



Comisión
Nacional
de Energía

PROPUESTA DEL MECANISMO POR EL QUE SE ESTABLECE EL SERVICIO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO

5 de diciembre de 2012

PROPUESTA DEL MECANISMO POR EL QUE SE ESTABLECE EL SERVICIO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO

1 OBJETO

El objeto de este documento es realizar una propuesta de servicio de garantía de suministro para las instalaciones de generación de electricidad en el sistema peninsular español, según lo previsto en la Orden ITC/3127/2011.

La Disposición adicional segunda de la Orden ITC/3127/2011, de 27 de septiembre, establece que el anteriormente llamado Ministro de Industria, Turismo y Comercio, debe aprobar un nuevo mecanismo de pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica, a propuesta de la CNE, que permita garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo, y que dote al sistema eléctrico de un margen de cobertura.

Con el fin de poder llevar a cabo esta propuesta, la CNE realizó en el pasado mes de mayo, una consulta pública sobre el diseño que debería tener el mecanismo de capacidad. A la vista de los comentarios recibidos y del análisis de los mismos, se ha realizado en este informe una propuesta sobre la definición y diseño de este nuevo mecanismo.

2 RESUMEN

Situación actual de la garantía de suministro

El contexto energético de los últimos años en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de alta penetración de las energías renovables, a lo que se ha unido, desde octubre de 2008, una evolución negativa de la demanda de electricidad. Esto, unido a la importante incorporación de ciclos combinados que iniciaron su tramitación en un periodo en el que se preveía un crecimiento continuado de la demanda, y la reducida capacidad de interconexión con el resto de Europa característica de España, ha conducido a la existencia en la actualidad de un exceso de capacidad de generación eléctrica.

Adicionalmente, cabe indicar que la regulación española no permite en la actualidad la hibernación temporal de las centrales de generación, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos. Esta “barrera a la salida” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.

Resulta característico de un sistema con una alta participación de energías renovables como el español, que las centrales marginales tiendan a presentar un funcionamiento reducido orientado básicamente a ser back-up de las tecnologías renovables, lo que, como se ha dicho, podría dificultar la recuperación de sus costes fijos, y en consecuencia, desincentivar las nuevas inversiones en capacidad que se precisen en el futuro.

Adicionalmente, este reducido funcionamiento se ha visto empeorado derivado del impacto del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que ha motivado un desplazamiento de las centrales de ciclo combinado en favor de un mayor funcionamiento de las centrales de carbón autóctono, mecanismo sobre el que esta Comisión ha reiterado en diversos informes la necesidad de su eliminación.

Necesidad de un mecanismo de capacidad

El mecanismo de capacidad es un instrumento regulatorio que se utiliza en los mercados eléctricos de distintos países, como complemento al conocido mercado de “sólo” energía, para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema a precios razonables. La justificación de implementar este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado de producción, se basa en la existencia de una serie de factores característicos del sector eléctrico en España, como son la existencia de un máximo en el mercado de producción que no permite reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa, y una alta participación de energías renovables.

En este contexto, España ha contado desde la liberalización con la implementación de un mecanismo de capacidad, cuyo objetivo siempre ha sido asegurar la garantía de suministro en el medio y en el largo plazo. En cuanto al corto plazo, el diseño del mercado ya cuenta con las herramientas adecuadas para permitir garantizar la seguridad del suministro, a través de los correspondientes servicios de ajuste del operador del sistema.

Propuesta normativa

Continuando con dicho marco regulatorio, se propone en este informe una revisión del mecanismo actual de pago por capacidad a través del desarrollo de un servicio de garantía de suministro, con el fin de adaptarlo a las necesidades actuales y previstas del sistema eléctrico, pero manteniendo en cualquier caso los criterios de estabilidad que debe respetar un mecanismo de este tipo.

Adicionalmente, con el fin de dotar de una mayor eficiencia al diseño actual de mercado, se propone introducir las modificaciones necesarias en la regulación del sector eléctrico, que permitan la hibernación temporal de las centrales de generación, siempre que la seguridad de suministro no se vea afectada. De esta forma, el propio mercado ajustará en cada momento los posibles excesos de capacidad que pueda presentar el sector.

Servicio de garantía de suministro

Esta Comisión considera que el mecanismo propuesto debería dar solución a una cuestión fundamental que se deriva del contexto actual y del previsto en 2020, en un sistema cuasi aislado con alta penetración de renovables no gestionables, que es el de la garantía de suministro, y que

aflora de dos formas diferentes: necesidad de garantizar la cobertura de la demanda en el largo plazo con nuevas inversiones en capacidad cuando ello sea necesario, y necesidad de incentivar a las instalaciones actuales a estar disponibles en los momentos en los que el sistema más los necesita, definidos éstos como aquellos en los se precisa de un mayor apoyo de las tecnologías de back-up de las energías renovables.

