



- modifica y/o complementa: ley 24065, resolución 61/92 SE, resolución 370/22 SE.

- modificada y/o complementada por:

Secretaría de Energía

ENERGÍA ELÉCTRICA - REGLAS PARA LA NORMALIZACIÓN DEL MEM Y SU ADAPTACIÓN PROGRESIVA

Resolución (SE) 400/25. Del 20/10/2025. B.O.: 21/10/2025. Energía Eléctrica. Aprueba las Reglas para la Normalización del MEM y su adaptación progresiva a partir del 1ro. de noviembre de 2025.

Ciudad de Buenos Aires, 20/10/2025

VISTO el Expediente N° EX-2025-07071698- -APN-SE#MEC, la Ley N° 24.065 y la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 24.065 (Texto Ordenado por el Anexo II aprobado por el Artículo 2° del Decreto N° 450 de fecha 4 de julio de 2025) establece, entre otros, los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad: (i) proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; (ii) promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo habilitando la celebración de contratos a término de energía eléctrica; (iii) promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; (iv) incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; (v) alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible; (vi) asegurar, tanto como sea posible, la libertad de elección de los consumidores de energía eléctrica en las relaciones de consumo; (vii) establecer procedimientos ágiles para la operatividad inmediata de señales económicas que vinculen calidad con precio; (viii) propiciar el comercio internacional de energía eléctrica y la integración de los sistemas regionales en condiciones de seguridad del suministro y confiabilidad; y (ix) adoptar los recaudos que sean necesarios para alcanzar la autosuficiencia económico-financiera del sistema eléctrico argentino.

Que el Artículo 3° del Decreto N° 450/25 estableció un período de transición por un plazo de VEINTICUATRO (24) meses desde la entrada en vigencia del citado decreto, debiendo esta Secretaría desarrollar todas las acciones necesarias para una transición gradual, ordenada y previsible hacia los objetivos fijados en el artículo 2° de la Ley N° 24.065.

Que el Artículo 4° del Decreto N° 450/25 estableció los fines a los cuales debe propender la normativa a dictar por esta Secretaría, a saber: (i) procurar la desconcentración (vertical-horizontal-Inter-sectorial) y un mercado de competencia de hidrocarburos en orden a la libre contratación del combustible por los productores eléctricos. (ii) asegurar la efectiva vigencia de las medidas de garantía tendientes a regularizar la cobranza y asegurar la cobrabilidad de los contratos con los distribuidores de energía eléctrica (iii) establecer criterios de remuneración de la generación térmica que permitan a las empresas una mayor eficiencia en la adquisición de GN-GNL-GO-Fuel; (iv) establecer los mecanismos progresivos de transferencia a la Demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) de los distintos contratos de compraventa de energía eléctrica suscriptos con COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) en representación de la Demanda del MEM; y (v) establecer el mecanismo



de transferencia a la Oferta del MEM de los distintos contratos de compraventa de combustible suscriptos por CAMMESA.

Que, en el marco del proceso de normalización del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), y habiéndose realizado un proceso de consulta previa a los Agentes del MEM iniciado mediante la Nota N° NO-2025-09628437-APN-SE#MEC de fecha 28 de enero de 2025, conforme la Nota N° NO-2025-91868608-APN-SE#MEC de fecha 20 de agosto de 2025, esta Secretaría remitió a CAMMESA los LINEAMIENTOS PARA LA NORMALIZACIÓN DEL MEM Y SU ADAPTACIÓN PROGRESIVA (IF-2025-91765098-APN-DNGE#MEC), para conocimiento de los Agentes y de las Asociaciones que los agrupan, anticipando que dichos LINEAMIENTOS conformarían las bases para el dictado de las normas necesarias para dar comienzo operativo al proceso de normalización a partir del 1° de noviembre de 2025, fecha en que, en el MEM, se inicia el Período Estacional de Verano.

Que el referido proceso de normalización del MEM permitirá una implementación gradual y consolidada de la reconstrucción del mercado mayorista de energía, en términos competitivos con el declarado fin de lograr mayores niveles de libre contractualización, para el adecuado abastecimiento a la demanda.

Que, en orden al presente proceso de normalización del MEM, mediante la Resolución N° 21 de fecha 24 de enero de 2025 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, se eliminaron restricciones innecesarias para la contratación bilateral en el MEM, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos económicos que estimulan la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas.

Que también, mediante la Resolución N° 379 de fecha 25 de septiembre de 2025 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, se introdujo un programa de gestión de demanda para que los usuarios interconectados que reúnen los requisitos definidos de magnitud de demanda y equipamiento de medición puedan administrar más eficientemente sus requerimientos de energía eléctrica.

Que, en una primera etapa, se asignan ciertas unidades de generación, nominadas en conjunto como "Generación Asignada", al abastecimiento, en lo sustancial, de los usuarios del servicio público de distribución que por sus características de consumo están a la fecha limitados aún de contratar su abastecimiento en forma independiente, nominados en conjunto como Demanda Estacionalizada, lo que deberá ser progresivamente reemplazado por contratos del Mercado a Término que aseguren el cumplimiento por las distribuidoras, de su obligación de abastecer a los usuarios de su área, en las condiciones de calidad de servicio y sanciones establecidas en los respectivos contratos de concesión.

Que, por otra parte, en las "Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva" (Las Reglas Anexo I), que como Anexo I (IF-2025-115915488-APN-SSEE#MEC) forma parte integrante de la presente medida, se reglamentan en detalle distintos aspectos vinculados a la gestión de combustibles, precios de energía y potencia, mercado a término, servicios de confiabilidad y cargos del sistema.

Que, en función del proceso antes referido de consulta y elaboración de las normas a regir en la normalización del MEM, la fijación del inicio de aplicación de las Reglas Anexo I a partir de las transacciones económicas del 1° de noviembre de 2025 otorga un plazo razonable para las adaptaciones técnicas y administrativas, y garantiza la continuidad del abastecimiento.

Que, genéricamente, se califican como Generación Asignada las unidades de generación con contratos vigentes hasta la finalización de éstos y la generación bajo administración del Estado Nacional.

Que se identifica como Generación al Spot a toda unidad no clasificada como Generación Asignada, a fin de promover competencia, eficiencia económica y despacho basado en costos marginales, fortaleciendo la



transparencia en la formación de precios e incentivando inversiones privadas, habilitándola a participar en esquemas competitivos de remuneración de energía y potencia y en contratos de mercado a término. Se mantienen excepciones transitorias establecidas para centrales bajo control del Estado Nacional, en las reglas que se aprueban por la presente.

Que, por otra parte, a fin de establecer condiciones claras de participación y remuneración, se identifica como Generación Nueva a toda instalación con habilitación comercial posterior al 1° de enero de 2025.

Que la caracterización señalada precedentemente busca incentivar nuevas inversiones bajo reglas transparentes, diferenciando generación existente y nueva para facilitar la planificación de expansión de capacidad y la aplicación de incentivos específicos, dentro del proceso de normalización progresiva.

Que en el esquema de gestión de combustibles y remuneración de energía y potencia para la generación al Spot, contenido en Las Reglas Anexo I, a) se introducen señales de costos marginales, competencia en abastecimiento y mecanismos progresivos de descentralización de la compra de combustibles; y b) se ordena a promover eficiencia económica, transparencia y sostenibilidad en la operación del MEM, estableciendo mecanismos de respaldo durante la transición hacia un mercado plenamente competitivo.

Que, a su vez, en Las Reglas Anexo I se detalla un esquema de precios de energía y potencia para la demanda Spot del MEM que optimiza la asignación de costos, refuerza la eficiencia operativa y fomenta la gestión activa de la demanda, con el que se busca avanzar en un sinceramiento de los costos reales de abastecimiento en el MEM.

Que, además, se establece un esquema normativo para los contratos de energía y potencia orientado a incentivar contratos bilaterales, y mayor competencia y participación de inversores privados.

Que, a fin de contribuir a la estabilidad operativa y a la planificación de mediano plazo, se establece un Servicio de Reserva de Confiabilidad Base, destinado a la generación térmica existente, con el objetivo de asegurar disponibilidad mínima del parque generador y optimizar el uso de recursos.

Que, por otra parte, para promover señales económicas alineadas con costos marginales y necesidades del sistema, complementando la transición regulatoria y fomentando la incorporación de capital privado bajo criterios competitivos, se incorpora el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, diferenciada y por plazos definidos, para nueva generación, hidráulica, térmica o de almacenamiento, incentivando diversificación de la matriz, inversiones estratégicas y proyectos de alto impacto en el despacho.

Que el nuevo esquema de recuperación de costos por Servicios del MEM, previsto en Las Reglas Anexo I, se aprueba con el fin transparentar los cargos asociados a la prestación de servicios complementarios. La definición de precios explícitos mejora la asignación de costos entre los agentes y otorga previsibilidad económica, fortaleciendo la sostenibilidad del mercado eléctrico, reduciendo subsidios implícitos y promoviendo eficiencia en la operación.

Que se actualizan los criterios de referencia para el tipo de cambio aplicable a los conceptos de cargos variables, potencia y servicios, fijando metodologías diferenciadas para su cálculo.

Que con ello se procura brindar estabilidad y previsibilidad en la remuneración del MEM, ajustando valores a indicadores objetivos y transparentes, lo que facilita la gestión financiera de los contratos y asegura coherencia con lineamientos macroeconómicos, contribuyendo al ordenamiento regulatorio.

Que con el fin de: (i) acotar riesgos para la seguridad del suministro, la calidad del servicio existente y la estabilidad del sistema eléctrico; y (ii) incentivar la inversión privada en infraestructura, se establece un régimen



propio para atender demandas extratendenciales que soliciten conectarse al Sistema de Transporte, que exige, cuando corresponda, respaldo físico adicional y ampliaciones de transporte.

