

ANEXO 1

PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA REGULACION DEL PAGO POR CAPACIDAD ESTABLECIDO EN LA LEY 54/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE

El artículo 16.1.c) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dentro de la retribución de las actividades y funciones del sistema, establece que «Adicionalmente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.»

A tales efectos, el apartado cuarto de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, aprueba la regulación de los pagos por capacidad definidos en el citado artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableciendo en el anexo III de la citada orden, las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico, los requisitos para participar como proveedor del servicio, así como el régimen retributivo de pagos por dicha capacidad.

Bajo el concepto de pagos por capacidad, en dicha norma se incluyen dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo. El primero de estos conceptos fue definido en dicha norma mientras que el segundo fue desarrollado mediante la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

En la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, se consideró necesario definir este servicio con el fin de promover la disponibilidad en un horizonte temporal anual de las instalaciones, evitando así su retirada del mercado. Todo ello motivado por la senda evolutiva de la demanda y por la elevada participación de las energías renovables en el sistema eléctrico.

En particular, en dicha Orden, se desarrolla el servicio de disponibilidad como la puesta a disposición del Operador del Sistema (OS) de toda o parte de la potencia de una serie de instalaciones de producción, en concreto, aquellas instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de régimen ordinario inscritas en la Sección Primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, que pudieran no estar disponibles en los

periodos de punta del sistema a falta de la retribución por este concepto, al ser tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fuel-oil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón, y las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.

En cuanto al incentivo a la inversión, se incrementó en dicha Orden su nivel retributivo de acuerdo a la reducción observada en las horas de funcionamiento de estas centrales, y se amplió su ámbito de aplicación para inversiones medioambientales significativas para la reducción de emisiones de óxidos de azufre.

Finalmente, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, redujo los valores de incentivo de inversión inicialmente revisados en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, con carácter excepcional para el año 2012, justificado, según su exposición de motivos, en la existencia de una situación de baja demanda de energía eléctrica y de un riesgo reducido de déficit en capacidad instalada.

En la disposición adicional segunda de la mencionada Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, se establece que la Comisión Nacional de Energía debe elaborar una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses, que remitirá al Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La presente orden regula de acuerdo a dicha propuesta el nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definido como servicio de garantía de suministro, manteniendo la diferenciación de los dos incentivos: El incentivo a la inversión para asegurar la entrada de nueva potencia firme en el largo plazo cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan dado las señales necesarias para atraer dicha inversión, y el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, con el fin de asegurar en el medio plazo, la puesta a disposición del operador del sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda y a las variaciones del régimen especial no gestionable.

El incentivo a la inversión para nuevas instalaciones se establece a través de un mecanismo de subasta. Este incentivo únicamente será implementado en el caso de que el operador del sistema, siguiendo un procedimiento de operación establecido, detectara un déficit en la cobertura de la demanda en el largo plazo.

Respecto al incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, dadas las características del producto, los plazos existentes para la provisión del servicio y el grado de concentración de los ciclos combinados y las centrales de carbón, cabe la posibilidad de que no existiera un entorno de suficiente presión competitiva para desarrollar la adquisición del servicio de disponibilidad mediante un mecanismo de mercado, por lo que se configura su retribución

mediante un pago regulado, en función del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal más eficiente, -entendiendo ésta como el ciclo combinado en la actualidad-. Para ello, se fija su importe anual, a repartir entre la potencia disponible, calculado en función de la potencia gestionable térmica necesaria para el sistema y del coste de oportunidad de la disponibilidad del ciclo combinado. Mediante la aplicación de este mecanismo, el coste anual de este incentivo se ajusta a las necesidades del sistema, independientemente del exceso de capacidad existente en un momento dado. Adicionalmente, este importe se ajusta anualmente en función de los costes de oportunidad de disponibilidad de los ciclos combinados en función de la evolución del mercado, de tal forma que si los precios del mercado estuvieran incentivando por sí mismos la disponibilidad de estas centrales , la cuantía anual de este importe sería cero.