Así, la propuesta mantiene, en línea con la normativa existente, un diseño de servicio de garantía de suministro basado en dos incentivos: “incentivo a la inversión” e “incentivo de disponibilidad”.

Si bien no se aprecia que vaya a registrarse en España la necesidad de incorporación de nueva capacidad de generación para cumplir con los criterios de garantía de suministro en los próximos años, se considera adecuado establecer las bases del mecanismo que permitirá atraer esa inversión cuando resulte necesaria en el largo plazo, en el caso de que el mercado no de las señales suficientes para ello. Por tanto, se propone a través del “incentivo a la inversión”, fomentar la decisión de inversión en nueva capacidad mediante un mecanismo de mercado centralizado,-subasta de capacidad-, que será utilizado únicamente cuando se prevea un problema de cobertura de la demanda. No obstante, para las centrales que actualmente están percibiendo este incentivo a la inversión, se propone el mantenimiento del mecanismo establecido, dando así estabilidad y continuidad a la retribución de las inversiones ya realizadas.

En cuanto al “incentivo por disponibilidad”, dado el grado de concentración de la potencia gestionable existente en la actualidad, cabe la posibilidad de que no existiera un entorno de suficiente presión competitiva para desarrollar la adquisición de este servicio mediante un mecanismo de mercado, por lo que se propone el uso de un pago regulado para la retribución de este incentivo. Este pago regulado se calculará teniendo en cuenta una estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal más eficiente y la potencia necesaria para dar respaldo a las renovables en las condiciones más adversas, esto es, únicamente aquella que precisa el sistema, y no toda la capacidad instalada. Este pago regulado se repartirá entre la potencia gestionable en función de su disponibilidad real en los periodos más críticos del sistema, de tal forma que incentive a llevar a cabo una gestión de los contratos de aprovisionamiento, de los mantenimientos y de los embalses que se adecúe a las necesidades reales del sistema.

Contexto regulatorio europeo

La propuesta realizada en este documento encaja con los principios generales recogidos en la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL de un mecanismo armonizado de garantía de suministro, en cuanto a la necesidad de plantear dos componentes de pago por capacidad que aporten “suficiencia” y “firmeza” al sistema en el largo y medio plazo: el incentivo a la inversión y el incentivo a la disponibilidad.

En cuanto al marco de la integración de los mercados regionales europeos, la propuesta encaja con los criterios generales presentados por la Comisión Europea, en cuanto a que el diseño previsto del mecanismo de seguridad de suministro es transparente, no discriminatorio y cumple con el principio de proporcionalidad. Adicionalmente, también en línea con las consideraciones de

la Comisión Europea, persigue por una parte, asegurar la existencia de recursos flexibles que se adapten a la generación renovable, y por otra, garantizar la capacidad suficiente disponible para satisfacer la demanda ante posibles condiciones adversas.

No obstante, dado que los mecanismos de pagos por capacidad y su impacto en la creación de un mercado único, es una cuestión prioritaria a nivel europeo, que se está abordando a través de varias iniciativas puestas en marcha recientemente tanto por ACER como por la Comisión Europea, se considera que la implementación de la propuesta recogida en este informe, debería tener en cuenta cualquier avance que se realice en este sentido.

Enfoque del informe

El mecanismo de servicio de garantía de suministro que se propone en este informe se aborda en los epígrafes 6, 7, 8 y 9 que respectivamente detallan las características del servicio que se precisa, el mecanismo de adquisición del servicio, el cálculo de la retribución y el compromiso exigido a los proveedores del mismo. En el capítulo 10 se aborda el problema de la hibernación y su posible encaje en la regulación actual. En el resto de epígrafes se ofrecen detalles del servicio de garantía de suministro y se analiza su encaje en el mercado europeo, así como en la normativa española vigente. En el Anexo 1, se aporta la redacción de una propuesta de Orden que recoge el mecanismo del servicio de garantía de suministro planteado en este informe. En el Anexo 2, se aporta un resumen de la consulta pública realizada por la CNE sobre este asunto.

3 ANTECEDENTES

3.1 Normativos

Desde la liberalización, el diseño del mercado eléctrico en España ha considerado siempre la existencia de un mecanismo complementario al resultado del mercado de producción para la retribución de la generación. Así, la redacción inicial de la Ley 54/97, de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico, establecía que la retribución de las instalaciones de generación debería incorporar la energía en función del precio marginal, los servicios complementarios necesarios para garantizar el suministro y la garantía de potencia que cada unidad preste efectivamente. Para el cálculo de esta garantía de potencia, se establecía que debía realizarse tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio como al largo plazo, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad de largo plazo. Posteriormente, en la redacción dada a la Ley 54/97 por la Ley 17/2007, de 4 de julio, el mecanismo de garantía de potencia se mantiene pero bajo una nueva denominación -“pago por capacidad”, indicando que ésta podrá establecerse en función de las necesidades de capacidad del sistema.