Que en línea con las Reglas Anexo I, y en aras de favorecer la más amplia contractualización en el MEM, cabe dejar sin efecto la restricción establecida a los Distribuidores para contratar en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

Que en orden a la implementación operativa de lo dispuesto en la presente resolución, corresponde instruir al Organismo Encargado del Despacho (OED), cuyas funciones están asignadas a CAMMESA, para que elabore los procedimientos técnicos necesarios, incluyendo los mecanismos de monitoreo y recomendación de adecuaciones progresivas, debiendo estos últimos elevarse a consideración de esta Secretaría.

Que, las Reglas Anexo I establecen un marco integral para una transición ordenada y transparente, mediante señales regulatorias, que orientarán el proceso de normalización del sector, económica y técnicamente, hacia los objetivos de modernización, competencia y sostenibilidad previstos en la Ley N° 24.065 y en el Decreto N° 450/25.

Que la Dirección Nacional de Regulación y Desarrollo del Sector Eléctrico y la Dirección Nacional de Generación Eléctrica, ambas de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría han tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, el Apartado IX del Anexo II del Decreto N° 50 de fecha 19 de diciembre de 2019 y sus modificatorios, los Artículos 1° y 2° del Decreto N° 55 de fecha 16 de diciembre de 2023 y sus modificatorios, y los Artículos 3° y 4° del Decreto 450 de fecha 4 de julio de 2025.

Por ello,

LA SECRETARIA DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébanse las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva” (Las Reglas Anexo I), que como Anexo I (IF-2025-115915488-APN-SSEE#MEC) forma parte integrante de la presente medida, para su aplicación a las Transacciones Económicas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1° noviembre de 2025.

ARTÍCULO 2°.- Establécese, a los efectos de la aplicación de Las Reglas Anexo I, la siguiente categorización de la demanda abastecida por los Agentes Distribuidores del MEM y demás prestadores del Servicio Público de Distribución interconectados dentro de su área de influencia o concesión:

i. Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI): es la demanda igual o superior a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 Kw) de potencia contratada por punto de suministro que, por sus características técnicas, pueda calificar como demanda de Grandes Usuarios Mayores o Menores del MEM.

ii. Demanda Estacionalizada de Distribución: es la restante demanda, que se subdividirá en:

a. Demanda Residencial: es toda aquella demanda de energía eléctrica que los Agentes Distribuidores del MEM declaren como destinada a abastecer el servicio residencial, y se corresponda con la identificada de carácter residencial en los cuadros tarifarios respectivos.

b. Demanda No Residencial: es toda la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores del MEM que no califique como GUDI según el inciso i o como residencial según el inciso ii. a) del presente artículo.



ARTÍCULO 3°.- Califican como Generación Asignada a las siguientes unidades:

- i. Generación con Contratos de Abastecimiento MEM vigentes, tanto térmicos como renovables por los valores de energía y potencia contratados, hasta la finalización de los siguientes contratos:
 - a. Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.
 - b. Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución N° 21 de fecha 22 de marzo de 2016 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.
 - c. Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución N° 287 de fecha 10 de mayo de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.
 - d. Contratos de Abastecimiento MEM FONINMEM 2 (Central Vuelta de Obligado y Guillermo Brown).
 - e. Contratos de Abastecimiento MEM de energías renovables bajo los programas GENREN, Resolución N°108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS entonces vigente, y las rondas licitatorias convocadas por la Ley N° 26.190, modificada y ampliada por la Ley N° 27.191 en el marco del Programa Renovar Rondas 1 y 2, y 3 -MiniRen-, la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, y la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional (RenMDI) en el marco de la Resolución N° 36 de fecha 31 de enero de 2023 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.
- ii. Generación Hidráulica bajo concesión del Estado Nacional según se indique en cada contrato de concesión y con el alcance allí previsto.
- iii. Generación Hidráulica de las Entidades binacionales Yacypretá y Salto Grande.
- iv. Generación Nuclear operada por NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (NASA).
- v. Las importaciones de energía realizadas en forma centralizada por el Organismo Encargado del Despacho (OED).

La remuneración de la Generación Asignada seguirá en base a valores de contrato y/o de regulación específica emitida por esta Secretaría.

El OED, cuyas funciones están asignadas a COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), publicará en su sitio web y mantendrá actualizada:

- La base de datos de contratos con sus características principales y estado de vigencia.
- La identificación de las unidades definidas como Generación Asignada y
- Toda otra información relevante al respecto.

ARTÍCULO 4°.- La Generación Asignada calificada en el Artículo 3° de la presente medida se destinará prioritariamente a la Demanda Estacionalizada. El Precio Estacional de Distribución se implementará conforme las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 5°.- Las Unidades de Generación no calificadas como Generación Asignada (de conformidad con el Artículo 3° de la presente medida) se consideran Generación al Spot según las Reglas Anexo I, y podrán participar del esquema de remuneración de energía y potencia del Mercado Spot y del esquema del Mercado a Término allí delineado, con excepción de: (i) las Centrales Termoeléctricas de ENERGÍA ARGENTINA



SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA) o en las que tiene participación mayoritaria y (ii) las unidades de generación de Ciclos Combinados con compromiso de disponibilidad de potencia en el marco del Acuerdo aprobado por la Resolución N° 59 de fecha 5 de febrero de 2023 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

Las Centrales Termoeléctricas de ENARSA o en las que ésta tiene participación mayoritaria, incluidas las centrales General San Martín y General Belgrano, se destinarán al abastecimiento exclusivo del Mercado Spot hasta su privatización.

Las unidades de generación de Ciclos Combinados con compromiso de disponibilidad de potencia en el marco del Acuerdo aprobado por la Resolución N° 59/23 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrán dar por finalizado dicho acuerdo y comunicar su adhesión formal al presente régimen para participar del mismo.

Instrúyese al OED a mantener actualizada y publicar en su sitio web la base de datos de las unidades de generación correspondientes, así como un registro complementario con la información relevante.

ARTÍCULO 6°.- A los efectos de lo dispuesto en la presente resolución, entiéndese por Generación Nueva a todo ingreso de equipamiento de generación cuya habilitación comercial se produzca a partir del 1° de enero de 2025.

ARTÍCULO 7°.- Apruébase el Esquema de Gestión de Combustibles y Remuneración de Energía y Potencia para la Generación al Spot, contenido en Las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 8°.- Apruébase el Esquema de Precios de Energía y Potencia para la Demanda al Spot del MEM, conforme Las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 9°.- Apruébase el nuevo esquema del Mercado a Término de Energía y del Mercado a Término de Potencia, conforme lo establecido en Las Reglas Anexo I.

En forma excepcional, para los contratos celebrados bajo dicho esquema con entrada en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2025 y hasta 30 de abril de 2026 inclusive, el OED admitirá la presentación de los contratos hasta CINCO (5) días corridos antes del inicio de cada mes.

ARTÍCULO 10.- Créase el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Base (SRC Base), del que podrá participar toda la generación térmica con habilitación comercial anterior al 1° de enero de 2025, con independencia de la gestión propia o no propia del combustible necesario para su producción de energía, con excepción de las siguientes unidades:

Quedarán excluidas de este reconocimiento:

- i. Las unidades térmicas del FONINVEMEM I hasta su privatización.
- ii. Las unidades de ciclo combinado que mantengan vigente el compromiso de disponibilidad establecido en el Acuerdo aprobado por la Resolución N° 59/23 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, y
- iii. Las unidades con Contratos de Abastecimiento en el MEM, mientras dure la vigencia de dichos contratos.

La remuneración se reconocerá en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas, a razón de un valor de DÓLARES ESTADOUNIDENSES UN MIL (USD 1.000) por MW-mes disponible, conforme lo previsto en Las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 11.- Créase el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Adicional (SRC Adicional), aplicable a la generación térmica, hidráulica, nuclear o unidades de almacenamiento con habilitación comercial a partir del 1° de enero de 2025.



Tales unidades de generación podrán ser reconocidas como prestadoras del SRC Adicional en función del impacto de la nueva generación en el despacho y en la confiabilidad del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI), así como el nivel de despacho esperado conforme lo establecido en Las Reglas Anexo I.

La remuneración se reconocerá en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas, a razón de un valor de DÓLARES ESTADOUNIDENSES NUEVE MIL (USD 9.000) por MW-mes disponible, y por un plazo máximo de DIEZ (10) años corridos desde su aplicación, conforme lo previsto en Las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 12.- Establécese un nuevo esquema para el recupero de costos por los Servicios del MEM, conforme a lo dispuesto en Las Reglas Anexo I.

ARTÍCULO 13.- Toda nueva demanda en el MEM que se encuentre fuera del ámbito de concesión de una Distribuidora, conectada en forma directa al Sistema de Transporte en Alta Tensión, y que represente un incremento relativo que exceda en al menos un CERO COMA CINCO POR CIENTO (0,5%) de la demanda media del MEM tomada como base de referencia (incremento extra tendencial), deberá acompañar a su solicitud de acceso al MEM y a la capacidad de transporte, la presentación de un plan de abastecimiento que asegure: (i) al menos un OCHENTA POR CIENTO (80%) de nueva producción de energía; y (ii) respaldo físico de potencia suficiente para cubrir hasta un OCHENTA POR CIENTO (80%) de su consumo. Cuando dicho respaldo se efectúe con nueva potencia firme, ésta otorgará garantía de abastecimiento en caso de faltante de oferta. En cambio, en caso de respaldarse en potencia firme existente, ante condiciones de faltante de oferta dicho respaldo será el asignado al Mercado Spot.

El OED informará a esta Secretaría los requerimientos adicionales en función de las características, ubicación y condiciones específicas de cada proyecto.

ARTÍCULO 14.- Fíjase como referencia el DÓLAR BCRA Comunicación "A" 3500 (Mayorista). La tasa de cambio a considerar para los valores correspondientes a cargos variables y rentas mínimas será la utilizada por el OED para la declaración quincenal de Costo Variable de Producción (CVP). Los demás valores indicados en Dólares Estadounidenses se convertirán al tipo de cambio del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al último día hábil del mes al que refiera el Documento de Transacciones Económicas (DTE) Provisorio.