Con respecto a las instalaciones existentes que en estos momentos están percibiendo el incentivo a la inversión, se considera oportuno el mantenimiento del mecanismo establecido en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, de pago regulado durante diez años como incentivo a la inversión, así como el mantenimiento de los pagos por las inversiones realizadas de carácter medioambiental, dando así estabilidad y continuidad a la retribución de las inversiones ya realizadas.

La orden ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha xx de mmmm de 20xx.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día x de mmmm de 20xx, dispongo:

CAPITULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. Objeto.

La presente orden tiene por objeto establecer el nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definido como servicio de garantía de suministro que permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado en el largo plazo, incentivando, de forma eficiente y mediante mecanismos competitivos, la inversión en nuevas instalaciones de generación cuando estas resulten necesarias, así como incentivando la disponibilidad de la potencia instalada gestionable en el medio plazo.

Este nuevo servicio de garantía de suministro se retribuirá mediante dos incentivos, un incentivo a la inversión y un incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Este nuevo servicio será de aplicación a las instalaciones de generación del sistema peninsular que cumplan los requisitos que se establecen en la presente orden.

CAPITULO II **Incentivo a la inversión**

Artículo 3. *Definición del servicio de incentivo a la inversión.*

El incentivo a la inversión se configura como un servicio dentro de los pagos por capacidad para asegurar la entrada de nueva potencia firme en el largo plazo cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan sido capaces de atraer dicha inversión y ésta resulte necesaria.

La metodología de asignación y retribución correspondiente al servicio de inversión se determinará mediante subastas de capacidad.

Artículo 4. *Requisitos para participar en el servicio del incentivo a la inversión.*

Podrán participar en el servicio de incentivo a la inversión las nuevas instalaciones de generación que participen en el mercado de producción y resulten adjudicatarias en las subastas definidas en el artículo 6 de esta orden.

Asimismo, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar la participación en este servicio a aquellas instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW en las que se realicen ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa en nuevas instalaciones con tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro.

Quedan excluidas aquellas instalaciones a las que aplique la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Artículo 5. *Procedimiento de asignación del servicio de Incentivo a la inversión.*

El procedimiento para determinar la asignación correspondiente al servicio de inversión se realizará de acuerdo con lo siguiente:

1. Antes de final de enero y de junio de cada año, el operador de sistema deberá hacer un estudio de cobertura de la demanda punta, en el que se estimará el índice de cobertura para los diez años siguientes, y lo

comunicará a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de Energía.

2. En caso de resultar un índice de cobertura por debajo del mínimo establecido en los cuatro años siguientes y por tanto requerirse potencia adicional en ese horizonte temporal, se iniciará el proceso de convocatoria de una subasta.

La Secretaría de Estado de Energía fijará los criterios de convocatoria y participación en la subasta de incentivo a la inversión, que deberán seguir los principios generales establecidos en el anexo I de esta orden, así como los compromisos para los adjudicatarios y determinación de posibles penalizaciones por incumplimiento de plazos.

3. Podrán participar en las subastas de incentivo a la inversión, aquellos proyectos de instalación de generación que, cumpliendo los requisitos establecidos en el artículo anterior, todavía no cuenten con el acta de puesta en marcha en el momento de la convocatoria, y que dispongan de la Autorización Ambiental Integrada de la planta, según se establece en la Ley 16/2002, de 1 julio, de prevención y control integrado de la contaminación, o en su defecto, que presenten un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación, adicional al previsto en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, ligado al compromiso de obtener la Autorización Ambiental Integrada en un plazo no superior a 1 año.

Artículo 6. *Cobro y liquidación del incentivo a la inversión.*

1. Para obtener el derecho de cobro del incentivo a la inversión, las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en la subasta correspondiente, deberán disponer del acta de puesta en marcha definitiva, estar inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y mantener la planta en estado operativo, entendiéndose como tal no haber iniciado un proceso de cierre o desmantelamiento total o parcial de sus activos, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones establecidas para el productor en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.
2. El período de percepción del incentivo es de 10 años a contar desde la obtención del acta de puesta en marcha definitiva.
3. La cuantía correspondiente a la retribución anual por el incentivo a la inversión del grupo de generación *i* expresada en euros, será la que resulte de multiplicar la potencia firme de dicho grupo, tal como se define en el artículo siguiente, por la retribución anual unitaria expresada en €/MW/año que haya resultado en la subasta.

