

**ACUERDO POR EL QUE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICA LA ORDEN IET/2013/2013, DE 31 DE OCTUBRE, POR LA QUE SE REGULA EL MECANISMO COMPETITIVO DE ASIGNACIÓN DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD.**

**Expediente nº: IPN/CNMC/035/17**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 7 de noviembre de 2017

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *Orden por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad* (en adelante la propuesta), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 31/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, así como del artículo 49.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, acuerda emitir el siguiente informe:

**1. Antecedentes**

El 1 de noviembre de 2013 se publicó en el BOE la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Esta Orden, posteriormente modificada por la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, regula un mecanismo de asignación del servicio a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema para la península. De esta manera, se pretende garantizar la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico. Según lo dispuesto en el

texto de la Orden IET/2013/2013, el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad deberá cumplir los siguientes principios básicos:

- Se llevará a cabo mediante un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema y supervisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Los productos a subastar serán de dos tipos, en función de la potencia: un producto de bloques de reducción de demanda de 5 MW y un producto de bloques de reducción de 90 MW, con muy alta disponibilidad.
- Cada uno de los productos llevará asociadas tres opciones de ejecución, que implican la reducción efectiva de la potencia asignada en respuesta a una orden del operador del sistema y que se diferencian en función del tiempo de preaviso que va desde el tiempo real hasta dos horas (Ejecución instantánea (A): Sin preaviso mínimo, Ejecución rápida (B): Preaviso mínimo de 15 minutos, Ejecución horaria (C): Preaviso mínimo de dos horas).
- La retribución del servicio se compondrá de un componente fijo asociado a la disponibilidad de la potencia adjudicada en la subasta, valorado al precio resultante de la misma, y de un componente variable asociado a la efectiva ejecución de la opción de interrupción de la demanda.
- La activación del servicio (ejecución de la opción) tendrá lugar, tanto por criterios técnicos (como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema), como por criterios económicos (en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema).
- El incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio llevará asociada una penalización económica e incluso la retirada de la habilitación.

El 30 de septiembre de 2014 se publicó en el BOE la Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. El principal objeto de esta orden fue modificar el concepto de temporada eléctrica, anteriormente asociado al año móvil entre noviembre y octubre, y ahora coincidente con el año natural.

En los tres años transcurridos desde en la entrada en vigor del nuevo mecanismo, se han llevado a cabo diversos procesos de subastas, tanto

ordinarias como extraordinarias o adicionales, todos ellos dirigidos a la asignación de un producto anual, con los siguientes resultados:

Temporada	Tipo producto	Nº bloques asignados	Potencia asignada MW	Precio medio €/MW	Importe Millones de Euros
2015	90 MW	9	810	294.875	239
	5 MW	442	2.210	121.725	269
	<b>TOTAL</b>		<b>3.020</b>	<b>168.166</b>	<b>508</b>
2016	90 MW	8	720	292.013	210
	5 MW	434	2.170	134.808	293
	<b>TOTAL</b>		<b>2.890</b>	<b>173.973</b>	<b>503</b>
2017	90 MW	10	900	289.125	260
	5 MW	415	2.075	127.536	265
	<b>TOTAL</b>		<b>2.975</b>	<b>176.420</b>	<b>525</b>

Con fecha 14 de julio de 2017, tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema eléctrico español, mediante el cual remite a la CNMC diversas propuestas relativas al calendario y las características del procedimiento de la subasta de interrumpibilidad correspondiente a la temporada eléctrica 2018, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre. La Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC emitió informe sobre la propuesta el 28 de julio de 2017.

Mediante Resolución de 11 de octubre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, publicada en el BOE el 17 de octubre, se aprobaron el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, correspondientes a la propuesta que había sido informada por la CNMC, pero restringiendo el periodo de entrega entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018.

Anteriormente, con fecha 3 de octubre de 2017, había tenido entrada en el registro de la CNMC oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), adjuntando para su informe, con carácter urgente la propuesta de modificación de la Orden IET/2013/2013 que es objeto de este informe, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El mismo día 3 de octubre, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran

oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 18 de octubre de 2017.

Posteriormente, se ha publicado la Orden ETU/971/2017, de 11 de octubre, por la que se modifica el plazo de formalización para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia de generación de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2018, establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/312712011, de 17 de noviembre, ampliando el plazo de contestación del operador del sistema a los titulares de instalaciones que deseen prestar el servicio de disponibilidad a partir del 1 de enero de 2018 y que finalizaba el pasado día 15 de octubre, hasta el 31 de diciembre de 2017. Este plazo se amplía dado que la normativa que define el servicio de disponibilidad se encuentra actualmente en revisión a través de una disposición incluida en la propuesta de orden objeto de este informe.

