

## ANEXO A NOTA SE

### LINEAMIENTOS PARA LA NORMALIZACIÓN DEL MEM Y SU ADAPTACIÓN PROGRESIVA

#### DETALLE DE CONTENIDO

1. Aspectos comprendidos. Objetivos propiciados y pautas para la transición .....	2
2. Demanda Prioritaria de Distribuidores del MEM. Caracterización y alcance .....	3
3. Gestión de Combustibles .....	4
3.1. Gas Natural (GN) .....	4
3.2. Combustibles alternativos .....	5
3.3. Generadores sin gestión propia de combustible .....	5
3.4. Recupero de costos de combustible y despacho .....	6
4. Costo Marginal. Valor CENS .....	7
5. Mercado Spot .....	7
5.1. Generación Spot .....	7
5.2. Remuneración de la energía de fuente térmica .....	7
5.3. Remuneración de la energía de fuente renovable y de autoprodutores .....	8
5.4. Remuneración de la potencia de la generación térmica .....	9
5.5. Demanda Spot .....	9
5.6. Precios de energía para la demanda .....	10
5.7. Precios de potencia para la demanda .....	10
5.8. Precio Spot estacional .....	11
6. Mercado a Término .....	11
6.1. Demanda MAT .....	11
6.2. MAT Energía .....	12
6.2.1. Oferta .....	12
6.2.2. Demanda .....	12
6.2.3. Funcionamiento .....	12
6.3. MAT Potencia .....	13
6.3.1. Oferta .....	13
6.3.2. Demanda .....	13
6.3.3. Funcionamiento .....	13
6.4. MAT Energía y MAT Potencia para Distribuidores .....	14
7. Ampliación de la oferta de generación .....	14
8. Cargos de servicio y de transporte .....	15
9. Importación y Exportación de energía no centralizadas .....	15

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

A través del presente Anexo se detallan los Lineamientos y Aspectos Conceptuales que deberán ser aplicados por CAMMESA para la elaboración de los Informes que se instruyan a través de la Nota de la Secretaría de Energía, 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.

Los Lineamientos y Aspectos Conceptuales aquí descritos, 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 Prioritaria 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.

## 2. DEMANDA PRIORITARIA DE DISTRIBUIDORES DEL MEM. CARACTERIZACIÓN Y ALCANCE.

La Demanda Prioritaria de Distribuidores del MEM (DPDMEM) se define como la demanda de los Distribuidores a la que se aplica el Precio Estacional (PE) sancionado 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).

Dicha Demanda Prioritaria será abastecida por la generación enmarcada en los Contratos de Abastecimiento MEM vigentes (Renovables y Térmicos) - con su combustible asociado -, la generación hidroeléctrica y nuclear, la generación térmica de las centrales gestionadas por ENARSA - hasta su privatización -, y las importaciones de oportunidad que fueren necesarias para el abastecimiento y que realice centralizadamente el OED.

En caso de que la Demanda Prioritaria no pueda ser satisfecha en su totalidad a través de la generación referida precedentemente, el Distribuidor deberá adquirir la energía eléctrica necesaria en el Mercado Spot – al Precio Estacional vigente – o contratar su abastecimiento en el MAT.

Los costos fijos y variables asociados a la generación destinada a cubrir la Demanda Prioritaria 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 Prioritaria, deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios, a los efectos del cálculo y determinación del Precio Estacional respectivo (PEST Demanda Prioritaria Cubierta):

- a) Los costos asociados a la generación asignada (con combustible asociado), serán imputados a través de la aplicación de un Precio Estabilizado a la Demanda Prioritaria Cubierta. Los valores a 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, considerando las pérdidas medias. 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 90% de la demanda definida como Prioritaria. Para ello, deberán complementar la energía cubierta por la generación y los Contratos de Abastecimiento MEM asignados, mediante contratos en el MAT hasta cumplir con el porcentaje señalado.

### 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 habilitará el acceso tanto a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y al Mercado a Término.

#### 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.

Adicionalmente, se habilitará la posibilidad de la cesión total o parcial a un Agente Generador de contratos del Plan Gas por parte de CAMMESA /ENARSA, como consecuencia de un acuerdo entre Productor y Generador, bajo condiciones pactadas libremente entre ellos.