4. El operador del sistema liquidará mensualmente el incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

Artículo 7. Potencia firme de las instalaciones de generación.

1. Se entenderá como potencia firme de la instalación la potencia máxima que pueda ser superada con un cierto nivel de probabilidad.
2. Para el cálculo de la potencia firme se aplicará a la potencia neta, calculada conforme se establece en el anexo II, en el caso del régimen ordinario o a la potencia instalada en el caso del régimen especial de cada instalación que figure en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el valor del coeficiente de firmeza aplicable al régimen y tecnología que le corresponda, de acuerdo con lo establecido en el siguiente cuadro:

TABLA DE COEFICIENTES DE FIRMEZA

Tecnología	Coeficiente Firmeza
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ORDINARIO	
Nuclear	95%
Carbón nacional	95%
Carbón de importación	96%
Ffuel / fuel-gas	85%
Ciclo Combinado	94%
Hidráulica	45%
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL	
Cogeneración	70%
Biomasa y biogás	50%
RSU y RSI	50%
Energías del mar	30%
Geotermia	50%
Hidráulica	30%
Eólica terrestre	9%
Eólica marina	10%
Solar fotovoltaica	0%
Solar térmica	30%

Estos porcentajes podrán ser revisados por la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta del operador del sistema, una vez establecida la metodología de cálculo del índice de cobertura.

CAPITULO III

Servicio de disponibilidad de potencia gestionable

Artículo 8. *Definición del servicio de disponibilidad de potencia gestionable.*

El servicio de disponibilidad de potencia gestionable, se configura para asegurar en el medio plazo, la puesta a disposición del operador del sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda, variaciones del régimen especial no gestionable, así como la pérdida de generación por indisponibilidades fortuitas.

Este servicio tendrá carácter anual. El derecho a participar en el mismo y la metodología de su cálculo y retribución es la establecida en los artículos siguientes.

Artículo 9. *Requisitos para participar en el servicio del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. Podrán prestar el servicio de incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable las instalaciones de generación que participen en el mercado de producción, inscritas en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en artículo 10.

Quedan excluidas de la prestación de este servicio aquellas instalaciones a las que aplique la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

2. Las instalaciones a que se refiere el apartado anterior que quieran prestar este servicio en un año deberán solicitarlo al operador del sistema antes del 1 de septiembre del año anterior indicando la potencia o parte de la misma que prestará el servicio, así como la información necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el siguiente apartado. El operador del sistema publicará las instalaciones y la potencia acreditada para la prestación de este servicio antes del 1 octubre del año anterior.

3. La potencia acreditada para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia gestionable deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Estar habilitada para la prestación del servicio complementario de gestión de desvíos, al que hace referencia el artículo 14 del Real Decreto 2019/1997.
- En caso de centrales térmicas, justificar la disponibilidad de existencias de combustible en parque o la existencia de contratos de suministro que permitan ofrecer la potencia acreditada durante un mínimo de 15 días consecutivos.
- No presentar limitaciones medioambientales o de seguridad que reduzcan la capacidad de funcionamiento de la central.