Las respuestas recibidas en el transcurso del trámite de audiencia de la propuesta de orden se adjuntan como anexo a este informe. Se han recibido comentarios de:

*Asociaciones:*

- AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía)
- APRIE (Asociación de Productores independientes de Energía Eléctrica en Régimen Ordinario)
- CCU (Consejo de Consumidores y Usuarios)
- Sedigas (Asociación Española del Gas)

*Empresas:*

- Acciona Energía, S.A.
- CELSA GROUP
- Grupo EDP
- ENDESA, S.A.
- Gas Natural Fenosa
- IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U.
- Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema
- Red Eléctrica de España, en su calidad de Transportista Único (sin comentarios)
- Viesgo Infraestructuras Energéticas, S.L.

*Administraciones:*

- Gobierno del Principado de Asturias
- Generalitat de Catalunya (sin comentarios)
- Junta de Extremadura
- Gobierno Vasco

## 2. Contenido de la propuesta

### 2.1 En relación a la interrumpibilidad

Según indica la memoria de la propuesta, su objetivo es llevar a cabo ciertos ajustes en la regulación del servicio la demanda de interrumpibilidad, cuya necesidad se habría puesto de relieve con la experiencia adquirida durante las temporadas transcurridas. Asimismo, se cita la necesidad de cambios para adaptar el servicio a las exigencias requeridas por la Unión Europea y, en particular, la futura aprobación del paquete legislativo presentado por la Comisión Europea el 30 de noviembre de 2016, denominado "*Clean Energy for All Europeans*", que contempla una reforma de los actuales mecanismos de capacidad.

En concreto, las modificaciones que la propuesta introduce en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, se sintetizan en lo siguiente:

- i) Flexibilizar los parámetros que permiten aplicar el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos. Se pretende así aumentar el número de horas potenciales en las que podrá emitirse una opción de ejecución de reducción de potencia.
- ii) Ajustar el valor del precio que sirve de referencia para el componente variable de la retribución. Si bien, el precio de referencia continúa estando indexado al precio de reserva de regulación terciaria, que debe ser publicado por el operador del sistema en su página web, se modifica su valor para deducir de este último el precio del mercado diario de la hora en que haya sido aplicada la opción de ejecución.
- iii) Contabilizar en el cómputo de las opciones de ejecución de reducción de potencia que el operador del sistema emite regularmente como prueba de la disponibilidad del servicio, las opciones de ejecución emitidas por criterios técnicos y económicos.
- iv) Reducir el tiempo de preaviso de las opciones de ejecución de reducción de potencia que emita el operador del sistema a los proveedores del servicio. Se elimina el tipo de opción de ejecución que conllevaba un preaviso mínimo de 2 horas, con el objetivo de profundizar en la configuración del servicio de interrumpibilidad como mecanismo de respuesta en situaciones de emergencia. Se mantienen, por tanto, únicamente 2 tipos de opción de ejecución: instantánea y con preaviso mínimo de 15 minutos.
- v) Adaptar el componente fijo de la retribución y la evaluación del cumplimiento del requisito de consumo anual en el periodo tarifario 6 para los proveedores del producto de 5 MW, a periodos temporales diferentes al anual.

Esto es necesario ante el hecho de que el periodo de entrega difiere de la temporada eléctrica anual establecida con carácter general en la orden. Específicamente, la propuesta de orden establece un periodo de entrega para la temporada eléctrica 2018 de 5 meses (enero a mayo), sin perjuicio de que puedan celebrarse subastas posteriormente para otros periodos de entrega en esa misma temporada. En ese periodo de tiempo se pretende acometer los cambios necesarios para adaptar el servicio a las exigencias requeridas por la Unión Europea.

- vi) Aportar una mayor gradualidad a las consecuencias del incumplimiento de los requisitos aplicables a las instalaciones con generación asociada. Para ello, se incluye en la propuesta de orden una fórmula que permite calcular, de manera proporcional, la penalización aplicable a los consumidores en función del grado de incumplimiento de los requisitos establecidos en la orden para la instalación de generación asociada.
- vii) Mejorar la puesta a disposición de la información sobre el cumplimiento de los requisitos, aumentando así la posibilidad de que los consumidores puedan reaccionar frente a problemas detectados.
- viii) Imputar el coste de las subastas a los participantes que resulten adjudicados.
- ix) Establecer determinados parámetros para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018, posibilitando que los proveedores que ya hayan sido habilitados según criterios anuales, a fecha de entrada en vigor de la orden, sigan estando habilitados para el nuevo periodo de entrega.

## 2.2 En relación a la disponibilidad

La propuesta introduce modificaciones en el servicio de disponibilidad del mecanismo de capacidad previsto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para incentivar la disponibilidad de potencia gestionable a medio plazo. En concreto, se propone lo siguiente:

- i) Establecer un plazo de aplicación semestral para el incentivo a la disponibilidad, por considerarse más adecuado y que se ajusta más eficazmente al contexto energético en estos momentos que el actual de vigencia anual.