ARTÍCULO 15.- Sustitúyese el segundo párrafo del Artículo 2° de la Resolución N° 370 de fecha 13 de mayo de 2022 de la Secretaría de Energía por el siguiente texto:

"Los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución podrán suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a su demanda".

ARTÍCULO 16.- Instrúyese al OED a desarrollar los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para la implementación de lo dispuesto en la presente resolución. Asimismo, desarrollará los mecanismos de monitoreo y recomendación de adecuaciones progresivas, debiendo elevarlos a consideración de esta Secretaría.

ARTÍCULO 17.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría a dictar las normas reglamentarias, complementarias y aclaratorias, llevando adelante las acciones necesarias que se requieran para la implementación de la presente resolución.

ARTÍCULO 18.- Notifíquese a CAMMESA.

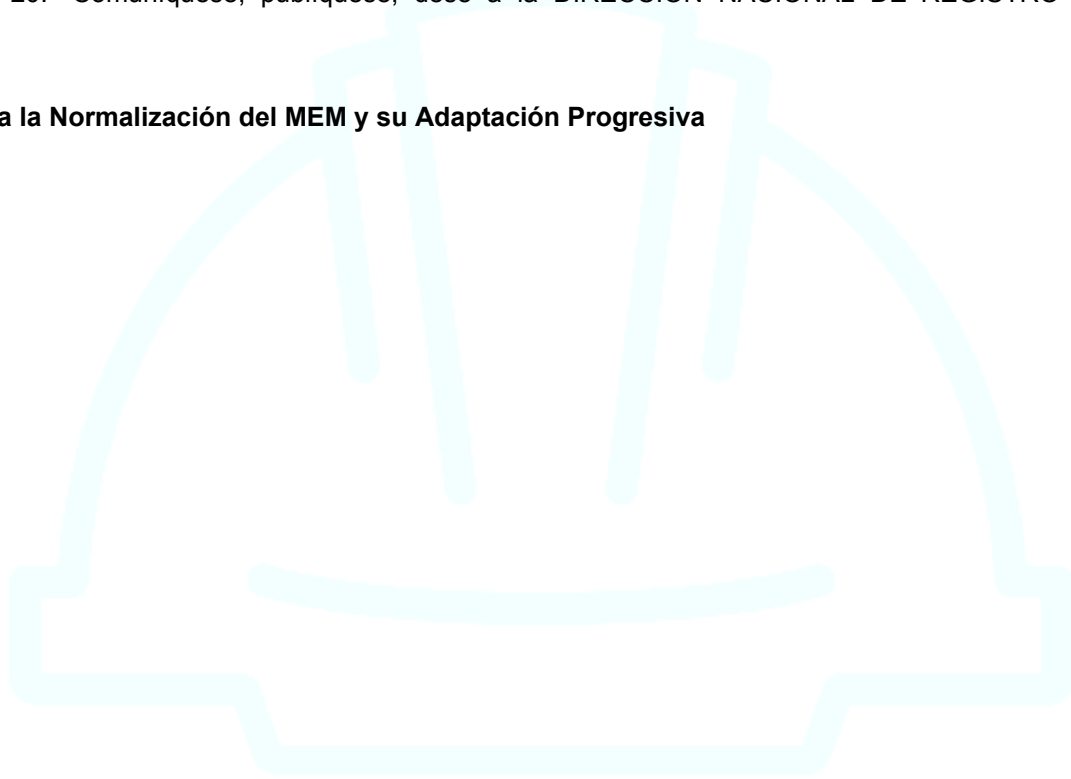
ARTÍCULO 19.- La presente medida entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial.



ARTÍCULO 20.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DE REGISTRO OFICIAL y archívese.

ANEXO

Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva



ecofield

Soporte Legislativo Online



Contenido

1.	ASPECTOS COMPRENDIDOS. OBJETIVOS PROPICIADOS Y PAUTAS PARA LA TRANSICIÓN.	2
2.	DEMANDA ESTACIONALIZADA DE DISTRIBUIDORES DEL MEM.....	3
3.	GESTIÓN DE COMBUSTIBLES.....	5
3.1.	GAS NATURAL (GN).....	5
3.2.	COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS.....	7
3.3.	GENERADORES SIN GESTIÓN PROPIA DE COMBUSTIBLE.....	7
3.4.	RECUPERO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES Y DESPACHO.....	8
4.	COSTO MARGINAL. VALOR CENS.	9
5.	REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN REGULADA	10
5.1.	GENERACIÓN HIDRO.	10
5.2.	GENERACIÓN RENOVABLE CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM	11
5.3.	GENERACIÓN TÉRMICA CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM	11
5.4.	GENERACIÓN TÉRMICA SIN CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM	11
5.5.	GENERACIÓN NUCLEAR:.....	11
6.	GENERACIÓN SPOT.....	11
6.1.	REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE TÉRMICA.....	12
6.2.	REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE RENOVABLE Y DE AUTOPRODUCTORES.....	14
6.3.	REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE HIDRÁULICA.	14
6.4.	REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO.....	15
6.5.	REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA.	16
6.6.	REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA GEN. HIDRO – RENOVABLE - ALMACENAMIENTO.....	17
7.	DEMANDA SPOT.....	18
7.1.	PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA.	19
7.2.	PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA – DISTRIBUIDORES Y GU.....	19
7.3.	PRECIOS ESTACIONALES DE ENERGÍA	21
8.	MERCADO A TÉRMINO.	23
8.1.	DEMANDA MAT.	23
8.2.	GENERACIÓN EN EL MAT.	23
8.3.	MAT ENERGÍA.....	23
8.4.	MAT POTENCIA.....	26
8.5.	MAT ENERGÍA Y MAT POTENCIA PARA DISTRIBUIDORES.	28
9.	AMPLIACIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN.	28
10.	CARGOS DE SERVICIO Y DE TRANSPORTE.....	28
10.1.	SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD BASE	29
10.2.	SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD ADICIONAL	29
10.3.	SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO.....	30
11.	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA NO CENTRALIZADAS.....	30
12.	GENERACIÓN FORZADA POR RAZONES LOCALES.....	30



1. ASPECTOS COMPRENDIDOS. OBJETIVOS PROPICIADOS Y PAUTAS PARA LA TRANSICIÓN.

A través del presente Anexo se detallan las Reglas, que propenden a la normalización del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), atendiendo, lógicamente, a las complejidades y limitaciones que enmarcan el proceso propiciado, las que tendrán una intensidad de incidencia alineada con el grado de avance de su implementación; ello todo, contextualizado en el bloque normativo que rige el funcionamiento del sector eléctrico en el país.

Las Reglas aquí descritas, tienen como objetivo asegurar la continuidad operativa y el crecimiento del sistema, así como 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).

En tal sentido, resulta necesario reformular el actual funcionamiento del MEM para que los generadores térmicos gestionen por sí el combustible necesario para la producción de energía eléctrica, y que el costo asociado a tal aprovisionamiento sea recuperado a través del Mercado Spot o por las ventas de energía eléctrica en el MAT.

La vigencia del Plan Gas hasta fines de 2028 y las actuales restricciones que presenta el transporte de gas natural dificultan a los generadores el acceso libre y pleno a dicho combustible. Dichas limitaciones demandan la necesidad de establecer reglas transitorias de acceso al combustible indicado.

Por otra parte, la existencia de un conjunto de contratos de generación térmica firmados con CAMMESA (Contratos de Abastecimiento MEM) requiere, en la etapa preliminar del proceso de normalización, de la continuidad de la gestión centralizada por parte de la administradora del mercado, para el aprovisionamiento del combustible necesario para dar cumplimiento a dichos contratos. Sin perjuicio de ello, la generación térmica no comprendida en el universo descrito precedentemente, a la que se considerará como "Generación Térmica al Spot" o "Generadores al Spot", podrá realizar la gestión propia del combustible para su funcionamiento, en los términos que rijan la transición. CAMMESA seguirá actuando como proveedor de combustible de última instancia.

Asociado a la gestión propia del combustible de la Generación Térmica al Spot, resulta necesario habilitar la declaración de Costos Variables de Producción (CVP), a los efectos de habilitar condiciones de competencia en el despacho de dicho tipo de generación térmica por disponibilidad de combustible, así como para permitir el recupero de los CVP -incluidos combustible y transporte de gas natural firme incremental - a través del Mercado de Energía (ME), ya sea en su modalidad MAT o Spot.

A fin de optimizar el mantenimiento de la infraestructura y equipamiento afectados a la generación existente y de asegurar la disponibilidad de máquinas de bajo y alto factor de uso, así como de la incorporación de equipamiento nuevo, corresponde adecuar el esquema de precios vigente, de manera tal de permitir la valorización de la potencia instalada y la incorporación de nueva potencia a través de un Mercado de Potencia (MP), ya sea en su modalidad MAT o Spot.

Por otra parte, a los efectos de estabilizar y hacer previsible la asignación de costos a los usuarios que no cuenten con capacidad para la gestión de su propio abastecimiento, demanda que se define como "Demanda Estacionalizada de Distribuidoras del MEM", se asignarán a ésta los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes como, así también, la generación gestionada directa o indirectamente por el Estado Nacional.

Estas Reglas para la Normalización del MEM serán oportunamente complementadas por instrumentos adicionales para su adaptación progresiva y propiciar mecanismos competitivos de gestión para el desarrollo la oferta de Energía, Potencia y Servicios del MEM de manera eficiente y previsible.



2. DEMANDA ESTACIONALIZADA DE DISTRIBUIDORES DEL MEM

La Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEDMEM) se define como la demanda de los Distribuidores a la que se aplican los Precios Estacionales (PE) sancionados por la Secretaría de Energía y que comprende a los sectores Residencial, Comercial y Resto, pero que no incluye la de los Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI). La Demanda Estacionalizada se subdividirá en dos segmentos:

- Demanda Residencial: Es la Pequeña Demanda para uso Residencial.
- Demanda No Residencial: Es toda la demanda de distribución que no califica como Residencial ni GUDI.