Artículo 10. *Procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. La retribución anual térmica de este servicio se calculará como el producto de la potencia gestionable de respaldo térmica requerida por el sistema, por la estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como ésta el ciclo combinado, tal y como se establece en el anexo III de esta orden.
2. El operador de sistema propondrá a la Comisión Nacional de la Energía los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica, en función de las necesidades del sistema de potencia gestionable prevista para el año siguiente, con una antelación de siete meses respecto al comienzo de dicho año.
3. El operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía, las previsiones de potencia que podría ser autorizada a cerrar temporalmente en el año siguiente sin poner en riesgo la seguridad de suministro, - información que tendrá un carácter indicativo-, con una antelación de siete meses respecto al comienzo de dicho año¹.
4. La Comisión Nacional de Energía, en el plazo de un mes a contar desde la recepción de la información indicada en el punto 2, calculará el valor de la retribución térmica anual y mensual y lo comunicará para su resolución y publicación a la Secretaría de Estado de Energía. Asimismo, comunicará los máximos y mínimos valores de retribución unitaria que podrían resultar del reparto de las retribuciones anuales térmicas entre la potencia disponible del año siguiente, teniendo en cuenta la información referida en el punto 3 anterior.

Artículo 11. *Procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

¹ La redacción propuesta del punto 3 y la última frase del punto 4 del artículo 10 requieren que la opción de “cierre temporal” esté recogido previamente en la Ley 54/97.

1. El cálculo de la retribución unitaria en cada hora del mes de la potencia gestionable disponible se realizará, una vez haya transcurrido el mismo por el operador del sistema. Será el resultado de repartir la retribución mensual térmica entre la potencia acreditada gestionable térmica.
2. La retribución unitaria, $RUT_{h,m}$, que percibirá la potencia gestionable térmica disponible en la hora h del mes m en concepto de incentivo a la potencia disponible gestionable, será:

$$RUT_{h,m} = \frac{RT_m * \frac{\text{hueco termico } h}{\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco termico } k}}{\sum_j^{\text{instal termicas}} P_{j,h}}$$

Donde

- RT_m : es la retribución mensual térmica, expresada en euros.
 - *Hueco térmico h* : es la producción real de las centrales térmicas gestionables en la hora h , expresado en MWh.
 - $\sum_j^{\text{instal termicas}} P_{j,h}$: es la potencia disponible de las instalaciones gestionables térmicas en la hora h , calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo a la disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al operador del sistema. Expresada en MW.
 - $\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco termico } k$: es la suma del hueco térmico correspondiente a centrales térmicas gestionables que se ha producido realmente en cada una de las horas del mes, expresada en MWh.
5. La retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable térmica y una instalación hidráulica o agrupación de instalaciones hidráulicas (unidades de gestión hidráulicas) i en la hora h del mes m será:

$$R_{i,h,m} = RUT_{h,m} * P_{i,h,m}$$

Donde

- $P_{i,h,m}$, en el caso de las centrales térmicas es la potencia gestionable disponible de la instalación i en la hora h del mes m , expresada en MW y calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo de disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al operador del sistema en cada momento. En el caso de centrales hidráulicas o agrupaciones hidráulicas, $P_{i,h,m}$ tendrá el mismo valor para todas las horas de un día y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{ihm} = P_{icotad} * \frac{\text{energía embalsada}_{dm}}{\text{energía embalsada}_{240 \text{ horas}}} * \frac{Prod_{i \text{ media}}}{P_i * 8.760}$$

Donde

- *Picotad* es potencia máxima diaria que puede ceder cada día "d" la central "i" y se calcula como la potencia hidráulica total máxima que, en caso de que así se requiera por razones de seguridad del sistema, puede ser suministrada y sostenida durante un tiempo máximo de 12 horas, expresada en MW.
- *Energía embalsada dm* es la energía almacenada en el embalse calculada en función de la potencia máxima diaria, expresada en MWh.
- *Energía embalsada 240 horas* es la energía correspondiente a P_i multiplicada por 240 horas, que permitiría a la central hidráulica "i" ofrecer la máxima potencia durante un mínimo de 15 días consecutivos durante los periodos de llano y punta, expresada en MWh. El cociente entre la *Energía embalsada dm* y este término tendrá un valor máximo de 1.
- *Prod i media* es la producción anual media de la central hidráulica "i" durante los 5 años anteriores, expresada en MWh.
- P_i es la potencia neta en MW de la central correspondiente "i" que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, expresada en MW.