Entre las particularidades del contexto energético actual, se cita nuevamente en la MAIN la futura aprobación del paquete legislativo "*Clean Energy for All Europeans*", que recoge una reforma de los actuales mecanismos de capacidad. También se cita la reciente adjudicación de más de 8.000 MW de potencia renovable con régimen

retributivo específico, lo que requiere una adaptación de los mecanismos actuales de cobertura y gestionabilidad.

- ii) Excluir del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad a las instalaciones de generación hidráulica, justificado en que su disponibilidad para producir electricidad está ligada a la existencia de recurso hidráulico, así como en que la legislación vigente establece una priorización para los distintos usos del agua que hace prevalecer el uso para consumo humano o para riego frente a las demandas para usos energéticos.

### 3. Consideraciones

#### 3.1 Sobre la necesidad de reforma de los mecanismos de capacidad

Una particularidad de la propuesta de orden frente a las de años anteriores es la reducción a cinco meses del periodo de entrega del **servicio de interrumpibilidad**, cuando este plazo había sido hasta ahora de un año. En dicho periodo de tiempo, según la MAIN, se pretende acometer los cambios necesarios para adaptar el servicio a las exigencias requeridas por la Unión Europea.

Por otra parte, la propuesta de orden establece también, para 2018, un periodo de aplicación semestral del **servicio de disponibilidad**, uno de los actuales mecanismos de capacidad del sistema eléctrico español, en espera de una próxima reforma más profunda de estos mecanismos en línea con las directrices europeas, de acuerdo con la exposición de motivos.

Esta Sala coincide en la necesidad de llevar a cabo una revisión del marco normativo de los mecanismos de capacidad e interrumpibilidad en España; todo ello en línea con el informe sobre la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad<sup>1</sup>, publicado por la Comisión Europea (CE) en noviembre de 2016, y con las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020<sup>2</sup>.

En este mismo sentido se pronunció esta Sala en el Informe de Supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica (año 2015), de 20 de diciembre de 2016, indicando esta cuestión como uno de los temas a abordar en el corto plazo. En particular, en dicho informe se revisaron la existencia de posibles fallos de regulación e incertidumbres del mercado español que, de acuerdo con la CE, pudieran no permitir que el mercado diera las señales

---

<sup>1</sup> [REPORT FROM THE COMMISSION Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms {SWD\(2016\) 385 final}](#)

<sup>2</sup> [COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN. Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección medio ambiente y energía 2014-2020. \(2014/C 200/01\)](#)

adecuadas para promover las inversiones necesarias en nueva generación, y que debieran ser eliminados con carácter previo a la inclusión de cualquier mecanismo de capacidad. En este sentido, se concluyó lo siguiente:

*«Esta Sala considera que, en relación con la seguridad de suministro, debería abordarse en primer lugar el desarrollo de los procedimientos de hibernación, y segundo, la revisión de la normativa con el fin de permitir la participación explícita de la demanda en los mercados teniendo en cuenta las consideraciones anteriores. Ambas cuestiones deberían abordarse antes de 2020.*

*Adicionalmente, sería conveniente que antes de 2020, se establecieran los objetivos de energías renovables que se consideran necesarios para los nuevos compromisos que defina la Comisión Europea en el horizonte 2020-2030, y la manera en cómo alcanzarlos en España en cada uno de los sectores energéticos. De esta forma, se podrían evitar modificaciones sucesivas de los objetivos fijados que pudieran afectar a las decisiones ya tomadas por los inversores, reduciéndose las incertidumbres a este respecto.*

*Posteriormente, en el caso de detectarse un problema de seguridad de suministro aplicando las metodologías de análisis de adecuación de la generación que se establezcan a nivel europeo y, siempre que se haya constatado que el mercado no proporciona las señales suficientes para atraer nuevas inversiones, podrían plantearse nuevos mecanismos para asegurar las inversiones necesarias y la disponibilidad de las plantas ya instaladas, en coherencia en cualquier caso, con las condiciones establecidas por la Comisión Europea sobre este ámbito.».*

En este mismo sentido, insiste el informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad de la CE, recordando a los Estados miembros que el mecanismo de capacidad no debe ser un sustituto de las reformas del mercado, y que, con carácter previo a la introducción de estos mecanismos, debe eliminarse cualquier distorsión que exista en el mercado, haciendo especial hincapié sobre la necesidad de perseguir la participación activa de la demanda en el mismo.

Por todo ello, y a la vista de la investigación llevada a cabo y de las conclusiones de la CE, y de la propuesta de paquete legislativo de la CE de noviembre de 2016, "*Clean Energy for all Europeans*", conocido como "paquete de invierno", la revisión prevista del mecanismo de capacidad debería tener en cuenta lo siguiente:

- La revisión del mecanismo de capacidad y de interrumpibilidad debería abordarse con un enfoque global.

