complemento de la Generación Asignada.

VI. EL MERCADO A TÉRMINO

Las Reglas restablecen el Mercado a Término de Energía ("MATE") y el Mercado a Término de Potencia ("MATP") como mecanismos de contratación bilateral de energía y respaldo físico, estableciendo que todos los generadores participantes del mercado spot (total o parcialmente) podrán acceder al MAT. Esto permitirá a los Grandes Usuarios contratar libremente la compra de energía y potencia en el MEM. De esta manera:

- **MATE:** permite la contratación directa de energía entre generadores y demandantes.

Las centrales térmicas anteriores a 2025 pueden vender hasta el 100% de su producción a distribuidores para abastecer la Demanda Estacional No Cubierta y hasta un 20% a Grandes Usuarios, sin restricciones a partir de 2030.

Las centrales térmicas nuevas con gestión de combustible o aquellas existentes que hayan incorporado transporte firme de gas natural nuevo podrán contratar libremente con cualquier demanda spot.

En el caso de las centrales renovables, aplica el MATER, pudiendo contratar con ellos las Distribuidoras por la Demanda Estacionalizada no Abastecida.

En lo que hace a las hidroeléctricas anteriores al 1 de enero del 2025 le aplican las mismas reglas que a las térmicas, pudiendo contratar el 100% de su generación con Distribuidoras para el abastecimiento de los GUDIs.

La generación nuclear podrá participar según cómo lo regule en el futuro la SE y los almacenadores podrán contratar en el MATE por la energía inyectada.

En todos los casos, la liquidación se realiza por la energía efectivamente generada, y los montos correspondientes se descuentan de las liquidaciones spot tanto del generador como del comprador.

- **MATP:** habilita la contratación de costos fijos y respaldo físico, con verificación horaria durante las HRP.

En este mercado: (i) la generación térmica puede celebrar contratos libremente, (ii) las hidroeléctricas cubrirán sus contratos de potencia con el 70% de su potencia disponible horaria; (iii) las renovables no podrán participar; y (iii) las unidades de almacenamiento pueden ofrecer potencia si cuentan con una autonomía mínima de cuatro horas (HAV ≥ 4 h).

La potencia contratada bajo el MATP se descuenta de la compra de PPAD del demandante y de la potencia spot del generador, evitando doble remuneración.

VII. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD BASE

Finalmente, las Reglas introducen un nuevo esquema de Servicios de Reserva de Confiabilidad ("SRC") destinado a asegurar una reserva operativa mínima y sostener la capacidad firme del sistema eléctrico durante la transición que estas mismas proponen.

El "SRC Base" establece un cargo fijo mensual de USD 1.000 por MW instalado para las unidades térmicas existentes que aporten capacidad de respaldo, duplicándose a USD 2.000/MW por mes para ciclos combinados menores o iguales a 150 MW, en reconocimiento a su mayor flexibilidad.

Por su parte, el "SRC Adicional" busca incentivar nueva inversión en capacidad firme al otorgar una remuneración de USD 9.000/MW por mes hasta por diez años corridos a proyectos térmicos, hidráulicos o de almacenamiento que ingresen al MEM desde 2025 y sean aprobados por la SE en zonas donde CAMMESA identifique necesidades de refuerzo de reserva.

Ambos cargos se financian con aportes de toda la demanda del MEM y tienen carácter complementario al PPAD: mientras este último remunera la disponibilidad horaria de potencia, el SRC reconoce la existencia y permanencia de capacidad instalada necesaria para la confiabilidad del sistema.

VIII. LA RESOLUCIÓN: ARTÍCULO 13

El artículo 13 de la Resolución establece una regla para la nueva demanda del MEM que interconecte directamente al Sistema de Transporte de Alta Tensión por fuera de la concesión de una Distribuidora, y cuya demanda represente un incremento relativo que exceda en al menos el 0,5% de la demanda media del MEM.

Conforme dicha regla, el pedido de acceso al MEM y a la capacidad de transporte deberá ser acompañado por un plan de abastecimiento de demanda que asegure (i) al menos el 80% de nueva generación de energía, y (ii) un respaldo físico de potencia suficiente para cubrir el 80% de su consumo.

El respaldo de potencia solo garantizará el abastecimiento si el mismo se realiza con nueva potencia firme. Si es con potencia existente, en caso de faltante de oferta, dicho respaldo será asignado al Mercado Spot.

CONTACTO

Para sus consultas adicionales, las siguientes personas de contacto están disponibles:



**JUAN CRUZ
AZZARRI**

juancruz.azzarri@mhrlegal.com

+INFO



**MARCOS
BLANCO**

marcos.blanco@mhrlegal.com

+INFO



**PABLO
RUEDA**

pablo.rueda@mhrlegal.com

+INFO

Esta publicación está destinada exclusivamente a fines de información general y no sustituye la consulta legal o fiscal.

Bouchard 680 - Piso 19°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
C1106ABJ - Argentina
(+54-11) 2150.9779

Corrientes 1650
Ciudad de Neuquén
Argentina
(54-299) 442.2135

www.mhrlegal.com