Dicha Demanda Estacionalizada será abastecida por lo que se denominará Generación Asignada, identificando de esta manera a la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes (Renovables y Térmicos) - con su combustible asociado -, la generación hidroeléctrica del Estado Nacional, Nuclear y las importaciones de oportunidad que fueren necesarias para el abastecimiento y que realice centralizadamente el OED. El cubrimiento por medio de la Generación Asignada se entenderá como el cumplimiento total o parcial, según corresponda, de las obligaciones de contratación del Distribuidor en el Mercado a Término conforme lo establecido en el Artículo N°9 de la Ley 24065 (Texto Ordenado Decreto 450/2025).

La Demanda Estacionalizada Residencial tendrá primera prioridad para el uso de la Generación Asignada. Los costos mayoristas de energía estacionales a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos medios totales de la Generación Asignada.

La Demanda Estacionalizada No Residencial tendrá segunda prioridad para el uso de la Generación Asignada. En caso de que la Demanda Estacionalizada No Residencial no pueda ser satisfecha en su totalidad a través de la Generación Asignada, el Distribuidor deberá adquirir la energía eléctrica necesaria en el Mercado Spot - al Precio Estacional respectivo - o contratar su abastecimiento en el MAT.

Respecto de la Generación Asignada, en el caso de la generación hidroeléctrica del Estado Nacional con contratos de concesión nacional que entren en vigencia con posterioridad a la publicación de las presentes Reglas, la energía y potencia correspondiente a la Generación Asignada deberá observar la evolución y condiciones establecidas en dichos contratos de concesión. Las centrales hidroeléctricas de propiedad provincial y/o con concesiones provinciales participarán del nuevo esquema establecido en las presentes Reglas y no formarán parte de la Generación Asignada. El resto de la generación que directa o indirectamente se encuentre bajo administración del estado nacional, podrá reasignar su energía y potencia al mercado spot y/o al mercado a término en función de eventuales adecuaciones regulatorias y/o administrativas que oportunamente se implementen para gestionar las referidas centrales.

Los costos fijos y variables asociados a la Generación Asignada a cubrir la Demanda Estacionalizada se asignarán considerando la correspondiente energía generada, determinándose un precio medio calculado en función de la demanda de energía cubierta por dichos costos para el conjunto de Distribuidoras.

Para el traslado de los costos MEM a afrontar por los Distribuidores por la Demanda Estacionalizada, deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios, a los efectos del cálculo y determinación del Precio Estacional respectivo (PEST Demanda Estacionalizada Cubierta):

- a) Los costos asociados a la generación asignada (con el combustible utilizado), serán imputados a través de la aplicación de un Precio Estabilizado a la Demanda Estacionalizada Cubierta. Los valores para trasladar serán energizados.



b) Los volúmenes de energía se calcularán y asignarán mensualmente en forma proporcional entre la Generación asignada y la Demanda Estacional declarada. Las diferencias, positivas o negativas, entre el Precio Estabilizado y el costo real, se ajustarán en el período trimestral siguiente.

Para asegurar el abastecimiento de mediano y largo plazo, se desarrollarán los mecanismos e incentivos necesarios para que, mediante contratos de energía, los Distribuidores den cobertura, al menos, al 75% de la demanda definida como Estacionalizada. Para ello, deberán complementar la energía cubierta por la generación y los Contratos de Abastecimiento MEM asignados, mediante contratos en el MAT hasta cumplir con el porcentaje señalado.

Inicialmente CAMMESA informará a la SE las necesidades de reserva de potencia para cubrir la demanda Estacionalizada en el corto plazo con el objetivo de evaluar la necesidad de mecanismos de incorporación de potencia para las Distribuidoras del SADI.

En el mediano plazo, CAMMESA continuará evaluando las necesidades de reserva de potencia que cada Distribuidor. Cada Distribuidor deberá prever e informar los mecanismos para alcanzar el cubrimiento de los requerimientos de reserva de potencia pudiendo requerir participar en mecanismos conjuntos para garantizar la incorporación de reservas de potencia.

3. GESTIÓN DE COMBUSTIBLES.

El gas natural para generación de energía eléctrica se despachará siguiendo un esquema de prioridad de ofertas firmes con base en los contratos correspondientes al Plan Gas, cuyo vencimiento opera a fin de 2028. Durante la transición, se estructurará el esquema que se detalla seguidamente, tendiente a una gestión competitiva hasta tanto se pueda descentralizar la compra del gas natural con destino a la generación térmica.

La gestión de combustibles alternativos deberá ser realizada por los Agentes Generadores, liberándose así, gradual y consecuentemente, el actual esquema de gestión centralizada.

La gestión propia de combustible, tanto de GN y de Alternativos, habilitará el acceso tanto a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y al Mercado a Término.

La gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 1° de enero de 2029.

3.1. GAS NATURAL (GN).

Durante la vigencia el Plan Gas, todos los Generadores Térmicos al Spot podrán gestionar el GN necesario para su producción a través de un Acuerdo con CAMMESA ("GN Acuerdo"), que les permitirá acceder a los volúmenes comprometidos dentro del Plan Gas administrado por CAMMESA /ENARSA y/o a las compras centralizadas de GNL. La administración y la asignación de volúmenes de GN Acuerdo continuarán bajo las reglas de gestión centralizada por CAMMESA hasta la efectiva disponibilidad de transporte y producto con gestión propia de los Generadores.

Para todos los generadores térmicos del MEM se considerará que acceden al GN Acuerdo salvo para aquellos que indiquen expresamente lo contrario.

Adicionalmente, se habilitará la posibilidad del retiro de volúmenes del Plan Gas bajo contratos con CAMMESA/ENARSA por parte de los Productores participantes en forma total o parcial lo cual podrá realizarse en forma individual o mediante un acuerdo entre el Productor y uno o más Agentes Generadores bajo condiciones pactadas libremente entre ellos. Los mecanismos y condiciones para implementar el retiro de volúmenes se establecerán en la adopción de resoluciones con instrucciones específicas que emita esta SE dentro del proceso de normalización del MEM.



Los generadores térmicos podrán ofertar Gas Natural Local de gestión propia (Gas Local Propio). Los costos de referencia máximos a reconocer dentro del CVP declarado serán siguiendo precios de referencia y/o indicadores evaluados en base oportunidades de sustitución de costos con los rangos de tolerancia que se indican más adelante.

El acceso al GN Acuerdo y/o al GN de contratos cedidos y/o Gas Local Propio se considerarán como gestión propia del combustible de los generadores implicados con la remuneración al spot asociada según se indica en el punto Generación Spot / Remuneración De La Energía de Fuente Térmica.

El transporte asociado al GN Acuerdo será gestionado por CAMMESA.

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

Los Generadores que cedieran su transporte de GN a CAMMESA podrán revertirla toda vez que así lo requieran, con excepción de aquellos que tengan un contrato de Abastecimiento MEM vigente.

Como parte del proceso de normalización del MEM, esta SE desarrollará los instrumentos necesarios para el acceso por parte de los Generadores al transporte de Gas Natural en condiciones de mercado.

Los generadores que estén bajo Contratos de Abastecimiento MEM podrán optar por la gestión propia de combustible. Estos generadores podrán declarar su propio CVP para el despacho, pero no tendrán acceso a renta mientras esté vigente su Contrato de Abastecimiento MEM.

El costo del GN Acuerdo al que los generadores accederán, será uniforme y representativo del mix de todos los costos asociados a los contratos del Plan Gas y de importación de GNL realizada en forma centralizada previstos para el periodo de declaración. CAMMESA publicará, previo a cada declaración quincenal de CVP, el costo unitario del GN Acuerdo y del Transporte asociado con el cual los generadores evaluarán su declaración de CVP para la quincena.

Al finalizar cada mes, CAMMESA descontará de la remuneración mensual de los generadores el costo del GN Acuerdo y del Transporte asociado en función del volumen real consumido en el mes valorizado el mix de costos del GN Acuerdo utilizado en cada quincena de declaración de CVP del mes operado.

A partir de la finalización del Plan Gas y del libre acceso de los generadores a todos los combustibles, cada Generador al Spot deberá gestionar íntegramente su provisión para la consecuente producción de energía.

3.2. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS.

Los combustibles alternativos (Gas Oil, Fuel Oil, Carbón Mineral, GNL o Gas de importación de compra no centralizada) deberán ser íntegramente gestionados por los productores de la Generación Térmica al Spot.

Los Generadores declararán si realizarán la gestión propia de combustibles alternativos en cada periodo estacional y/o trimestral de operación. El compromiso será para todo el periodo comprometido. Durante el inicio del nuevo esquema de gestión se flexibilizarán plazos y condiciones para las declaraciones a fin de acompañar la implementación de los nuevos objetivos de gestión del MEM.

Para su gestión operativa y económica por parte de los generadores, CAMMESA, en forma anticipada a cada periodo estacional de operación o en un plazo menor en base a condiciones operativas, publicará los costos de referencia máximos a reconocer de los combustibles alternativos con los rangos de tolerancia que se indican más



adelante, con base en precios de referencia e indicadores internacionales, que incluirán los asociados a los impuestos a los combustibles.

3.3. GENERADORES SIN GESTIÓN PROPIA DE COMBUSTIBLE.

CAMMESA continuará actuando como proveedor de última instancia, adquiriendo y asignando los combustibles necesarios para la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM térmicos vigentes y para aquellos Generadores al Spot que no realicen gestión propia. La generación bajo Contratos de Abastecimiento MEM térmicos podrán gestionar su combustible manteniendo su remuneración según lo establecido en cada Contrato.