Posteriormente, la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, desarrolla el nuevo concepto de pago por capacidad indicando en su exposición de motivos que este sistema se *“desarrolla bajo la premisa de que la demanda de energía eléctrica es inelástica y de que el mallado de la red no es perfecto; en consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad. En estas condiciones, la disponibilidad de potencia para el sistema*

eléctrico adquiere el carácter de «bien público» y precisa ser objeto de una retribución regulada responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a medio y largo plazo en todos los nodos de la red”.

Esta Orden establece un **pago diferenciado** para el incentivo a la inversión y para el servicio de disponibilidad, definiéndose el primero como un incentivo de largo plazo destinado a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión, y el segundo, como un servicio de medio plazo para completar los servicios de ajuste del sistema destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo. **El incentivo a la inversión** se concreta como la puesta a disposición del OS de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación y su retribución está ligada a los 10 primeros años desde la puesta en marcha de la central o a los primeros 10 años de las inversiones medioambientales realizadas. El **servicio de disponibilidad** se concreta en un pago para un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado de energía les impide recuperar los costes fijos (como podría ser el caso de las centrales térmicas de fuel), o bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo coste con la existencia, no obstante, de un cierto nivel de incertidumbre respecto a la distribución concreta del volumen de acopio y de su distribución temporal (las instalaciones hidráulicas regulables). No obstante este pago no quedó plenamente desarrollado en esta Orden¹.

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 al que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, mantiene la diferenciación entre incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad, desarrollando este último concepto. Así, se concreta 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 también aquellas instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse. A este respecto, cabe recordar que la retribución establecida en la mencionada Orden para el servicio de disponibilidad tiene un carácter transitorio de aplicación en el periodo 15 de diciembre de 2011 hasta el 15 de diciembre de 2012.

Adicionalmente se revisa el **incentivo a la inversión** en capacidad a largo plazo a las centrales cuyo acta de puesta en marcha haya sido otorgada después del 1 de enero de 1998 con el objeto de actualizar dicho pago y adaptarlo a los cambios que se han producido en las horas de funcionamiento de estas centrales que han hecho que el pago actual esté desajustado y se incorporan a este servicio las centrales que han realizado inversiones medioambientales

¹ Únicamente llegó a aplicarse con carácter transitorio en el periodo enero-julio 2008.

significativas para reducir emisiones de óxidos de azufre, además de las plantas de desulfuración que ya estaban recogidas en el Orden de 2007.

Posteriormente, Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, modifica los valores de incentivo de inversión inicialmente fijados en la Orden ITC/2794/2007 y revisados en la Orden ITC/3127/2011, 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.

Cuadro 1. Retribución del incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad vigentes establecidos en la Orden ITC 3127/2011 y en el Real Decreto ley 13/2012

Incentivo a la inversión €/MW/año durante los 10 primeros años	Orden ITC/2794/2007 y Orden ITC/3860/2007	Orden ITC3127/2011	Real Decreto ley 13/2012
Inversiones realizadas a partir de 1998	20.000	26.000	23.400
Centrales con inversiones medioambientales (para reducir emisiones de óxidos de azufre -solo a partir de 2011-, y plantas de desulfuración)	8.750	8.750	7.875

Servicio de disponibilidad €/MW/año aplicación transitoria de 1 año	Orden ITC3127/2011
Ciclos combinados	4.697
Centrales de carbón	4.702
Centrales de fueloil	4.517
Centrales hidráulicas de embalse y de bombeo	1.221
Resto de centrales	0

Nota: Los valores de disponibilidad resultan de aplicación transitoriamente desde el 15 de diciembre de 2011 hasta el 15 de diciembre de 2012.

Adicionalmente, cabe citar que el día 10 de marzo de 2012, fue aprobado dentro de los servicios de ajuste de la operación del sistema, el Procedimiento de Operación 3.9², en el que se desarrolla un mecanismo de mercado diario para la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir en el sistema que, por una parte, garantiza la disponibilidad de las reservas de potencia requeridas y, por otra, permite distinguir entre las programaciones de energía requeridas para la solución de restricciones técnicas zonales o locales, y las asociadas a una situación global diferente de insuficiente reserva de potencia en el sistema eléctrico peninsular español.

Finalmente, cabe citar la Disposición adicional segunda de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, que establece que el anteriormente llamado, Ministro de Industria Turismo y Comercio, debe aprobar un nuevo mecanismo de los pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica. A estos efectos, se establece que la Comisión Nacional de

² Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir».