- Será necesario demostrar la necesidad de un mecanismo de capacidad en su caso, es decir, que se identifique un problema de riesgo de seguridad de suministro.
- Será necesario evaluar rigurosamente el margen de fiabilidad que se exija al sistema eléctrico<sup>3</sup>. Este margen deberá tener en cuenta la metodología que se establezca a nivel europeo para evaluar estos límites.
- En caso de resultar necesario, el mecanismo deberá basarse en un proceso competitivo ya que un pago administrativo implica un elevado riesgo de que no se logre el objetivo de capacidad o de compensación excesiva.
- Deberá, en caso de resultar necesario, estar abierto a todos los tipos de posibles proveedores de capacidad. Las únicas excepciones consideradas por la CE son los mecanismos de respuesta a la demanda, dada su particular capacidad para corregir las deficiencias del mercado subyacentes, y las reservas estratégicas, que no deben fomentar nueva capacidad de generación con el fin de reducir al mínimo las distorsiones del mercado.
- El mecanismo deberá estar abierto a la participación transfronteriza explícita para minimizar las distorsiones de la competencia.
- No deberán existir barreras a la salida del mercado de las empresas de generación de electricidad. Aquí la propuesta de Reglamento de electricidad establece que *"las normas del mercado permitirán la entrada y salida de empresas de generación y suministro de electricidad en función de su evaluación de la viabilidad económica y financiera de sus operaciones"* (artículo 3(m) del Reglamento de la Electricidad).

Por tanto, con el fin de aportar la mayor estabilidad posible al marco regulatorio actual, se considera que la revisión del mecanismo de interrumpibilidad y de capacidad debe abordarse lo antes posible.

---

<sup>3</sup> En este sentido, el [COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms](#) sobre la investigación sobre los mecanismos de capacidad SWD(2016) 119 final, indica que en España se han seguido pagando pagos por capacidad aun cuando se había superado el límite de margen de seguridad *"The sector inquiry also provides evidence that some Member States fail to scale down their capacity requirements on the basis of a comparison between the standard and the outcome of the adequacy assessment. For instance, Spain applies a 10% capacity margin as its reliability standard. The current situation demonstrates there is 43% capacity margin. Instead of limiting the capacity measure to the achievement of the applicable standard, Spain has continued to pay capacity payments"*.

### 3.2 Sobre la revisión del mecanismo de interrumpibilidad actual

Esta Sala ya se ha manifestado en los informes de años anteriores relativos a las propuestas de interrumpibilidad sobre la necesidad de revisar el diseño de este mecanismo, tal y como se aplica en la actualidad.

En particular, sobre la **adecuación del requerimiento de consumo interrumpible** a las necesidades del sistema eléctrico, se considera que no está justificado el cálculo de las necesidades de potencia interrumpible, tanto para garantizar la cobertura de la punta de demanda como para aportar respuesta rápida en situaciones de emergencia (seguridad zonal), tal y como ha demostrado el reducido uso de este servicio<sup>4</sup>.

El operador del sistema debería desarrollar una metodología de necesidades de cobertura (generation adequacy methodology), en lugar de introducir la consideración del volumen de interrumpibilidad como un dato de partida en el análisis de cobertura y no como una variable resultante del cálculo efectuado. Esta metodología debería, entre otras consideraciones, dar un valor a la contribución de la interconexión a la cobertura de la demanda<sup>5</sup>, que en el escenario actual tiene un valor cero, o evaluar la existencia de posibles alternativas, especialmente en el caso de emergencias zonales.

En cuanto al **diseño de las subastas**, los resultados de las subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, realizadas en los años anteriores, han revelado la complejidad del procedimiento de subasta contemplado, poniendo de manifiesto las desventajas de este mecanismo frente a otro tipo de mecanismo más sencillo, previsible y cuyo coste de organización sea más económico, como puede ser una subasta multiproducto de precio uniforme.

Concretamente, el coste de esta subasta (entre 504.000€ y 660.000€ según se estima en el apartado siguiente) es muy superior al coste de organización de las diferentes subastas eléctricas y gasistas celebradas en España (con costes situados entre 75.000€ y 205.000€). Adicionalmente, a este coste de

---

<sup>4</sup> Igualmente el [COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms](#) sobre la investigación sobre los mecanismos de capacidad SWD(2016) 119 final pone de manifiesto el escaso uso del servicio de interrumpibilidad en España: *"In Spain, the first auction for 2,000 MW of interruptible load in 2015 was followed by an extraordinary auction for an additional 1,020 MW of interruptible load although the service had never been used in the previous six years."*

<sup>5</sup> En el informe citado en la nota anterior, la CE pone de manifiesto la no consideración de las importaciones en el cálculo de la cantidad en los mecanismos de capacidad en España: *"Portugal, Spain and Sweden appear to take no account of imports when setting the amount of capacity to support domestically through their capacity mechanisms."*

organización se sumaría que el desarrollo de las subastas se puede prolongar desde las 9:00h a las 20:00h durante cinco días, por lo que los costes directos y de oportunidad de asistencia de los pujadores al sitio de la subasta no son tampoco despreciables.