Los generadores sin gestión propia de combustible no podrán operar en el Mercado a Término y no accederán al esquema de rentas basado en costos marginales horarios. Se les remunerará potencia en las HRP que sea requerido por despacho. Adicionalmente, como parte de la transición, se remunerará la disponibilidad de potencia sin gestión de combustible en las HRP cuando la máquina esté disponible sin estar despachada de la siguiente forma:

- Hasta el 31 de diciembre de 2026: el 80 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho
- Durante el año 2027: el 40 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho
- A partir del año 2028: el 0 % de la remuneración prevista para la potencia puesta a disposición (PPAD) en las HRP sin despacho

3.4. RECUPERO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES Y DESPACHO.

El costo de los combustibles utilizados para el despacho ("GN Acuerdo" - durante la transición - al GN de contratos cedidos y/o Gas Local Propio, transporte de GN y combustibles alternativos) será recuperado por los generadores a través de la declaración de su CVP para el despacho de cargas.

Se mantiene el esquema de despacho a mínimo costo de operación y falla, de acuerdo con los siguientes esquemas de gestión:

- a) En ocasión de cada programación estacional, los generadores deberán declarar si requieren la asignación del GN Acuerdo o GN de Gestión Propia y la disponibilidad de combustibles alternativos prevista.
- b) Cada uno de los componentes del CVP (CVC: Combustible, CVT: Transporte, OyM) tendrán valores de referencia que serán publicados en la programación estacional que corresponda.
- c) Los generadores con gestión propia de combustible (GGPC) podrán declarar en forma libre su CVP con cada combustible, puesto en central, en forma quincenal. Así:
 - (i) CVP con gestión propia de combustible:
 - a. El CVP declarado en u\$s/MWh, será en base a un precio de referencia de combustible (CVC), costos de flete o transporte y distribución de gas (CVT), operación y mantenimiento (OyM) y el rendimiento.
 - b. El CVP declarado no podrá ser inferior al 75% del que resulte de utilizar el precio de referencia de combustible y el rendimiento respectivo de la máquina.
 - c. CVP declarado no podrá ser superior en 25% del que resulte de utilizar el precio de referencia de combustible y el rendimiento respectivo de la máquina. Cuando el combustible sea GN Acuerdo este porcentaje será 0%.



- d. El CVT (costos de flete o transporte y distribución de gas) cuando sean gestionados por Cammesa deberán ser los informados por esta.
- (ii) Para los que incluyan transporte de GN firme nuevo, como esquema base se permitirá un adicional en u\$s/MWh libre en su declaración de CVP para recuperación del costo de Transporte Firme.
- d) A los generadores sin gestión propia de combustible (GSGPC) le serán aplicados los costos de referencia, pudiendo ser requeridos para el despacho por cuestiones operativas o económicas, pero no accederán al esquema de rentas. Así:
- (i) CVP sin gestión de combustible: costo CVC (Costo Variable de Combustible) de referencia y costo de operación y mantenimiento (OyM) de referencia.
- e) En la declaración del CVP estará implícita la competencia por el despacho y la renta asociada, a ser ponderada por el generador en dicha instancia.
- f) Para la programación semanal, los generadores declararán disponibilidad de máquinas, volúmenes de GN y combustibles alternativos.
- g) El transporte y distribución de gas firme o interrumpible podrá ser gestionado por el Generador.
- h) Como resultado de la programación semanal, los generadores térmicos podrán prever su despacho esperado, tanto como el requerimiento de combustible para la semana siguiente.
- i) El despacho diario se realizará con base en el CVP declarado y considerando los volúmenes previstos en el Plan Gas.
- j) El reconocimiento de los impuestos y tasas a los combustibles para la generación de energía eléctrica no se incluirá en el costo marginal horario y se realizará en forma separada a los costos asociados al CVP.

4. COSTO MARGINAL. VALOR CENS.

El Costo Marginal Horario (CMgh) será determinado en aplicación de proporciones entre el Costo Marginal Operado (CMOh) y el Costo del siguiente MW a despachar (CMph). Siendo que:

- a) CMOh: Costo Marginal Operado de la última máquina térmica despachada. Eventualmente, de corresponder por cuestiones vinculadas a la operación, será considerada la importación con su factor de pérdida asociado o de demanda flexible a precio ofertado.
- b) CMph: Costo del siguiente MW a despachar. Asimismo, de corresponder por operación, se considerará el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

La proporción de participación en el Costo Marginal Horario (CMgh) del Costo Marginal Operado (CMOh) y del Costo del siguiente MW a despachar (CMph) tendrá la siguiente evolución:



Año	Costo Marginal Operado (CMOh)	Costo del siguiente MW a despachar (CMph)
2025	100%	0%
2026	100%	0%
2027	90%	10%
2028 en adelante	80%	20%

El valor de CENS se actualizará tomando como referencia valores representativos y en función del nivel porcentual de restricciones a la demanda.

Los Costos Marginales indicados se aplicarán para todo el MEM sin diferenciación de áreas locales. Como parte del proceso de normalización, el OED desarrollará los procesos necesarios para evaluar en el despacho las condiciones en las que puedan generarse precios locales de áreas por saturación de corredores o limitaciones de despacho. En estas condiciones la remuneración de la generación y los costos para la demanda serán referidas a los precios locales. Esta SE notificará al OED el momento de aplicación de los costos por área.

5. REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN ASIGNADA

Se entiende por Generación Regulada a toda aquella máquina y/o central de generación cuyo esquema de remuneración se realice por medio de reglamentaciones específicas por parte de la Secretaría de Energía abarcando a estas las remuneradas por medio de Contratos de Abastecimiento MEM y/o se encuentren bajo administración del Estado Nacional.

5.1. GENERACIÓN HIDRO.

La generación de origen hidráulico se remunerará según lo siguiente:

- Generación Concesionada por el Estado Nacional:

o Las Centrales con concesión vigente se remunerarán bajo el esquema regulado en base a las normas emitidas.

o Las Centrales con contratos de concesión que entren en vigencia con posterioridad a la publicación de las presentes Reglas se registrarán por el contrato de concesión correspondiente.

- Generación No Concesionada por el Estado Nacional - Centrales de Propiedad Provincial y/o bajo concesión provincial.

o Participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término según se indica más adelante para las centrales Hidráulicas.

- Las Centrales Binacionales

o Se remunerarán bajo el esquema regulado que establezca la SE para estas centrales.

5.2. GENERACIÓN RENOVABLE CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM

- Se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Luego de finalizados los contratos respectivos participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término.

- Los excedentes de energía no contratada participarán Mercado Spot.



5.3. GENERACIÓN TÉRMICA CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM

- Se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Luego de finalizados los contratos respectivos participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término.
- Los excedentes de energía y potencia no contratada participarán en el Mercado Spot, cuando el combustible necesario para la operación es gestionado por el generador.

5.4. GENERACIÓN TÉRMICA SIN CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM

Las Centrales gestionadas por ENARSA, las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/23 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de Mercado a Término continuarán con el esquema de remuneración regulado con las reglamentaciones específicas que la SE emita para su remuneración.

5.5. GENERACIÓN NUCLEAR:

- Las Centrales Nucleares administradas por NASA se remunerarán bajo el esquema regulado que establezca la SE para estas centrales.

6. GENERACIÓN SPOT.

Toda la generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEMEM) se considerará Generación al Spot.

6.1. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE TÉRMICA.

En la proporción asociada al Costo Marginal, la remuneración de la generación térmica será determinada en el Nodo respectivo, considerando el correspondiente factor de pérdidas.

La remuneración se determinará con base en el Costo Variable de Producción (CVP) de despacho en el Nodo y el Costo Marginal también del Nodo respectivo. Se implementará un Factor de Renta Adaptado (FRA), que establecerá un porcentaje tendiente a incentivar la competencia entre generadores por el despacho y que deberá propender al desarrollo equilibrado de los Mercados Spot y a Término. El valor final del FRA será alcanzado, de manera gradual, durante el transcurso del período de transición.

Con base en los criterios referidos, la remuneración de la generación térmica estará representada por la siguiente fórmula general, que incluye un concepto de valorización de su costo ofertado (CVP) y otro de valorización de su Renta Marginal Adaptada (RMA).

Precio de Remuneración horario = CVP + RMA, donde:

a) CVP: Costo Variable de Producción declarado (con el combustible despachado).

b) RMA: Renta Marginal Adaptada = (CMgh x FP - CVP) x FRA:

(i) FP: Factor de Pérdida por nodo.

(ii) CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local.

(iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): es un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.



Año	FRA
2025	0,15
2026	0,15
2027	0,25
2028 en adelante	0,35

Generación Nueva (a partir del 1 de enero de 2025):

- Se establece en 1 (uno)

Para la generación térmica que incluyan transporte de GN firme nuevo:

- Se establece en 1 (uno)

En caso de no contar con combustible propio, el FRA del generador será cero y los costos de CVP utilizados serán en base a valores de referencia.

Para los generadores que gestionen su suministro de Gas Natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, tendrán adicionalmente los siguientes factores corrección sobre RMA (Renta Marginal Adaptada):

Año	FRC
2025	0,8
2026	0,8
2027	0,6
2028	0,5

Para la generación Existente (previa al 1 de enero de 2025), los valores de la Renta Marginal Adaptada resultantes tendrán los siguientes mínimos en central -RMIN u\$/MWh - (evaluado en cada hora en función del CVP de la máquina):

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

Para la generación Nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tendrá mínimos ni máximos y el FRA será igual a 1 (uno). En los casos que estos generadores gestionen su suministro de Gas Natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, se aplicarán al cálculo de la RMA el FRC indicado en la tabla precedente.



La generación no Asignada térmica a Costo Operativo por cuestiones vinculadas al despacho (tiempo o costo de arranque y parada) o con motivo de restricciones locales sólo será reconocida al Costo Variable de Producción correspondiente y serán recuperados en el MEM a través de los precios de la energía spot. Mensualmente, se determinará la remuneración correspondiente a cada generador térmico por su operación en el Mercado Spot, considerando la generación y los precios horarios correspondientes.