Energía elaborará una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses, que remitirá al Ministro de Industria, Energía y Turismo, con el siguiente contenido:

“1. Propuesta de mecanismo competitivo que permita garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo dotando a dicho sistema de los incentivos adecuados para llevar a cabo inversiones eficientes. Este mecanismo competitivo tendrá en cuenta la disponibilidad existente en cada momento de forma que se evalúe el uso eficiente de la capacidad del sistema en relación con la necesidad de nuevas inversiones.

2. Propuesta del mecanismo de pagos por capacidad que dote al sistema eléctrico de un margen de cobertura adecuado a través de la disponibilidad, teniendo en cuenta la existencia de los mecanismos disponibles actuales, así como su encaje con la propuesta del punto anterior.

3. Propuesta de calendario de implementación.”

3.2 Propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL

Por otra parte, cabe recordar que, en junio de 2007, en el contexto del diseño de un plan de compatibilización regulatoria de los sectores eléctricos de España y Portugal, encargado por los Gobiernos de ambos países a las correspondientes Direcciones Generales de Energía, para dar impulso al Mercado Ibérico de Energía (MIBEL), el Consejo de Reguladores del MIBEL elaboró una propuesta de mecanismo de garantía de suministro que fue remitida a los correspondientes Gobiernos³.

Según se recogió en dicha propuesta, la fiabilidad del suministro de electricidad se puede descomponer en tres dimensiones consecutivas e interrelacionadas, pero suficientemente diferenciables.

- Seguridad: se refiere a la disponibilidad de capacidad de producción suficiente y a la existencia de procedimientos de operación adecuados para garantizar una operación segura de los recursos en el corto plazo. Estos aspectos de corto plazo se refieren a la optimización de los tiempos de respuesta de la generación, el control de la frecuencia, la gestión de las rampas y las bandas de reserva, etc.
- Firmeza: se refiere a la disponibilidad de la generación desde el corto al medio plazo, que resulta en buena medida de la planificación de la operación de la capacidad ya instalada en el sistema.
- Suficiencia: se refiere a la existencia de suficiente capacidad de producción instalada y/o esperada para responder a los requerimientos de la demanda en el largo plazo.

El diseño regulatorio incluido en la mencionada propuesta abordó estos dos últimos planos de la fiabilidad, dado que el diseño del mercado ya cuenta con las herramientas adecuadas para permitir garantizar la “seguridad” del suministro en el corto plazo, a través de los correspondientes servicios de ajuste del OS.

³ http://www.cne.es/cne/doc/mibel/prop_CR_mecanismo_garantia_suministro.pdf

En este sentido, el marco general de la propuesta del Consejo de Reguladores se basaba en el establecimiento de un complemento de fiabilidad adicional al precio de mercado inicialmente asignado administrativamente y compuesto por dos componentes: un incentivo por disponibilidad (firmeza) para todos los generadores del sistema y un incentivo para las nuevas inversiones (suficiencia). Adicionalmente, contemplaba un procedimiento basado en subastas para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo y el mencionado incentivo a la inversión definido administrativamente no lo proporcionasen.

En este contexto, cabe citar la reciente normativa aprobada en Portugal sobre los pagos por capacidad⁴, coherente con la propuesta del Consejo de Reguladores así como con la normativa española, manteniendo de forma diferenciada un incentivo a la inversión y un incentivo a la disponibilidad⁵.

3.3 Contexto regulatorio en Europa

Finalmente, cabe señalar que el Grupo de Coordinación de Electricidad de la Comisión Europea (Electricity Coordination Group) ha lanzado en septiembre un proyecto de discusión sobre el diseño de los pagos por capacidad a nivel europeo. Asimismo, en las conclusiones del Foro de Florencia del mes de mayo de 2012 se recogía que los mecanismos para proveer capacidad de generación deberían ser coordinados e interferir lo menos posible con el mercado. En este marco, la Comisión Europea ha indicado que la falta de una mayor coordinación en el desarrollo de las políticas nacionales en materia de seguridad de suministro podría favorecer la aparición de distorsiones en el mercado interior de la electricidad y proporcionar señales de inversión en aquellas donde no se necesitan. También, ha recordado que cualquier diseño que se lleve a cabo a nivel nacional de obligación de servicio público relacionada con la seguridad de suministro debería ser claro, transparente, no discriminatorio, verificable, que garantice el acceso a cualquier empresa europea a consumidores nacionales, y que cumpla con el principio de proporcionalidad.

Ante esta preocupación, dentro del proyecto citado, la Comisión Europea planteó la posibilidad de elaborar unas recomendaciones sobre los criterios a considerar en la aplicación de este tipo de obligaciones de servicio público, proponiendo incluso la posibilidad de establecer una serie de estándares vinculantes.