El acceso al GN Acuerdo y/o al GN de contratos cedidos se considerará como gestión propia del combustible de los generadores implicados.

El transporte asociado al GN para cada central, 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.

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/o de importación de GNL realizada en forma centralizada.

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 gestionados íntegramente por los productores de la Generación Térmica al Spot.

Para su gestión operativa y económica por parte de los generadores, CAMMESA, en forma anticipada a cada periodo estacional de operación, publicará los costos de referencia máximos a reconocer de los combustibles alternativos, 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 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 declaren la no gestión propia, actuando en consecuencia el OED como proveedor de combustible de última instancia.

Los generadores sin gestión propia de combustible estarán imposibilitados de operar en el Mercado a Término y no accederán al esquema de rentas basado en costos marginales horarios. Sólo se les remunerará potencia en caso de ser requerida.

#### 3.4. RECUPERO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES Y DESPACHO.

El costo de los combustibles utilizados para el despacho (“GN Acuerdo” - durante la transición -, 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 y la disponibilidad de combustibles alternativos prevista.
- b) 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: CVP declarado con tope en u\$s/MWh, con base en un precio de referencia de combustible, costos de flete o transporte y distribución de gas y rendimiento.
  - (ii) Para los que incluyan transporte de GN firme nuevo: se reconocerá un adicional en u\$s/MWh en su declaración de CVP para recuperación del costo de Transporte Firme en el período de invierno.
- c) A los generadores sin gestión propia de combustible (GSGPC) le serán aplicados los costos regulados, pudiendo ser requeridos para el despacho por cuestiones operativas o económicas, pero no accederán al esquema de rentas y sólo serán considerados disponibles durante las horas en las que fueren convocados. Así:
  - (i) CVP sin gestión de combustible: costo CVC (Costo Variable de Combustible) regulado y costo de operación y mantenimiento (OyM) regulado.

- d) 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.
- e) Para la programación semanal, los generadores declararán disponibilidad de máquinas, volúmenes de GN y combustibles alternativos.
- f) El transporte y distribución de gas firme o interrumpible deberá ser gestionado por el Generador.
- g) Como resultado de la programación semanal, los generadores térmicos podrán prever su despacho esperado, tanto como el requerimiento de combustible para la semana siguiente.
- h) El despacho diario se realizará con base en el CVP declarado y de acuerdo a los volúmenes previstos en el Plan Gas.
- i) 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 del 80% del denominado CMOh y del 20% del costo caracterizado como 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).

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

#### 5. MERCADO SPOT.

##### 5.1. GENERACIÓN SPOT.

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

##### 5.2. 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).

Remuneración horaria = CVP + (CMgh x FP – CVP) x FRA, 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.
- (iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): es un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

En caso de no contar con combustible propio, el FRA del generador será cero.

Asimismo, se establecerá una renta mínima en u\$s/MWh, en función del combustible utilizado y como reconocimiento a la gestión de combustibles y de la generación marginal, similar a los costos variables propios de la operación y mantenimiento.

La generación 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.

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.

### 5.3. 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.

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.

#### 5.4. 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.

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 establecerá un Precio Horario de la PPAD en u\$s/MWdisp hrp, que podrá variar en función del tipo de combustible disponible y del período estacional.

En función de que se encuentra vigente una remuneración por confiabilidad para las generadoras de Ciclo Combinado (Resolución SE N° 59/23), deberá contemplarse un mecanismo de opción para aplicar, en su caso, el nuevo esquema de remuneración.

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 los Lineamientos establecidos en el presente Anexo.

#### 5.5. DEMANDA SPOT.

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

Los Precios de la Energía en el Mercado Spot serán mensuales para los Grandes Usuarios y Estacionales Estabilizados para la Demanda Prioritaria No Cubierta.

#### 5.6. PRECIOS DE ENERGÍA PARA LA DEMANDA.

Los precios de la energía estarán basados en 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 y combustibles a cubrir en el MEM, con una señal de Costo Marginal Horario con participación gradual creciente. El \$PE SPOT deberá compensar al menos el Costo Medio de Energía del MEM, o sea el valor monómico de Costo del MEM en el Spot.