Las declaraciones quincenales de volúmenes de gas propio (no aplica a "GN Acuerdo") y/o de combustible líquido/alternativo propio por un Generador en oportunidad de la declaración de los Costos Variables de Producción (CVP) tendrán carácter de firme. En el caso de ser convocado para el despacho el Generador no cuenta con el gas propio o el combustible alternativo comprometido deberá pagar, en concepto de Deliver or Pay (DOP), un 70% del valor declarado multiplicado por el volumen incumplido. El incumplimiento se considerará como consecuencia de la indisponibilidad total o parcial del volumen comprometido. Para el caso de combustibles líquidos se considerarán las siguientes excepciones:

(i) Apartamientos de hasta un 20% en el volumen comprometido que no impliquen riesgos de suministro se considerarán exentos de penalización.

(ii) Ocurrencia de causales justificadas de indisponibilidad por cuestiones ajenas al generador.

6.2. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE RENOVABLE Y DE AUTOPRODUCTORES.

Para la remuneración de la Generación al Spot de fuente renovable se implementará un esquema similar al aplicable a la generación térmica, en tanto su CVP es igual a cero, por contar con gestión propia de un recurso primario sin costo.

Los Factores de Renta Adaptados (FRA) para la generación Renovable con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024 seguirá la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.

Para la generación Renovable Existente con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024, la Renta Marginal Adaptada resultante tendrá un mínimo de $RMIN = 32 \text{ u}\$/\text{MWh}$.

La generación Renovable con habilitación comercial desde el 1 de enero de 2025 el FRA será igual a 1 (uno) y la RMA no tendrá ni máximos ni mínimos. Para esta generación Renovable no será aplicable lo establecido en el artículo 5 inciso d) del Anexo de la Resolución del ex MEyM N°281/17.

Para la generación renovable donde el recurso primario sea de origen Biomasa, Biogás o BRS, en el caso de que lo soliciten, su despacho y remuneración seguirá las mismas condiciones que los definidos para la generación térmica convencional.

Respecto de los Autoproductores industriales, cuando su oferta al MEM sea resultado de un excedente de producción (potencia no firme) y de autodespacho, se considerará que su CVP es igual a cero y se aplicará un FRA la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.

Los Autogeneradores y Cogeneradores con oferta de potencia firme al MEM deberán declarar CVP y tendrán igual tratamiento que los generadores térmicos.

6.3. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE FUENTE HIDRÁULICA.

Para la remuneración de la Generación Hidroeléctrica al Spot se implementará un esquema similar al aplicable a la generación térmica, considerado su CVP igual a cero.

Los Factores de Renta Adaptados (FRA) para la generación Hidráulica Existente (previa al 1 de enero de 2025) seguirá la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente.



Para la generación Hidráulica Existente, la Renta Marginal Adaptada resultante tendrá un mínimo de $RMIN = 22$ u\$/MWh.

Para la generación hidro Nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tendrá mínimos ni máximos y el FRA será igual a 1 (uno).

Para las centrales Hidráulicas de Bombeo, la remuneración de la energía cuyo origen sea asociado a las erogaciones del caudal propio del río seguirá las mismas condiciones que la generación de origen hidroeléctrico. La demanda para bombeo y la generación asociada al bombeo tendrá el siguiente esquema:

Costo de Demanda de Bombeo: $CDB = CMgh \times FP$:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

Remuneración de Energía de Bombeo = $EB \times (CTB + RMAB)$:

- EB: Energía entregada asociada al Bombeo
- CTB: Costo Total de Bombeo = $CDBm / RendBombeo$

o RendBombeo: Rendimiento del bombeo

o CDBm: Costo de Demanda de Bombeo medio horario equivalente

- RMAB: Renta Marginal Adaptada de Bombeo

o $RAMB = FRA \times (CMgh \times FP - CTB)$

o FRA: Factor de Renta Adaptado seguirá la misma evolución en paso anual que la generación de origen térmico existente (anterior al 1 de enero de 2025) o FP: Factor de Pérdida por nodo.

o La Renta Marginal Adaptada de Bombeo tendrá un mínimo de $RMIN = 22$ u\$/MWh

o CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

6.4. REMUNERACIÓN DE LA ENERGÍA DE ALMACENAMIENTO.

Las centrales de Almacenamiento operando al spot tendrán su renta por energía referida a la posibilidad de realizar arbitraje de precios entre carga y descarga:

Precio (costo) de Carga = $CMgh \times FP$:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

Precio (remuneración) de Descarga = $CMgh \times FP$:

- FP: Factor de Pérdida por nodo.
- CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área.

El despacho tanto para la carga como para la descarga será coordinado operativamente con CAMMESA en la programación semanal y/o diaria, siendo la central de almacenamiento la responsable de solicitar la operación de carga y de ofrecer su inyección de energía almacenada la que será evaluada por el OED en función del despacho económico.



Las centrales de Almacenamiento podrán participar del Mercado a Término actuando como demanda (carga) y actuando como generador (descarga).

6.5. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA.

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.

A los efectos de determinar la Disponibilidad de Generación, se aplicarán los siguientes criterios:

- a) Una máquina se considerará con potencia disponible siempre que declare la gestión propia de combustible.
- b) El seguimiento y control de disponibilidad de combustibles alternativos se realizará en aplicación del esquema vigente (SCOMB).
- c) La disponibilidad de equipamiento y de gestión propia de combustible deberá ser informada en las distintas instancias de la Programación y Operación del MEM.
- d) En los casos de las máquinas con capacidad para operar con Gas Natural y con Combustible Alternativo y la Gestión Propia de Combustible sea asumida solo para Gas Natural, se remunerará la potencia como “con gestión” de combustible de “Solo GN” para los meses de verano y Resto; para los meses de invierno se considerará y remunerará considerándolo “sin gestión” de combustible.

En relación con la remuneración de la Potencia, regirán los siguientes criterios:

- (i) 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.
- (ii) 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. GN+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
- o 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.



En función de que se encuentra vigente una remuneración por confiabilidad para las generadoras de Ciclo Combinado (Resolución SE N° 59/23) los generadores bajo dicha resolución que decidan adherir al nuevo esquema spot, de aplicación a partir de noviembre 2025, deberán manifestarlo por nota a CAMMESA desistiendo del esquema indicado en la Resolución SE N°59/23. En el caso de no adhesión, se continuará remunerando bajo el esquema regulado.

Asimismo, los Compromisos de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad celebrados en el marco de la Resolución SE N° 294/24, continuarán vigentes, independientemente de lo establecido en el presente Anexo.

6.6. REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA GEN. HIDRO - RENOVABLE -ALMACENAMIENTO

En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores indicados tendrán acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD).

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\$s/MW	0,5	0	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9

La potencia a remunerar para las centrales hidroeléctricas será la potencia instalada disponible.

Para las centrales de Bombeo, la remuneración por potencia seguirá las mismas condiciones que la generación de origen hidroeléctrico.

Las centrales de Almacenamiento tendrán acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) en función de su disponibilidad de potencia y las horas de almacenamiento ofrecidas.

En cada hora de HRP se reconocerá la "Potencia de Almacenamiento Disponible (PADISP)" que será la potencia neta real disponible de Almacenamiento y efectivamente verificada en la operación, y será como máximo la Potencia de Almacenamiento Habilitada comercialmente.

Se definen las "Horas de Almacenamiento Validadas (HAV)" que serán las horas de entrega continua de la energía almacenada por la Potencia de Almacenamiento Habilitada comercialmente y efectivamente verificadas en la operación entregando energía completando un Ciclo de Carga Completa y Descarga Completa de la Central.

El factor de aplicación del Precio Horario de la PPAD a la Potencia de Almacenamiento Disponible en todas las horas de HRP será:

- HAV mayor o igual a 4 (cuatro): 1 (uno)
- HAV entre 1 (una) y 4 (cuatro) hs de almacenamiento: HAV / 4
- HAV menor a 1 (una) hora de almacenamiento: 0 (cero)

7. DEMANDA SPOT.

Con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta y la Demanda contractualizada en el Mercado a Término, al resto de la demanda le serán aplicables los precios Spot.



La demanda al SPOT tendrá garantía de abastecimiento general del SADI. Para garantizar su abastecimiento firme se deberán contratar en el Mercado a Término en las condiciones que se indican en estas Reglas.

Los Precios de la Energía y la Potencia en el Mercado Spot se resumirán en valores mensuales para los Grandes Usuarios MEM y Estacionales Estabilizados para la Demanda Estacionalizada No Cubierta y los GUDIS.

7.1. PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA.

En el mediano plazo los precios de la energía estarán basados en el costo económico del sistema considerando una ponderación de costos medios y costos marginales.

A tales efectos, se establecerá un Factor de Spot Marginal Adaptado (FSA) como incentivo a un desarrollo equilibrado del Mercado Spot y del Mercado a Término. Ese valor será alcanzado de manera progresiva durante el período de transición.

El precio de la ENERGÍA \$PE SPOT: \$PE Precio Energía Spot Mensual será un valor que refleje los costos variables de energía (incluyendo los combustibles asociados) a cubrir en el MEM, con una señal de Costo Marginal Horario con participación gradual creciente reflejado por el FSA.

El \$PE SPOT se calculará por banda horaria (Pico-Resto-Valle) y deberá compensar al menos el Costo Medio de Energía del MEM, es decir el valor monómico de Costo del MEM en el Spot.

Precio de la Energía Spot: $\$PE\ SPOT = (1 - FSA\%) \times \text{Costo Medio Energía SPOT} + FSA\% \times CMMgu$,

donde:

- Costo Medio Energía: Inicialmente es el Costo Total de Remuneración de la Energía Spot, al incorporar FSA no incluirá la RMA.
- CMMgu: es el Costo Marginal Medio para cada GU (CMMgu), que se obtendrá de ponderar por demanda real horaria del GU por el CMh (afectado por el Factor de Pérdidas correspondiente al Nodo del GU) para cada Agente demandante:

$$CMM_{gu} = \frac{(\sum_{gu,h} Dem_{gu,h} * CM_h * FP)}{Dem_{gu,mes}}$$

- FSA: Factor de Spot Marginal Adaptado y se adopta inicialmente igual a 0 (cero) hasta el 31 de diciembre de 2027. La SE definirá posteriormente eventuales ajustes del valor de FSA.