A este respecto, cabe citar la Comunicación de la Comisión Europea “Hacer funcionar el mercado interior”⁶, de 15 de noviembre de 2012⁷, en la que se recoge el desarrollo en la actualidad de diferentes mecanismos de pagos por capacidad por parte de algunos Estados Miembros, ante su preocupación de que sólo el mercado no sirva para atraer las inversiones que resulten precisas en el largo plazo. Ante esta situación, la Comunicación indica que la introducción de mecanismos

⁴ Portaria 251/2012, cuyo objeto es “estabelece o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional”

⁵ No obstante, la elegibilidad para beneficiarse del incentivo de disponibilidad empezará una vez finalice el Programa de Asistencia Financiero acordado entre el estado portugués, la Unión Europea, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Central Europeo.

⁶ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_en.htm

⁷ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Making the internal energy market work. Draft 30 August. 2012

pobremente diseñados o desarrollados de una manera descoordinada a nivel europeo, podrían conseguir, no la garantía de suministro deseada, sino una distorsión de los precios del mercado, con el correspondiente impacto en el mercado único Europeo.

Junto con la publicación de la mencionada Comunicación, se han incluido un grupo de documentos entre los que se encuentra, una consulta pública sobre la garantía de suministro, mecanismos de capacidad y el mercado interior de la energía⁸, en la que se indica que los mecanismos de capacidad o cualquier mecanismo que pretenda garantizar la seguridad de suministro debe cumplir los criterios de necesidad y proporcionalidad. Sobre este particular, se pide en la consulta valoraciones sobre diferentes tipos de mecanismos de capacidad, así como los criterios que deberían cumplir estos mecanismos fundamentados en los principios de necesidad y proporcionalidad.

En este marco, ACER ha lanzado en octubre de 2012 un nuevo estudio enfocado a analizar los impactos de los mecanismos de capacidad en la integración de los mercados europeos. De acuerdo con la propuesta preliminar de ACER, el estudio debería llevar a cabo una valoración sobre si estos mecanismos podrían suponer una barrera a la consecución de un Mercado Interior de la Energía en Europa. Está prevista su finalización para finales de 2013.

3.4 Consulta pública

Con fecha de 24 de mayo, esta Comisión llevó a cabo una consulta pública sobre el diseño que debería tener el servicio de garantía de suministro, sobre la que se recibieron comentarios de 26 agentes (véase Anexo 2). En este documento se han incluido las aportaciones realizadas agrupadas en función del tipo de agente de la siguiente manera:

- Empresas energéticas tradicionales (5 empresas): Eon España, Iberdrola, Endesa, HC Energía, Gas Natural Fenosa.
- Generadores independientes (1 Asociación y 6 empresas): APRIE, Global 3, Shell España, Bizcaia Energía, GDF Suez, Elcogás y Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Productores renovables (3 Asociaciones y 2 empresas): APPA, AEE, UNEF, Acciona, Abengoa.
- Asociación de productores de cogeneración (1 Asociación): Acogen.
- Comercializadores (3 empresas): Fortia, Energya VM comercializadora, Nexus.
- Operadores eléctricos (2 empresas): REE, OMIE.
- Otros (3 empresas): Emeter, Alcoa, ENAGAS.

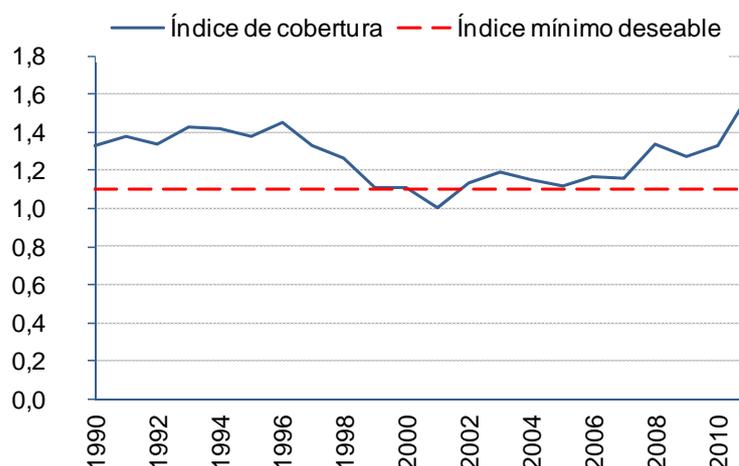
⁸ Public consultation "Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity". http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/20130207_generation_adequacy_en.htm

4 SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIÓN A FUTURO DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN ESPAÑA