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

CMMgu: es el Costo Marginal Medio para cada GU (CMMgu), que se obtendrá de ponderar por demanda real horaria del GU por el CMgh para cada Agente demandante  $CMMgu = \frac{\sum h\ mes (Dem\ gu\ h \times CMgh)}{Dem\ mes\ gu}$ .

#### 5.7. PRECIOS DE POTENCIA PARA LA DEMANDA.

La Potencia al Spot se calculará en función del requerimiento máximo del MEM, desagregando la potencia entregada por los generadores asignados a la Demanda Prioritaria y la correspondiente a los contratos de potencia que se celebren en el Mercado a Término Térmico. El costo a recuperar por dicha potencia y el costo de mediano plazo para el respaldo de potencia será la referencia para establecer el precio de la potencia, este es: Precio de Potencia Puesta a Disposición (PPAD), asignable a la demanda sin contrato.

Adicionalmente, se incorporará un precio que refleje la necesidad de incorporación de equipamiento nuevo de respaldo, requerido para la expansión de la potencia firme del MEM (Potencia Firme Adicional – PFAD). Así,

a) Cargo Potencia PPAD =  $\$PPAD \times (FPunta \times ReqMaxA)$ , donde:

- (i) \$PPAD Precio de la Potencia Puesta a Disposición en u\$/MW-mes.
- (ii) ReqMaxA Requerimiento Máximo Anual de la demanda al Spot [MW].

- (iii) El FPunta es un factor representativo de la relación entre la potencia disponible a remunerar mensualmente y el requerimiento máximo del MEM.
- b) Cargo Potencia PFAD = \$PFAD x (FPunta x ReqMaxA x FPI), donde:
  - (i) \$ PFAD Precio de la Potencia Firme Adicional en u\$/MW-mes.
  - (ii) ReqMaxA Requerimiento Máximo Anual de la demanda al Spot [MW].
  - (iii) El FPI es el factor de potencia incremental que representa el incremento de potencia requerido para mantener las reservas del sistema.

#### 5.8. PRECIO SPOT ESTACIONAL.

Para el traslado de los costos MEM a afrontar por la demanda, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Así, respecto del Precio Estacional (PEST) aplicable a la Demanda Prioritaria no Cubierta y a los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI), se calcularán los Precios de Referencia SPOT Estacionalizados de Energía y de Potencia para la Demanda Prioritaria no Cubierta que deberán reflejar los costos de energía SPOT y potencia SPOT para los Distribuidores.

Dichos precios de referencia se calcularán independientemente del nivel de contratación de los Distribuidores, debiendo reflejar el recupero de costos de la remuneración de la generación SPOT por energía y potencia, incluida la potencia firme adicional.

A su vez, para la determinación de los precios estacionales finales a aplicar se deberán tener en cuenta los contratos de energía y potencia, tanto en precio y cantidad, que celebre cada distribuidor en el MAT. Los Precios Aplicados Estacionalizados de Energía y de Potencia para la Demanda Prioritaria no Cubierta resultarán de un ponderado por energía y/o potencia de los Precios de Referencia SPOT y de los Precios de Contratos vigentes de cada Distribuidor.

Para el caso de los GUDI, continuará siendo de aplicación lo establecido en la Resolución Secretaría de Energía N° 976/23.

### 6. MERCADO A TÉRMINO.

#### 6.1. DEMANDA MAT.

Se define como demanda contratable en el MAT, toda aquella Demanda Prioritaria no Cubierta, así como la de los GUDI y la 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. Los plazos vinculados a la opción de ser GU MEM o GUDI deberán considerar la necesidad de una razonable administración y previsión del Mercado.

## 6.2. 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, 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:

### 6.2.1. OFERTA:

- a) Todos los Generadores Térmicos y Renovables al Spot con recurso propio o gestión de combustible propia podrán acceder a este mercado.
- b) En el caso de Generación Térmica al Spot existente, sólo podrá ser contratada por Distribuidores por la Demanda Prioritaria no Cubierta.
- c) La generación nueva con gestión de combustible o la generación existente con transporte de gas firme adicional podrá contratarse con cualquier tipo de demanda al Spot.