7.2. PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA - DISTRIBUIDORES Y GU.

La Potencia al Spot se aplicará en función del requerimiento máximo de los demandantes del MEM, Distribuidores y Grandes Usuarios, y se aplicará en las Horas de Remuneración de la Potencia (HRP).

La demanda de potencia, en función del requerimiento máximo, podrá ser cubierta por contratos en el Mercado a Término de Potencia.

En cada HRP se calculará el cargo por potencia despachada como:

Cargo Potencia PPADhrp = \$PPAD x KP x CompraPPADm, donde:

(i) \$PPAD: Precio de la Potencia Puesta a Disposición de 16 u\$/MWhrp.

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



(iii) CompraPPADm: Es la Compra de Potencia Puesta a Disposición, del mes “m” que se calcula como:

$CompraPPAD = ReqPotHMD \times FPunta$, donde:

a. ReqPotHMD: Es el Requerimiento de Potencia en Horas de Máxima Demanda [MW] que se calculará como:

i. 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. La declaración estacional de Demanda Máxima no podrá ser en ningún mes inferior a la máxima demanda registrada en los 6 meses del mismo periodo estacional previo al de declaración. Solo se aceptarán ajustes sobre el referido valor cuando el Agente Distribuidor demuestre que su valor de Requerimiento Máximo para el periodo estacional respectivo tenga que ser reevaluado por cambios en las condiciones de su demanda

ii. 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:

1. HMD meses de diciembre-enero-febrero-marzo: las horas 14 a 16 (entre 13:00 y 16:00 hs).

2. HMD meses de junio-julio-agosto: las horas 20 a 22 (entre 19:00 y 22:00 hs).

3. HMD meses de abril-mayo-septiembre-octubre-n: las horas 14 a 16 (entre 13:00 y 16:00 hs) y las horas 20 a 22 (entre 19:00 y 22:00 hs).

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.

iii. GUMES/GUPAS: Requerimiento Máximo Mensual [MW] informado por el distribuidor que deberá seguir los mismos criterios que los establecidos para los GUMAS del MEM.

b. El FPunta es un factor representativo de la relación entre la potencia disponible a remunerar mensualmente al spot y el requerimiento máximo del MEM y se establece inicialmente en 1 (uno). En cada periodo estacional CAMMESA informará el FPunta a aplicar en el trimestre correspondiente.

El cargo Mensual de la Potencia Puesta a Disposición resultante será igual al acumulado para el total de las HRP mensuales

7.3. PRECIOS ESTACIONALES DE ENERGÍA

Para el traslado de los costos MEM a afrontar por la demanda de Distribución, se tendrán en cuenta los costos asociados a la Generación Asignada destinada a cubrir la Demanda Estacionalizada y los costos Spot asociados al faltante necesario para abastecer la Demanda Estacionalizada no cubierta y la Demanda GUDI.

Los precios estacionales se calcularán por banda horaria (pico-resto-valle) con un perfil por banda que refleje el abastecimiento requerido para el Spot.

Los Precios para la Demanda Estacionalizada Residencial se calcularán sobre la base de los costos totales de la Generación Asignada previstos estacionalmente repartidos en forma proporcional a la relación entre la Demanda Residencial y la Generación Asignada.

Para la Demanda Estacionalizada No Residencial, se asignarán los costos de la Generación Asignada por la energía sobrante luego de cubrir la Demanda Residencial. Para cubrir los faltantes de energía para completar la Demanda No Residencial se asignarán los costos previstos estacionalmente por la compra de energía al spot.



Para determinar el costo final por energía para el cálculo de los Precios Estacionales, se descontarán de los costos totales de la Generación Asignada los valores monetarios asociados al pago de potencia realizado por los Distribuidores en forma proporcional a la demanda.

Para la Demanda GUDI se asignarán los costos previstos estacionalmente por la compra de energía al spot.

7.3.1. Demanda Estacionalizada:

El Distribuidor abastecerá la demanda Estacionalizada por medio de la Generación Asignada cubriendo los eventuales faltantes por Contratos de Mercado a Término y/o compras al Spot.

La Demanda Estacionalizada se subdividirá en dos segmentos:

o Demanda Residencial: Es toda la demanda definida como Tipo Residencial. Este tipo de demanda tendrá primera prioridad para el uso de la Generación Asignada. Los costos mayoristas de energía estacionales a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos medios de la Generación Asignada descontado en forma proporcional a la demanda los cargos de potencia abonados por el distribuidor.

■ Precio Estacional Demanda Estacionalizada Residencial - PESTR

o Demanda No Residencial: Es toda la demanda de distribución que no califica como Residencial ni GUDI. Este tipo de demanda tendrá segunda prioridad para el uso de la Generación Asignada, cumplimentando su abastecimiento, en caso de corresponder, con compras SPOT estacionalizadas. Los costos mayoristas de energía estacionales a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos medios de la Generación Asignada y los costos de la energía al SPOT en función de la participación de cada tipo de cobertura, descontado en forma proporcional a la demanda los cargos de potencia abonados por el distribuidor por la demanda cubierta por Generación Asignada. Para cumplimentar el abastecimiento de esta demanda, los Distribuidores podrán contratar en el MEM los requerimientos de Energía y Potencia que no sean cubiertos por la Generación Asignada.

■ Precio Estacional Demanda Estacionalizada No Residencial - PESTNR

7.3.2. Demanda GUDI (Tarifa mayor a 300kW):

Los costos mayoristas de energía a trasladar a estos usuarios serán los que reflejen los costos de energía Spot estacionales:

■ Precio Estacional Demanda GUDI - PESTGUDI

Para la demanda GUDI continuará siendo de aplicación lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía N° 976/23, que representan costos equivalentes a un GU MEM.

Las opciones de abastecimiento para los GUDIS podrán ser:

o Abastecerse con el esquema vigente con lo cual no tendrán garantía de abastecimiento por parte de la Distribuidora

o Contratar Energía y Potencia a uno o más generadores por medio de la Distribuidora, actuando esta como Comercializadora/Agregador de demanda para contratar en el MEM. En este caso, tendrá el respaldo de abastecimiento de ofrezcan los contratos pactados.

o Contratar Energía y Potencia en el MEM optando por ser agentes participantes de este.

8. MERCADO A TÉRMINO.

8.1. DEMANDA MAT.



Se establece como demanda contratable en el MAT a toda la demanda que enfrenta potencialmente precios spot encuentra. Esta Demanda Spot abarca la Demanda Estacionalizada no Cubierta, así como la demanda GUDI de Distribuidores y la demanda de los Grandes Usuarios del MEM.

Los Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI) no tendrán restricciones para el acceso al MEM como agentes de este. Todos los GU MEM estarán habilitados al reingreso como demanda estacional en caso de así requerirlo. El plazo mínimo de operación en el mercado mayorista para solicitar el reingreso como demanda estacional es de 1 (un) año.

8.2. GENERACIÓN EN EL MAT.

Todos los generadores participantes del Mercado Spot (total o parcialmente) podrán acceder a este Mercado a Término de contratos MAT.

8.3. MAT ENERGÍA.

A los efectos del desarrollo de nuevas inversiones en generación de energía eléctrica, que permiten, además, la sustitución del uso de combustibles alternativos y con el objetivo de permitir la libre contratación por parte de los demandantes, se implementará un Mercado a Término de Energía (MATE) tendiente a habilitar la contratación de los costos variables del MEM, asociados a la operación y mantenimiento, de combustibles y de energías renovables, a través de contratos para el abastecimiento de la demanda de energía, tanto de Distribuidores como de Grandes Usuarios.

Las condiciones de dichos contratos (cantidades, precios, plazos, etc.) serán libremente pactadas entre las partes, en aplicación de las siguientes opciones y pautas:

8.3.1. OFERTA:

a) Generación Térmica al Spot con ingreso anterior al 1 de enero de 2025, tendrá las siguientes condiciones:

- Podrá contratar la totalidad de su energía mensual producida con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta.
- Podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (GUMAS/GUMES/GUPAS y DISTRIBUIDORES para sus GUDIS).
- A partir del 1 de enero de 2030 podrán contratar sin límite con cualquier tipo de demanda Spot.

b) La generación con ingreso comercial a partir del 1 de enero de 2025 con gestión de combustible o la generación existente con transporte de gas firme adicional podrá contratarse con cualquier tipo de demanda al Spot.

c) La generación Renovable mantiene las condiciones establecidas en el denominado MATER (Mercado a Término de Energías Renovables). Para la contractualización de Distribuidores en el MATER bajo el marco de la Resolución SE N°370/22 se extiende la posibilidad de contratación incluyendo la demanda estacionalizada no cubierta.

d) La generación Hidro al Spot con ingreso anterior al 1 de enero de 2025, tendrá las siguientes condiciones:

- Podrá contratar la totalidad de producción mensual energía con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta.
- Podrá contratar hasta el 20% de su producción mensual energía con GU (G U MAS/G U M ES/G UPAS y DISTRIBUIDORES para sus GUDIS)



- Las centrales de generación Hidro de propiedad/administración provincial podrán contratar sin limitación con DISTRIBUIDORES para sus GUDIS.

- A partir del 1 de enero de 2030 podrán contratar sin límite con cualquier tipo de demanda Spot.

e) La generación Nuclear podrá acceder al MAT de Energía en función de las condiciones que la SE establezca oportunamente para esta tecnología.

f) Las centrales de Almacenamiento podrán acceder al MAT de Energía por la Energía inyectada a la Red.

8.3.2. DEMANDA:

Toda la demanda de energía SPOT puede contratar sin restricciones, es decir, toda la Demanda MEM con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta.