4.1 Situación actual

El contexto energético de los últimos años en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de alta penetración de las energías renovables acorde a los objetivos fijados en el primer Plan de Fomento de Energías Renovables de conseguir que las energías renovables representaran entorno al 30% de la demanda eléctrica desde 2010. A esta senda se le ha unido, desde octubre de 2008, una evolución negativa de la demanda de electricidad. Adicionalmente, España posee una limitada capacidad de intercambio por las interconexiones, característico del sistema eléctrico español desde los comienzos de la liberalización. Esto, unido a la importante incorporación de ciclos combinados que iniciaron su tramitación en un periodo en el que se preveía un crecimiento continuado de la demanda, ha conducido a la existencia de un exceso de capacidad que ha elevado el índice de cobertura registrado⁹ por encima del valor de 1,20 en los últimos años (índice mínimo deseable 1,10), según datos del Operador del Sistema. En concreto, la figura siguiente muestra el índice de cobertura registrado desde 1990 hasta 2011 (nótese que estos índices son calculados en la hora de máxima demanda del año, momento que puede coincidir con una situación de alta producción hidráulica y eólica, -situación que se dio en 2011-, a diferencia de las hipótesis que se consideran en las previsiones a futuro de cobertura de la demanda).

Figura 1. Evolución del índice de cobertura de la demanda registrado en la península 1990-2011



Fuente: REE

⁹ El índice de cobertura se calcula, en general, como el cociente entre la potencia disponible y la demanda horaria máxima. El índice de cobertura registrado en un periodo se calcula como el cociente entre la potencia disponible en el momento de máxima potencia horaria de ese periodo, y esa máxima potencia horaria. En este caso, se considera como potencia disponible en un momento dado, la potencia térmica neta del régimen ordinario menos la potencia indisponible por revisión y por fallo, la potencia hidráulica en régimen ordinario estimada en función de las reservas disponibles en ese momento más la potencia de régimen especial producida.

Este contexto energético resulta muy diferente al de muchos países de nuestro entorno, que ya prevén enfrentarse a problemas de reserva insuficiente en el corto plazo ante condiciones severas de demanda y de generación¹⁰. En este sentido, en la ola de frío registrada en febrero de 2012, de acuerdo con el último análisis de la cobertura realizado por ENTSOE, muchos operadores tuvieron que utilizar la totalidad de las reservas de generación disponibles, e incluso aplicar medidas de interrumpibilidad de carga.

Adicionalmente, cabe indicar que la regulación española no permite en la actualidad la hibernación de las centrales de generación, a diferencia también de lo que ocurre en otros países europeos. Esta “barrera a la salida” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.

La hibernación consiste en un cierre temporal de la planta que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior. Estas decisiones suelen plantearse cuando las centrales consideran que las condiciones de mercado actuales no permiten ni siquiera la recuperación de los costes fijos de explotación o costes evitables. Estos costes son aquellos en los que la central debe incurrir anualmente para mantenerse operativa, o lo que es lo mismo, aquellos costes en que la central no incurriría si decidiera cerrar. En el caso de las centrales de ciclo combinado, estos costes serían los costes fijos de operación y mantenimiento y el coste fijo del peaje de gas.

Resulta característico de un sistema con una alta participación de energías renovables como el español, que las centrales marginales tiendan a presentar un funcionamiento reducido orientado básicamente a ser back-up de las tecnologías renovables, lo que, como se ha dicho, podría dificultar la recuperación de sus costes fijos, y en consecuencia, desincentivar las nuevas inversiones en capacidad que se precisen en el futuro.

Adicionalmente cabe añadir el impacto derivado del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que ha motivado un menor funcionamiento de las centrales de ciclo combinado en favor de un mayor funcionamiento de las centrales de carbón autóctono. A este respecto, la CNE ya ha expresado su opinión¹¹ en cuanto a la conveniencia de suprimir este mecanismo, por el impacto que está teniendo sobre la formación de precios del mercado eléctrico y sobre el funcionamiento de las distintas tecnologías.