Con respecto al **producto**, se ha señalado en numerosas ocasiones que las subastas del producto de 90 MW, son particularmente susceptibles de problemas de competencia, en tanto que el número de proveedores y su presión competitiva fueron reducidos en las subastas anteriores. En particular, la CNMC ha advertido en informes anteriores sobre este mecanismo por la escasa presión competitiva en la subasta de 90 MW, la oportunidad de mayor desagregación de productos o la necesidad de permitir agregaciones de los proveedores de 5MW<sup>6</sup>.

En este sentido, la CE también se ha pronunciado indicando que el definir un determinado umbral para poder proveer un servicio puede suponer una barrera a la entrada para pequeños proveedores, más cuando no se permite la agregación como es el caso de España<sup>7</sup>.

### **3.3 Sobre la flexibilización de los parámetros de aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos**

---

<sup>6</sup> Informe sobre la propuesta de desarrollo normativo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la orden OET/2013/2013, de 31 de octubre ([https://www.cnmc.es/sites/default/files/1519186\\_1.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1519186_1.pdf)): "*Teniendo en cuenta tanto la propuesta inicial del operador del sistema como sus alegaciones posteriores, se concluye que la intención es que no quede producto de 90MW sin adjudicar. Este supuesto introduce una seria duda sobre la presión competitiva que existirá en las subastas de producto de 90MW, especialmente si se tiene en cuenta que el número de ofertantes será previsiblemente muy reducido (alrededor de 6) y que el interés de todos ellos sería mantener el precio elevado en todas las rondas, ya que la asignación estaría garantizada. En consecuencia, esta Comisión propone que se considere la posibilidad de llevar a cabo la subasta en sentido inverso, al menos hasta que se cuente con una mayor experiencia sobre el grado de competencia existente para el producto de 90MW. Esto es: subastar en primer lugar un único producto de 5MW, por toda la cantidad de interrumpibilidad solicitada, en el que participarían todos los proveedores habilitados tanto para 5MW como para 90MW. Posteriormente, aquellos sujetos o agrupaciones de sujetos habilitados para el producto de 90MW, a los que se hubieran adjudicado en la primera subasta bloques suficientes para constituir bloques de 90MW, y siempre que el total de éstos superara la cantidad requerida de este producto, podrían participar en una segunda subasta que determinaría un complemento a su retribución, siempre que resultaran adjudicatarios. En caso de que no haya suficiente competencia para esta segunda subasta, cabría establecer su retribución en base a la obtenida en la primera subasta*"

<sup>7</sup> Informe SWD(2016) 119 final: "*some schemes may limit participation to capacity exceeding a certain size. If the size threshold is set too high, this may present a barrier to entry to smaller demand response providers, particularly if aggregation is not allowed. A number of interruptibility schemes targeting demand response services set such thresholds. For example, in the existing German interruptibility scheme a 50 MW threshold applies, although aggregation is possible while in Spain separate auctions are held for 5 MW and 90 MW loads with no possibility for aggregation.*"

La vigente Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, establece, en su artículo 8, como uno de los principios básicos del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, la posibilidad de que la activación del servicio (ejecución de la opción) pueda responder, tanto a criterios técnicos (como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema), como a criterios económicos (en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema).

El apartado 5.1 del procedimiento de operación 15.2 "Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad", aprobado mediante Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, establece los requisitos de aplicación para la activación del servicio con criterios económicos en los siguientes términos:

*«La aplicación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos se realizará por cantidades mínimas de 200 MW y máximas de 500 MW en cada hora, siempre que la necesidad de balance del sistema sea superior a 3.000 MWh de energía a subir con una necesidad de energía de regulación terciaria superior a 500 MWh.*

*Para la aplicación del servicio se valorará que la ejecución de la opción de reducción de potencia, con la consideración de toda la liquidación asociada, dé lugar a una reducción de al menos un 10% en el coste total de la energía a subir gestionada en esa hora.*

*En caso de activación del servicio de interrumpibilidad por este criterio, entre los adjudicatarios del servicio se establecerá un sistema de turnos rotatorios como criterio de orden para requerir su activación.».*

La propuesta de orden incluye una disposición adicional primera que flexibiliza los criterios de activación establecidos en el P.O.15.2 antes citados, con el objetivo de aumentar el número de horas potenciales en las que podrá emitirse una opción de ejecución de reducción de potencia. En particular, se elimina la condición de que la liquidación de la opción en el mercado tenga que suponer una reducción del precio de al menos el 10% frente a la aplicación de otros mecanismos de mercado.