8.3.3. FUNCIONAMIENTO:

a) La operatoria y funcionamiento del Mercado a Término de Energía (MATE) será equivalente al funcionamiento del Mercado a Término Renovable (MATER).

b) Los contratos serán por generación real mensual. No existirá compra o venta de saldos de contratos entre generadores y/o demandantes.

c) Los contratos preverán cobertura mensual de energía, equivalente al funcionamiento del Mercado a Término Renovable - MATER.

d) Los contratos podrán celebrarse con uno o varios generadores, bajo condiciones libremente pactados entre partes (plazos, cobertura por tipo combustible, orden de cobertura).

e) El generador definirá las prioridades de asignación de su energía mensual. Los Demandantes deberán acordar con los generadores contratados la prioridad de cubrimiento de su energía mensual.

f) Al Generador, de la remuneración spot de energía se le descontará la energía contratada en forma equivalente a:

- Descuento Remuneración SPOT de Energía = $\frac{\text{Energía remunerada SPOT u\$s}}{\text{Energía generada Mes MWh} \times \text{Energía Contratada Mes MWh}}$

g) Al Demandante, de la energía demanda mensual al spot se le descontará la energía abastecida por contratos en forma equivalente a:

- Descuento Compra SPOT de Energía = Descuenta el valor Físico de la compra a Precio Spot de Energía (\$PE SPOT).

8.4. MAT POTENCIA.

El Mercado a Término de potencia permitirá la contratación de los costos fijos del MEM (equipamiento de generación física y de respaldo de potencia) para cubrir el requerimiento de potencia firme tanto de Distribuidores como de Grandes Usuarios, mejorando así la confiabilidad del suministro.

La contratación de potencia permitirá acceder al respaldo físico de la demanda en base a las condiciones operativas de la red en caso de restricciones de abastecimiento.

La evaluación de cobertura de potencia será en forma horaria en las Horas de Remuneración de la Potencia (HRP).

8.4.1. OFERTA:



- a) No existirán limitaciones relacionadas con la generación existente o nueva respecto a la posibilidad de contratar Potencia en el MAT.
- b) El alcance de la obligación del generador se circunscribe a la entrega de la potencia disponible real horaria. No existirá compra o venta de saldos de contratos. La potencia destinada a cubrir contratos en cada HRP se limitará a la Potencia Disponible Horaria Real del generador.
- c) La oferta de potencia a contratos será a nivel de máquina y/o central de generación.
- d) La Generación Térmica al Spot con gestión propia de combustible cubrirá sus contratos de potencia en forma horaria con la potencia disponible horaria real.
- e) La generación Renovable no podrá ofrecer contratos de potencia. Se mantiene el concepto de descuento de potencia en los términos de la Resolución MEyM N°281/17 aplicable a la Compra de Potencia Puesta a Disposición definida en este Anexo.
- f) La Generación Hidroeléctrica al Spot cubrirá sus contratos de potencia en forma horaria con una cobertura equivalente al 70% de la potencia disponible horaria. Por cada MW de potencia comprometida el contrato cubrirá 0,7 MW de la compra de potencia del demandante.
- g) La generación Nuclear podrá acceder al MAT de Potencia en función de las condiciones que la SE establezca para esta tecnología.
- h) Las centrales de Almacenamiento cubrirán sus contratos de potencia en forma horaria con la potencia disponible de almacenamiento horaria real cuando el almacenamiento disponible sea igual o mayor a 4hs.

8.4.2. DEMANDA:

Los Agentes Demandantes podrán respaldar su demanda de Potencia en HRP mediante contratos con unidades de generación/centrales con las siguientes condiciones:

- a) Toda la Potencia Spot no cubierta puede contratar en este mercado.
- b) Los contratos se evaluarán por agente demandante en forma individual
- c) La potencia efectivamente respaldada por un contrato será descontada de su Compra de Potencia Puesta a Disposición en el SPOT.
- d) El valor a cubrir mediante estos contratos será como máximo la Compra de Potencia Puesta a Disposición del Demandante: $\text{CompraPPAD} = \text{ReqPotHMD} \times \text{FPunta}$.
- e) Un Demandante podrá tener más de un contrato para respaldar su potencia. Estos podrán activarse o no en función del cubrimiento real de la oferta de potencia en cada hora.
- a) El respaldo del contrato de Potencia se evaluará en forma horaria en cada HRP comparando la potencia contratada y efectivamente respaldada en cada hora por un generador contra la CompraPPADm del Demandante.

8.4.3. FUNCIONAMIENTO:

Para administrar los contratos, se deberá informar en cada presentación estacional correspondiente la forma de asignación de la potencia disponible de la unidad de generación/central respecto de sus contratos vigentes:

- a) Los contratos de cubrimiento de potencia serán totalmente libres en cuanto a plazo y condiciones.
- b) La potencia contratada será un valor constante en paso mensual.



- c) Los Generadores y Demandantes deberán informar la forma de cubrimiento de sus contratos de potencia.
- d) Todos los contratos deben tener una prioridad de cubrimiento de Compra y otro de Venta. Las prioridades de cubrimiento no se pueden repetir.
- e) La asignación de la Potencia Disponible de la unidad de generación/central se realizará por Orden de Prioridad de Asignación o por Proporcionalidad entre un grupo de Demandantes (prioridad de cubrimiento equivalente en el mismo grupo).

La cobertura efectiva en cada HRP se aplicará con las siguientes condiciones:

- a) Los contratos ofrecerán cobertura siempre que en cada hora exista la posibilidad física de respaldo, por lo que se deberá verificar en cada hora que entre la demanda y la generación exista la posibilidad de abastecimiento entre ambas.
- b) En condiciones de restricciones a la demanda, el respaldo solo será activo cuando las unidades de generación estén despachadas en áreas vinculadas eléctricamente con los demandantes contratados y el abastecimiento pueda ser comprobado en la operación real.

Los saldos de potencia al Spot de la generación y la demanda se evaluarán de la siguiente forma:

- a) Respecto del Generador, en cada HRP, de la potencia spot se descontará la Potencia Contratada Respaldada como la sumatoria de las potencias contratadas limitada a la potencia efectivamente disponible.
- b) En relación con el Demandante, en cada hora de HRP, se calculará la Potencia Contratada Respaldada como la sumatoria de las potencias contratadas por el Demandante y efectivamente respaldada por los generadores. Se descontará de la CompraPPADm en cada HRP la Potencia Contratada Respaldada.

8.5. MAT ENERGÍA Y MAT POTENCIA PARA DISTRIBUIDORES.

Su tratamiento será equivalente, en tanto su administración a través de precios estacionales.

9. 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 para las condiciones previstas en los siguientes tres años - así como recomendar, en su caso, la incorporación necesaria de energía y potencia para garantizar el abastecimiento en el MEM en cada región del 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 organizar una o más licitaciones para 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 Agentes Distribuidores.

Los Contratos que requieran ser firmados por los Agentes Distribuidores podrán contar, 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 y cumpla con los requerimientos a establecer por la Secretaría de Energía.

10. CARGOS DE SERVICIO 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.

10.1. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD BASE



Se reconocerá un pago de potencia de 1.000 (mil) dólares el MWmes en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Base por la potencia disponible mensual a la generación térmica existente (anterior al 1 de enero de 2025) independientemente de la gestión propia o no de combustible.

Para las centrales térmicas de Ciclo Combinado de potencia instalada menor o igual a 150 MW se afectará el SRC Base por un factor de 2 (dos).

No se remunerará este servicio a la Generación con Contratos de Abastecimiento MEM vigentes hasta su finalización, a las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/23 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de Mercado a Término.

El Servicio de Reserva de Confiabilidad Base será afrontado por el conjunto de toda la demanda del MEM en forma proporcional a la demanda en forma mensual.

Año	SRCBASE [u\$s/MWmes]
2025 en adelante	1000

10.2. SERVICIO DE RESERVA DE CONFIABILIDAD ADICIONAL

Para la generación hidrotérmica/almacenamiento de bajo factor de uso con ingreso comercial posterior al 1 de enero de 2025 se reconocerá un diferencial de pago de potencia de 9.000 (nueve mil) dólares el MWmes por un plazo de hasta 10 años corridos desde la habilitación comercial en concepto de Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional.

Este pago de Reserva se realizará previa aprobación de la SE y estará condicionado a que el nodo de conexión de la nueva generación se realice en regiones/zonas/áreas de la red de transporte del SADI donde CAMMESA indique la necesidad de ingreso de potencia de reserva.

El valor del Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional se evaluará estacionalmente y, de ser necesario, se ajustará por parte de la SE en función de cambios en tecnológicas y/o costos asociados a estas como también por necesidades de reserva del SADI. Estos posibles ajustes no impactarán en proyectos a los cuales que ya les haya sido otorgada la aprobación de la SE.

El Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional será afrontado por el conjunto de toda la demanda del MEM en forma proporcional a la demanda en forma mensual.

Las pautas para la evaluación de la asignación de este servicio deberán tener en cuenta al menos las condiciones esperadas del sistema, las características técnicas de los proyectos presentados, la ubicación en la red, el acceso al combustible, potencia, rendimiento, nivel de despacho previsto y los plazos de puesta en operación comercial. Sobre la base de estas pautas se desarrollará un procedimiento de aplicación.

10.3. SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO

Como parte de la continuidad de la adaptación del MEM, se evaluarán los servicios actuales y la necesidad de adecuarlos o redefinirlos en función de las necesidades operativas del sistema, como así también la implementación de mecanismos de mercado para su oferta y remuneración.

11. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA NO CENTRALIZADAS.



Se habilitará la importación y exportación de energía con base en acuerdos bilaterales de abastecimiento entre prestadores privados, cumpliendo las reglamentaciones aplicables. Estos acuerdos deberán estar sujetas a la operación económica y de mínimo costo del MEM.

12. GENERACIÓN FORZADA POR RAZONES LOCALES.

Se implementarán mecanismo de asignación para que los costos adicionales a la operación por despacho de generación atribuibles a razones locales sean asignados a la jurisdicción que la requiera. Esta asignación se realizará en forma gradual durante el periodo de transición hasta asignar adecuadamente los costos adicionales incurridos.

ecofield

ecofield
Soporte Legislativo Online