### 6.2.2. DEMANDA:

Deberá preverse que toda la demanda de energía SPOT pueda contratar, es decir, toda la Demanda MEM con excepción de la Demanda Prioritaria Cubierta y la demanda sin contratos vigentes.

### 6.2.3. FUNCIONAMIENTO:

- a) Los contratos serán por generación real mensual. No existirá compra o venta de saldos.
- b) Los contratos preverán cobertura mensual de energía, equivalente a la del MATER.
- c) Los contratos podrán celebrarse con uno o varios generadores, bajo condiciones y plazos libremente pactados.

- d) El generador definirá las prioridades de asignación de su energía mensual.
- e) Al Generador, de la remuneración spot de energía se le descontará la energía contratada:
  - (i) Descuento Remuneración SPOT de Energía = Energía remunerada SPOT u\$s / Energía generada Mes MWh x Energía Contratada Mes MWh
- f) Al Demandante:
  - (i) Descuento Compra SPOT de Energía = Descuento Físico de la compra a precio Spot de energía.
- g) La asignación de costos por Pérdidas se evaluará en función de la locación de la red de generación y de la demanda contratada.

### 6.3. 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. Este Mercado posibilitará también la oferta de nuevas instalaciones de generación térmica y de almacenamiento de respaldo.

#### 6.3.1. OFERTA:

- a) Todos los Generadores Térmicos al Spot con recurso propio o gestión de combustible propia podrán acceder a este mercado.
- b) No existirán limitaciones relacionadas con la generación existente o nueva respecto a la posibilidad de contratar Potencia en el MAT.
- c) El alcance de la obligación del generador se circunscribe a la entrega de la potencia disponible mensual real. No existirá compra o venta de saldos.

#### 6.3.2. DEMANDA:

- a) Toda la Potencia Spot no cubierta puede contratar en este mercado.
- b) Los contratos deberán ofrecer respaldo en MW en función del requerimiento máximo del demandante.
- c) La Potencia Spot a contratar en MW será para cada agente. Así:  $FPunta \times ReqMaxA \times FPI$ .

#### 6.3.3. FUNCIONAMIENTO:

- a) Los contratos de cubrimiento de potencia serán totalmente libres en cuanto a plazo y condiciones.

b) El generador será el responsable de definir las prioridades de asignación de su potencia disponible.

c) Respecto del Generador, de la remuneración spot de potencia se descontará, en ocasión del balance mensual, lo siguiente:

(i) Descuento Remuneración PPAD = Potencia remunerada PPAD u\$s / Potencia Media Disponible Mes MWdisp x Potencia Contratada Mes MW.

(ii) Si es generador que incorpora nueva capacidad, corresponderá un descuento equivalente de la PFAD.

d) En relación con el Demandante, en función de los pagos de potencia que realice de acuerdo al tipo de generador, se aplicará lo siguiente:

(i) Descuento Remuneración PPAD: descontará del físico de la compra a precio Spot de potencia en función de la potencia contratada y efectivamente respaldada por el generador.

(ii) Si es generador que incorpora nueva capacidad, aplicará un descuento equivalente de la PFAD.

#### 6.4. MAT ENERGÍA Y MAT POTENCIA PARA DISTRIBUIDORES.

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

#### 7. 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 solicitar a CAMMESA realizar una o más licitaciones en forma centralizada - por cuenta y orden de los demandantes y/o de los Agentes de Distribución - para asegurar el abastecimiento de mediano plazo. Los nuevos contratos podrán ser de energía, potencia o ambos, en función de las evaluaciones de respaldo previstas o en función del requerimiento de los Agentes Distribuidores/Demandantes.

Los Contratos que requieran ser firmados por los Agentes Distribuidores contarán, en la transición, con garantía de pago por parte de CAMMESA,

siempre que el Agente Distribuidor no posea deudas con el MEM al momento de su firma.

8. 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.

9. 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. Estos acuerdos deberán contar con la autorización expresa de la Secretaría de Energía y sus condiciones de aplicación deberán estar sujetas a la operación económica y de mínimo costo del MEM.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo**

**Número:**

**Referencia:** Anexo a Nota SE. Lineamientos normalización del MEM.

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 15 pagina/s.