6. Corresponderá al operador del sistema el cálculo de la retribución para cada hora y la liquidación mensual del incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

Artículo 10. *Comprobación del servicio de disponibilidad y repercusiones del incumplimiento.*

1. El operador del sistema, con carácter aleatorio, efectuará pruebas de disponibilidad de las centrales para la comprobación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 9 de esta orden, cuyo resultado será comunicado a la Comisión Nacional de Energía.
2. Cualquier modificación que se produzca en las condiciones de funcionamiento de la planta que impidiera el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9 con carácter posterior a su acreditación ante el operador del sistema para el cobro del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, deberá ser comunicada al operador del sistema, y conllevará la pérdida del derecho al cobro anual del incentivo, debiendo reembolsar las cantidades que haya percibido por este concepto en las correspondientes liquidaciones mensuales.

3. En el caso de detectarse la existencia de una indisponibilidad que no ha sido declarada al operador del sistema, o el incumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9 sin haberlo comunicado al operador del sistema, la instalación perderá el derecho de cobro del incentivo anual correspondiente a los dos últimos años. En estos casos, la Comisión Nacional de Energía una vez finalizado el expediente comunicará al operador del sistema las liquidaciones que correspondan.

CAPITULO IV

Financiación de los pagos por capacidad

Artículo 11. *Financiación del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. Los costes correspondientes a la retribución del servicio del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable correspondiente a los pagos por capacidad serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado conforme a lo establecido en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
2. El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional única. *Desarrollo de procedimientos de operación.*

1. El operador del sistema presentará, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de esta orden, una propuesta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con las modificaciones necesarias de los procedimientos de operación que permitan la liquidación de los incentivos establecidos en esta orden.
2. Asimismo, en el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor de esta orden, el operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de procedimiento de operación para el cálculo del índice de cobertura, que deberá tener en cuenta los siguientes criterios generales:
 - El índice de cobertura deberá calcularse teniendo en cuenta la punta máxima horaria de potencia de demanda prevista para cada uno de los

diez años siguientes, así como una estimación de la potencia disponible prevista de las centrales de generación para el mismo periodo.

- La senda de puntas de potencia previstas será la que corresponda al escenario de demanda derivado de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Gobierno, siempre que existan para ese plazo, teniendo en cuenta además la implantación de las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que resulten de aplicación. Todo ello, considerando unas condiciones de temperaturas desfavorables pero no extremas.
- Se tendrá en cuenta, en su caso, el efecto de la potencia interrumpible contratada para cada periodo, la cual deberá contemplarse como una reducción de la punta de la demanda.
- La potencia disponible prevista de las centrales de generación responderá a la potencia que puedan aportar con una probabilidad de ser superada de un 90%, teniendo en cuenta los datos históricos de los últimos cinco años, así como las mejores previsiones de incrementos de potencia y/o cierres de instalaciones. Se tendrá en cuenta una hidraulicidad correspondiente a un año seco.

Disposición transitoria única. *Régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad.*

Las instalaciones de generación en régimen ordinario que con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden tuvieran reconocido el derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad, les seguirá siendo de aplicación en las mismas condiciones y plazos que vinieran establecidos en la normativa al amparo de la cual fueron reconocidos, excepto las cuantías anuales que, a partir del 1 de enero de 2013, se fijan en los siguientes valores:

- Para las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha sea posterior al 1 de enero de 1998 la retribución anual unitaria será de 20.000 €/MW/año.
- Para las instalaciones en régimen ordinario que cuenten con la autorización del Ministro de Industria, Energía y Turismo de acuerdo con lo dispuesto en el apartado décimo del anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, la retribución anual unitaria será de 8.750 €/MW/año.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Sin perjuicio de su aplicación transitoria en los términos previstos en la presente orden, queda derogado el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, así como los artículos primero a octavo, disposiciones finales primera a tercera de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula

el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Asimismo quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se habilita al Secretario de Industria, Energía y Turismo a emitir las resoluciones que resulten necesarias para la aplicación de esta Orden y a modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos cuando las condiciones técnicas o económicas así lo aconsejen.