No se incluye en la memoria económica de la propuesta un análisis del efecto que esta medida podría tener en términos de incremento en el número y frecuencia de las ejecuciones, ahorro potencial en los servicios de ajuste del sistema, etc. No obstante, en la información aportada el 14 de julio de 2017 por el operador del sistema sobre diversas propuestas relativas al calendario y las características del procedimiento de la subasta de interrumpibilidad, se indica

que uno de los parámetros de activación del servicio por criterios económicos (el coeficiente kb) se ha calculado mediante simulación realizada con los datos del año natural 2016, con el objetivo de obtener un número máximo de aplicaciones del servicio de interrumpibilidad igual a 45 horas al año.

Esta Sala valora positivamente que se modifiquen los criterios de activación económica para que se haga mayor uso del mecanismo, tal y como se ha propuesto en informes previos. En concreto, en el informe INF/DE/0020/14, de 13 de mayo de 2014, sobre la propuesta de desarrollo normativo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, la CNMC manifestó lo siguiente:

«Esta Comisión considera que debería potenciarse la activación del servicio por criterios económicos más allá de lo propuesto por el operador del sistema, por lo que debería estudiarse la posibilidad de relajar los criterios de activación propuestos.».

Esta mayor utilización del servicio resulta muy relevante, teniendo en cuenta el elevado coste del servicio de interrumpibilidad y el reducido uso efectivo que en los últimos años ha venido haciéndose del mismo. [CONFIDENCIAL]

No obstante, y sin perjuicio de la valoración positiva de cualquier medida que implique un mayor aprovechamiento del servicio, tal como también se recogió en su momento en el informe INF/DE/0020/14 antes citado, la propuesta se considera insuficiente como herramienta de interrumpible en los servicios de ajuste del sistema integración de la demanda.

En este sentido, adicionalmente a lo que establezca el paquete "*Clean Energy for All Europeans*", la futura directriz de balance de la Comisión Europea<sup>8</sup>, actualmente pendiente de validación por parte del Parlamento Europeo y cuya entrada en vigor se prevé a finales del próximo mes de noviembre, exige la participación de la demanda en los mercados de balance, en condiciones de competencia con la generación<sup>9</sup>. Con el mecanismo actual, aun cuando se flexibilicen las condiciones y la interrumpibilidad se active como energía de balance, no se cumplirían las futuras disposiciones de la Comisión Europea, ya que sólo participaría una pequeña parte de la demanda, y lo haría de forma regulada, sin posibilidad de presentar sus propias ofertas en competencia con la generación.

---

<sup>8</sup> [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2016-6785886\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2016-6785886_en)

<sup>9</sup> Según el artículo 18 de la futura Directriz de Balance, cada TSO deberá proponer, antes de seis meses de su entrada en vigor, unos términos y condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance que han de permitir la participación de la demanda en las mismas condiciones que la generación.

Por último, se reitera lo expuesto por esta Sala en sus anteriores informes sobre el servicio de interrumpibilidad en relación con la publicidad de la información<sup>10</sup>. En estos informes, se aconsejaba la inclusión en el P.O.9 de la publicidad de información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad, con un grado de agregación y periodicidad tal que aporte información relevante sobre la utilidad del servicio, de forma equivalente a la proporcionada sobre los servicios de ajuste del sistema. Este precepto tiene especial importancia en este momento, en que se está planteando fomentar el uso del servicio por criterios económicos a través de los servicios de ajuste, lo que afectará al funcionamiento de los mismos.

### **3.4 Sobre el servicio de disponibilidad y la exclusión del recurso hidráulico del mecanismo de disponibilidad.**

La propuesta de Orden establece que transitoriamente, quedarán excluidas del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad las centrales hidráulicas, lo cual justifica la memoria económica, por la escasez actual de reservas hidráulicas, la incertidumbre futura sobre la evolución de las precipitaciones y la necesidad de racionalizar un recurso escaso como el agua.

Sin necesidad de entrar en valorar la consistencia de tal justificación (particularmente en el caso de las centrales de bombeo puro, cuyo despacho, por las propias características técnicas de estas centrales, está más ligado a la variabilidad de los precios en el mercado que a la disponibilidad del recurso hidráulico), esta Sala considera oportuno abordar una revisión completa del servicio de disponibilidad, evitando medidas parciales y/o transitorias que limiten en el tiempo revisiones que reclaman permanencia (si bien por razones distintas de las aducidas en la propuesta objeto del presente informe) o excluyan o preserven de dicha revisión a otras tecnologías de generación que, en lo concerniente al servicio de disponibilidad, la ameritan igualmente. A tal efecto, cabe recordar que la Comisión Nacional de Energía ya elaboró en diciembre de 2012, una *Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro* que puede servir de base para afrontar dicha reforma<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> Informe sobre la propuesta de desarrollo normativo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, INF/DE/0020/14, aprobado por la Sala el 13 de mayo de 2014.

Informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación del Procedimiento de Operación 9 "Información intercambiada por el operador del sistema", INF/DE/0175/14, aprobado por la Sala el 30 de abril de 2015.

Informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación del Procedimiento de Operación P.O.15.2 "Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad", INF/DE/114/16, aprobado por la Sala el 28 de julio de 2016.

<sup>11</sup> CNE/51/12. <https://www.cnmc.es/gl/node/357220>

En el apartado 12.2 del mencionado informe se hacía referencia al cálculo del servicio de disponibilidad que debería aplicarse a la generación hidráulica, que tenía en cuenta el volumen de agua embalsado en un momento determinado y la potencia máxima diaria que pudiera ceder una central hidráulica en cada momento.

Así, la retribución  $R_{i,h,m}$  que percibiría una instalación gestionable hidráulica en la hora  $h$  del mes  $m$  sería:

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

Donde

$P_{i,h,m}$ , en el caso de centrales hidráulicas, se calculará como:

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

Donde

$P_{icotad}$  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.

$Energía \ embalsada \ dm$  es la energía almacenada en el embalse calculada en función de la potencia máxima diaria.

$Energía \ embalsada \ 240 \ horas$  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. El cociente de estos dos últimos términos tendrá un valor máximo de 1.

$Prod \ i \ media$  es la producción anual media de la central hidráulica "i" durante los 5 años anteriores,

$P_i$  es la potencia neta en MW de la central correspondiente "i" que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

$P_{i,h,m}$  tendrá el mismo valor para todas las horas de un día

En todo caso, con carácter general y mientras se opte por mantener a las centrales hidráulicas (y a otras tecnologías) dentro del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad, se considera más adecuada una indexación de la

retribución del incentivo de disponibilidad en función de la existencia efectiva de recurso primario y de combustibles, de acuerdo con la mencionada propuesta de servicio de disponibilidad de 2012. En concreto, y teniendo en cuenta el diseño actual del mecanismo de disponibilidad, cabría sustituir el valor del índice de la retribución anual por disponibilidad (ai) que se establece en la Orden ITC/3127/2011 por un valor indexado a la disponibilidad de recurso primario y de las existencias de combustible.

### **3.5 Sobre el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas**

El punto uno del artículo único de la propuesta de orden incorpora un nuevo apartado 6 en el artículo 4 de la Orden 1ET1201312013, de 31 de octubre. En particular, dicho apartado establece como novedad que el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada. Esta medida sería coherente con el procedimiento seguido en otras subastas de gas y electricidad celebradas en España.

El punto 1 de la disposición adicional segunda de la propuesta de orden establece que para la temporada eléctrica 2018 el periodo de entrega será entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018 y el punto 2.a) determina que, para ese periodo de entrega, el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por los participantes que resulten adjudicatarios, siendo de 225 €/MW adjudicado.

El punto quinto de la Resolución de 11 de octubre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, establece que la cantidad de requerimiento de potencia interrumpible a subastar se encontrará entre los rangos de 1.700 MW-2.060 MW para el producto de 5 MW y de 540 MW-900 MW para el producto de 90 MW. Por tanto, el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018, a soportar por los adjudicatarios, se encontrará entre el rango de 504.000€ - 660.000€. A modo de ejemplo, dichos importes representarían entre el 0,10% y 0,13% del presupuesto asignado a la potencia interrumpible para la temporada eléctrica 2017 (524.850.155€), por lo que, dados estos porcentajes, no se espera que esta medida afecte al número de participantes en la próxima subasta.

Por otro lado, el grado de competencia que se alcance durante la celebración de las subastas, y la incertidumbre sobre la posibilidad de requerimientos adicionales de demanda, determinarán en qué medida los pujadores serán capaces de trasladar el coste imputable de la organización de las subastas a las pujas que realicen.