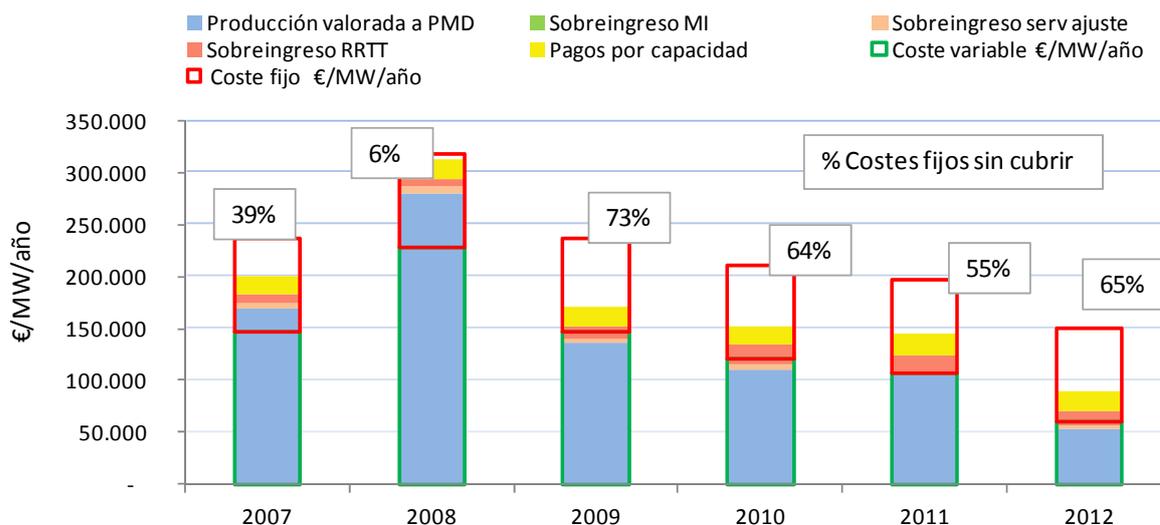
¹⁰ The Summer Outlook Report 2012 and Winter Review 2011/2012 de ENTSOE. “However, under severe weather conditions such as hot waves and high temperatures, demand increases from normal levels. In such situation, from the data submitted by the TSOs, the analysis shows that reliability margins are reduced. Indeed, countries such as Germany, Hungary, Finland and Poland would require imports to maintain the demand and supply balance for all reference points during the entire summer period (Poland – except for the holiday on Wednesday, 15th August). In such severe conditions then, the margins would be reduced in certain moments of the summer period, for Belgium and Luxemburg (only one week), as well as for Slovakia, Albania, Serbia, Latvia, and the Republic of Macedonia.”

“While the majority of the 2012 winter was mild, the weather conditions changed abruptly at the beginning of February, causing stressed situations in most of the countries where exceptional snow falls and extremely low temperatures were observed. It confirms that, as identified in the Winter Outlook report, the main risks factor for most of the countries are related to the sensitivity of load to low temperatures which may cause stressed situations to be phased with planned measures.”

¹¹ Informe de la CNE sobre el Sector Energético Español, 7 de marzo de 2012. http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf

En este contexto energético y normativo, de acuerdo con las estimaciones realizadas por esta Comisión, desde el año 2009, las centrales de ciclo combinado no habrían conseguido cubrir la totalidad de sus costes fijos a través de los ingresos del mercado y del pago de capacidad actual, en términos medios, tal y como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Evolución de los costes fijos totales de los ciclos combinados no recuperados 2007-2012



Fuente: CNE

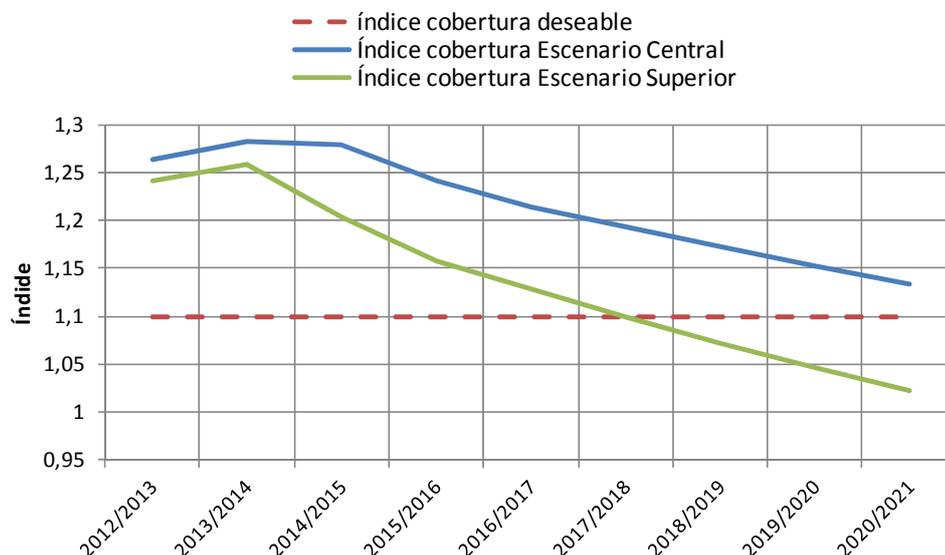
Nota: Se ha considerado como ingresos todos los ingresos obtenidos vía mercado excepto los correspondientes a la banda de secundaria por no ser posible su asignación por centrales. Se han contemplado los pagos por capacidad. Se ha considerado como coste fijo de O&M de 13.000€/MW y de peaje de gas 24.000 €/MW hasta 2008 y 18.300 €/MW desde 2009, al presentar las centrales de ciclo combinado una contratación de peajes más reducida coherente con un menor funcionamiento. Coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española elaborada por la CNE a partir de los datos que publica la Agencia Tributaria. Coste de inversión de la central de 520 €/kW, tasa retribución d.i. 7%, 30 años de vida útil. Los datos de 2012 corresponden a enero-septiembre de 2012.