Disposición segunda primera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión

Las reglas de aplicación en las subastas habrán de respetar los criterios generales siguientes:

1. La convocatoria será pública y dirigida a cualquier empresa y proyecto de generación que cumpla con los requisitos establecidos.
2. La entidad responsable de la gestión de la subasta estará obligada a la realización de las acciones de promoción de la subasta que fueran necesarias, así como del seguimiento de aquellos agentes que hayan sido contactados y hayan mostrado interés en el proceso pero no hayan participado como vendedores en la misma.
3. La Comisión Nacional de Energía supervisará el proceso general de subasta desde el momento que se determine el lanzamiento de la convocatoria así como la gestión de las subastas y certificará que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para ello designará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha Comisión, con plenos poderes en la función de supervisión de la subasta y que tendrán acceso completo a la información gestionada en la subasta.
4. El procedimiento de subasta podrá ser preferentemente, un mecanismo de subasta abierta, en particular de reloj descendente.
5. En la información que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial, se incluirá entre otros aspectos:
 - a) Una descripción de los productos objeto de subasta.
 - b) Una breve descripción del procedimiento de subasta, el cual consistirá, preferentemente, en una subasta «de reloj» de precio descendente.
 - c) Las fechas y plazos orientativos para cada una de las diferentes etapas de la subasta (precalificación, calificación y subasta).
 - d) Los requisitos de precalificación y calificación
6. Los procesos de precalificación y calificación podrán requerir la firma de compromisos de confidencialidad y no colusión.
7. En la información que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los participantes que hayan pasado el proceso de precalificación, se incluirá:
 - a) El borrador de las Reglas, para la realización de comentarios por parte de los agentes.

- b) Los documentos y requerimientos de garantías iniciales a aportar por los participantes en el proceso de calificación.
 - c) Los documentos y requerimientos de garantías a aportar por los agentes que resulten adjudicatarios en el proceso de subasta.
 - d) Los procedimientos de auditoría y seguimiento de la evolución de los proyectos así como la información a aportar en cada hito del proyecto.
8. Se ofrecerá a los participantes precalificados la oportunidad de presentar comentarios al borrador de las reglas de la subasta y, en su caso, al del contrato marco, así como al resto de documentos en los que se establezcan los procedimientos a seguir durante el periodo de tiempo entre la celebración de la subasta y la obtención del acta de puesta en marcha.
9. Si el número de participantes calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva, la entidad responsable de la gestión de la subasta informará de este hecho a los representantes de la Comisión Nacional de Energía y a la Secretaría de Estado de Energía, que podrá de forma razonada declarar suspendida la subasta o retrasar la celebración de la misma. La suspensión de la subasta deberá realizarse con la mayor antelación posible. Asimismo, la entidad gestora de la subasta deberá informar a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de Energía, tanto antes como durante la celebración de la subasta, sobre las condiciones de competencia en la misma.
10. Con el fin de familiarizar a los participantes con el formato y sistemas de la subasta, se celebrarán sesiones de formación. Dichas sesiones de formación incluirán sesiones informativas (en modo seminario) y de prueba de sistemas y procedimientos.
11. Los participantes en la subasta actuarán de forma remota presentando sus ofertas telemáticamente.
12. La entidad responsable de la gestión de la subasta podrá decidir paralizar las rondas o cancelar la subasta en caso necesario (por ejemplo, por errores en las ofertas, incumplimiento de los procedimientos establecidos, mal funcionamiento de los sistemas).
13. Antes de que transcurran el periodo establecido reglamentariamente desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de Energía deberá validar los resultados, confirmando que el proceso de la subasta se ha desarrollado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.
14. Una vez validados, se publicará la información con los resultados agregados de la subasta que se determine reglamentariamente. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrán confidenciales.
15. Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisión Nacional de Energía elaborará un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar

posibles mejoras a considerar en sesiones futuras. Asimismo, la Comisión nacional de Energía realizará los pertinentes informes de seguimiento de los proyectos que resulten adjudicatarios.