### 3.6 Sobre los cambios adicionales propuestos por el operador del sistema

En el trámite de audiencia llevado a cabo a través del Consejo Consultivo de Electricidad, el operador del sistema ha formulado una extensa lista de observaciones al texto propuesto, las cuáles, según dicho operador, constituyen mejoras de redacción con objeto de clarificar aspectos relevantes para el buen funcionamiento del servicio. En concreto, hace las siguientes propuestas:

- Se propone un plazo de 5 días desde la publicación de la Orden para poder renunciar a los bloques habilitados previamente.
- Se propone un procedimiento para facturar el coste imputable a la organización de la subasta.
- Se propone la modificación de las disposiciones de la Orden de interrumpibilidad que repartían en doce partes la retribución asociada al servicio.
- Se puntualiza que el precio de referencia para la ejecución del servicio es el precio estimado de la regulación terciaria a subir.
- Se propone detraer de las reducciones ejecutadas por simulacros, el número de opciones de ejecución previamente emitidas por criterios técnicos y económicos.
- Se propone introducir en la Orden ITC/2370/2007 aquellos aspectos que permitan alinear la prestación del servicio por parte de los proveedores con instalaciones de generación asociada y con instalaciones de autoconsumo en los sistemas no peninsulares, a las condiciones que se establecen en la Orden IET/2013/2013 de aplicación en el sistema peninsular.

Esta Sala no tiene objeciones a los cambios propuestos por el operador del sistema.

### 3.7 Sobre otros aspectos formales

La propuesta de modificación de la Orden IET/2013/2013 que es objeto de este informe tuvo entrada en el Registro de la CNMC en fecha 3 de octubre. Antes de que se haya podido emitir el informe preceptivo por parte de esta Comisión se aprobó mediante Resolución de 11 de octubre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, publicada en el BOE el 17 de octubre, el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, cuya propuesta

inicial por parte de Red Eléctrica de España, S.A., había sido informada por esta Sala en fecha 28 de julio de 2017.

Aunque la Resolución, dada su naturaleza de acto administrativo, no puede producir efectos hasta que no se apruebe la correspondiente modificación de la Orden IET/2013/2013, como bien señala el apartado undécimo de la misma, es preciso hacer constar que la Resolución asume que la propuesta de modificación de la Orden IET/2013/2013 será aprobada en sus actuales términos.

La aprobación y publicación de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía con carácter previo a la evacuación de este informe y con el citado presupuesto condiciona e, incluso, podría llegar a menoscabar la función como órgano consultivo de esta Comisión recogida, con carácter general, en el artículo 5.2 de la Ley 31/2013, de 4 de junio, de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En este punto cabe recordar que la función consultiva de esta Comisión pretende coadyuvar a la mejora de la regulación del sector.

#### 4. Conclusiones.

**Primera.-** Con el fin de aportar la mayor estabilidad posible al marco regulatorio actual, esta Sala considera que la revisión del mecanismo de interrumpibilidad y de capacidad debe abordarse lo antes posible.

**Segunda.-** En el futuro mecanismo de interrumpibilidad el operador del sistema debería desarrollar una metodología de necesidades de cobertura, en lugar de introducir la consideración del volumen de interrumpibilidad como un dato de partida en el análisis de cobertura. Asimismo, se aconseja simplificar el diseño de las subastas y aumentar la presión competitiva en la subasta de 90MW, bien desagregando el producto, bien permitiendo agregaciones de los proveedores de 5MW.

**Tercera.-** Esta Sala valora positivamente que se modifiquen los criterios de activación económica para que se haga mayor uso del mecanismo, lo que supondrá una reducción del coste del servicio. Asimismo, en este momento, en el que se está planteando fomentar el uso del servicio por criterios económicos a través de los servicios de ajuste, se reitera la necesidad de incluir en el P.O.9 de la publicidad de información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad, con un grado de agregación y periodicidad tal que aporte información relevante sobre la utilidad del servicio, de forma equivalente a la proporcionada sobre los servicios de ajuste del sistema.

**Cuarta.-** En cuanto a la exclusión transitoria de las centrales hidráulicas del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad, y sin necesidad de entrar a valorar la consistencia de la justificación ofrecida al efecto (particularmente en el caso de las centrales de bombeo puro, cuyo despacho, por las propias

características técnicas de estas centrales, está más ligado a la variabilidad de los precios en el mercado que a la disponibilidad del recurso hidráulico), esta Sala considera oportuno abordar una revisión completa del servicio de disponibilidad, evitando medidas parciales y/o transitorias que limiten en el tiempo revisiones que reclaman permanencia (si bien por razones distintas de las aducidas en la propuesta objeto del presente informe) o excluyan o preserven de dicha revisión a otras tecnologías de generación que, en lo concerniente al servicio de disponibilidad, la ameritan igualmente. A tal efecto, cabe recordar que la Comisión Nacional de la Energía ya elaboró en diciembre de 2012 una Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro, que puede servir de base para afrontar dicha reforma.

**Quinta.-** La aprobación y publicación, con carácter previo a la evacuación de este informe, de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 11 de octubre de 2017, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad condiciona –y por ello mismo menoscaba- la función como órgano consultivo de esta Comisión recogida, con carácter general, en el artículo 5.2 de la Ley 372013, de 4 de junio, de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

**ANEXO I: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE  
ELECTRICIDAD**

**[CONFIDENCIAL]**