ANEXO II

Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

1. A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresará en MW con un decimal y se definirá de la siguiente forma:
 - a) La potencia neta de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.
 - b) La potencia neta de cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio definitiva continuada durante al menos quince horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y óptimas las condiciones de caudal y altura del salto.

En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones del salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto. Esta extrapolación a condiciones óptimas de salto y caudal se deberá realizar empleando la curva de rendimiento de turbina certificada por el fabricante o confeccionada por un organismo de control.

- c) La potencia neta de cada grupo de bombeo puro, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio definitiva continuada durante al menos dos horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.
- d) La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores deberá calcularse de acuerdo al siguiente protocolo genérico:
 - a) Comunicación al operador del sistema de la prueba a realizar.
 - b) Confirmación de la disponibilidad de combustible.
 - c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.

d) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de las cajas de los contadores. A este respecto, la central deberá disponer de todos aquellos equipos de medida que sean necesarios para obtener los valores indicados en el apartado g). De no ser así, los equipos deberán instalarse con anterioridad a la realización de la prueba de potencia, incluso en el caso de cogeneraciones que funcionen con régimen de excedentes.

e) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo al final de la prueba.

f) Comprobación de los datos más característicos de funcionamiento de la caldera a fin de determinar que no se sobrepasan las especificaciones del fabricante.

g) Deducción por diferencia de lecturas de los siguientes valores:

- Energía generada por el grupo, medida en bornes del mismo (E1).
- Energía generada por el grupo medida después del transformador del grupo o en barras de central (E2).
- Otros flujos de energía internos o entrantes a la central con destino a los consumos propios de la instalación (E3).

h) Obtención de la potencia bruta media durante la prueba (E1), los consumos auxiliares y pérdidas de transformación (E1-E2+E3), y la potencia neta del grupo (bien directamente, si se dispone de equipo de medida específico (E2), bien por combinación de las anteriores.

e) La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación, que comunicará al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de Energía y a los titulares de las instalaciones.

2. Para las instalaciones de régimen especial, se estará de acuerdo a lo vigente en el artículo 3 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

ANEXO III

Metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica

La retribución anual térmica del año siguiente se calculará como el producto de una estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como ésta el ciclo combinado, por la potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema.

1. La **potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema** será estimada por el operador del sistema y remitida a la Comisión Nacional de Energía con una antelación de 7 meses respecto al comienzo del año correspondiente. Para ello, se tendrá en cuenta el máximo hueco térmico registrado en los últimos tres años.

En el cálculo de este hueco térmico se considerará exclusivamente la producción de las tecnologías térmicas habilitadas para percibir este incentivo y la potencia interrumpible efectivamente aplicada. A este valor se deducirá la potencia máxima del servicio de interrumpibilidad prevista para el año que se calcula.

2. El **coste de oportunidad de la disponibilidad** se estimará a partir del coste fijo de explotación no recuperado, determinándose éste como la diferencia entre los costes fijos de explotación y los sobreingresos medios obtenidos por las centrales de ciclo combinado (tecnología marginal) en los diferentes segmentos de mercado eléctrico durante el período de dos años completos previos al momento del cálculo.

3. Los **costes fijos de explotación** incluirán el término fijo de peaje de gas (términos fijos de regasificación, reserva y conducción), así como una estimación de los costes de operación y mantenimiento fijos, expresados en euros por MW y año.

Para el término fijo del peaje de conducción se considerará la combinación de peajes anual y mensual que optimiza la facturación correspondiente a los consumos diarios de gas para generación eléctrica peninsular registrado en el último año, considerando el peaje 1.3.

Los términos fijos de los peajes de regasificación y reserva de capacidad se estimarán utilizando la relación registrada en el último año en el sistema peninsular entre el nivel de capacidad contratada y el volumen anual consumido de gas.

Al término de regasificación se le aplicará un coeficiente de peso de gas licuado frente al gas total correspondiente a las entradas del último año.

Para determinar el valor del peaje fijo unitario en euros por MW y año, el importe de los peajes calculado se dividirá entre la potencia de ciclos que se necesitaría utilizar el día de mayor consumo de gas eléctrico del último año, de acuerdo a la máxima producción horaria de ciclos combinados registrada ese día

4. Los **sobreingresos medios** de cada año considerado se determinarán haciendo una media de los ingresos obtenidos por las centrales de ciclo combinado en el mercado de producción de electricidad, con respecto a su valoración a precio del mercado diario.

Para cada central de ciclo combinado, su sobreingreso se calculará de la siguiente forma:

$$\text{sobreingreso} = \text{sobreingresos SSAA} + \text{sobreingresos RRTT} + \text{sobreingresos intrad}$$

Donde:

- **Sobreingresos SSAA:** Es la diferencia, expresada en euros por MW y año, entre el importe correspondiente a los segmentos de servicios de ajuste de reserva de potencia a subir, banda de secundaria, energía terciaria, y gestión de desvíos con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario (la energía secundaria, al asignarse por zona no queda incorporada en este agregado) en el período anual de estudio considerado.

$$\text{sobreingresos SSAA} = \frac{\text{Importe_SSAA} - \sum \text{Energía_SSAAh} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Importe_SSAA** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los servicios de ajuste considerados durante el período anual de estudio.
- **Energía_SSAAh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los servicios de ajuste. Su valor será nulo para los segmentos de banda de secundaria y de reserva de potencia a subir.
- **PMDh** es el precio del mercado diario en la hora h en euros/MWh.
- **Energía producida** es la producción total en MWh de la central de ciclo combinado en el período anual de estudio.
- **horas_equiv_func** son las horas equivalentes anuales de funcionamiento definidas de la siguiente forma:

$$\text{horas_equiv_func} = \frac{\text{energía_producida}}{\text{pot_neta}}$$

Siendo **pot_neta** la potencia neta en MW de la central de ciclo combinado.

- **Sobreingresos RRTT** es la diferencia, expresada por MW y año, entre el importe obtenido por la central de ciclo combinado en los segmentos de restricciones técnicas al PDBF, restricciones al programa intradiario y restricciones en tiempo real con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresos RRTT} = \frac{\text{Importe_RRTT} - \sum \text{Energía}_{\text{RRTT}_h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Importe_RRTT** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los segmentos de restricciones técnicas en el período anual de estudio considerado.
- **Energía_RRTTh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los segmentos de restricciones técnicas.
- **Sobreingresos Intradiarios:** es la diferencia, expresada en euros por MW y año, entre el importe obtenido en los mercados intradiarios con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresos Intrad} = \frac{\text{Importe_Intrad} - \sum \text{Energía}_{\text{Intrad}_h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Importe_intrad** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los mercados intradiarios en el período anual de estudio considerado.
 - **Energía_intradh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los mercados intradiarios.
5. Cuando exista una diferencia entre el precio de mercado y el coste variable de generación del ciclo combinado superior a un 20%, se incluirá en el cálculo del sobreingreso un componente que tenga en cuenta la diferencia entre la energía producida valorada a precio de mercado diario y el coste variable de generación estimado a partir de una referencia de coste de gas:

$$\text{Producción valorada a PMD} = \frac{\sum \text{Energía}_{\text{producida}_h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Producción valorada a PMD:** importe, expresado en euros por MW y año, de la energía producida por la central de ciclo combinado multiplicada por el precio horario del mercado diario.
- **Energía producida_h** es la energía producida por la central de ciclo combinado en MWh en la hora h.
- **Coste variable:** importe, expresado en euros por MW y año, del coste variable de generación, en el que se consideran: el coste de combustible (coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española elaborada por la CNE a partir de los datos que publica la Agencia Tributaria), con un rendimiento tipo, el peaje variable de gas, el coste correspondiente a los derechos de emisión de acuerdo a su cotización en mercados, así como los costes de peajes de acceso de generación y un coste adicional de mantenimiento por horas equivalentes de funcionamiento.