4.2 Proyección a futuro de la seguridad de suministro

En España, si bien cualquier previsión de demanda en la situación económica actual, está cargada de una fuerte componente de incertidumbre, de acuerdo con las últimas estimaciones realizadas por el OS, el índice de cobertura previsto¹² hasta el invierno 2016/2017 en la península se situaría por encima del considerado deseable por el OS (1,10), incluso considerando el escenario de demanda de mayor crecimiento previsto por el OS (ver Escenario Superior de demanda en el cuadro 2). Extrapolando estas previsiones hasta 2020 (considerando un crecimiento de las puntas hasta 2020 similar al previsto por el operador del sistema en el periodo 2012-2016), tal y como se aprecia en la figura 3, no resultaría necesaria nueva capacidad en el sistema hasta el invierno 2018/2019 en el Escenario Superior considerado por el operador, y no antes de 2021, considerando su Escenario Central.

¹² El índice de cobertura se calcula, en general, como el cociente entre la potencia disponible y la demanda horaria máxima. El índice de cobertura previsto se calcula como el cociente entre la potencia disponible y la potencia máxima horaria prevista, todo ello bajo las condiciones más adversas de climatología y disponibilidad de potencia. El OS considera que un escenario donde se asegure la garantía de suministro debe contar con un índice de cobertura no inferior a 1,1, o lo que es lo mismo, que presente más de un 10% de reserva de capacidad de cobertura de la punta de demanda prevista.

Figura 3. Evolución del índice de cobertura prevista para la punta de invierno 2012-2021



Fuente: CNE y REE

Nota: Los escenarios de evolución de demanda (Superior y Central) se han obtenido con la información aportada por REE para la elaboración del Informe Marco 2012-2016, extrapolada hasta el 2020 en función del crecimiento medio interanual, según lo recogido en el Cuadro 2. Estos escenarios representan distintas hipótesis de crecimiento económico, en un supuesto de temperaturas medias a lo largo de todo el periodo de previsión.

Se ha considerado en ambos escenarios la baja prevista de las centrales de carbón comprometidas de acuerdo con el Plan Nacional de Reducción de Emisiones a las 20.000 h de funcionamiento, así como la baja de las centrales de fuelgas desde 2013. Se ha considerado el alta del régimen especial correspondiente a la potencia incluida en los pre-registros actuales. Por último, se ha considerado la puesta en marcha de las centrales hidráulicas y de bombeo en proyecto, pero no nuevos ciclos combinados.

En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia del operador del sistema, 0% de la potencia instalada de fotovoltaica, 50% de la potencia de biomasa y biogás, 9% de la potencia eólica, 50% de la potencia de residuos y el 70% de la potencia de cogeneración (ver cuadro 3 para más detalle)

En ambos escenarios se considera un efecto de la demanda interrumpible por valor de 2.000MW, una potencia en mantenimiento de -1.650 MW y un flujo nulo en la interconexión, puesto que se desconoce el sentido que éste pueda tener en el futuro en las horas de máxima demanda.

Cuadro 2. Evolución de la demanda en B.C peninsular real y prevista, la punta de demanda anual, y la potencia instalada de ciclos combinados

Año	Demanda b.c peninsular (TWh)		Inc. demanda		Punta de demanda anual (GW)		Inc. punta demanda		Potencia instalada CCGT acumulada (GW)	Inc. CCGT (GW)		
	Central	Superior	Central	Superior	Central	Superior	Central	Superior				
Datos reales	2006	255,0			42,2		-2,8%		15,5	3,3		
	2007	262,4			44,9		6,5%		21,0	5,5		
	2008	265,2			43,0		-4,3%		21,7	0,7		
	2009	252,2			44,4		3,4%		23,1	1,4		
	2010	260,6			44,1		-0,7%		25,2	2,2		
	2011	255,2			44,1		0,0%		25,3	0,0		
Escenarios de demanda												
	Datos estimados	2012	249,7			44,2	45,0	0,2%	2,0%	25,3	0,0	
		2013	248,9			44,2	45,0	0,0%	0,0%	25,3	0,0	
		2014	252	258	1,2%	1,8%	44,2	47,0	0,0%	4,4%	25,3	0,0
		2015	257	263	1,9%	2,3%	44,8	48,0	1,4%	2,1%	25,3	0,0
		2016	265	273	3,2%	3,6%	46,1	49,6	2,9%	3,3%	25,3	0,0
		2017	270	278	1,7%	1,9%	47,2	51,2	2,4%	3,2%	25,3	0,0
		2018	274	283	1,7%	1,9%	48,3	52,8	2,3%	3,1%	25,3	0,0
		2019	279	289	1,7%	1,9%	49,4	54,4	2,3%	3,0%	25,3	0,0
		2020	283	294	1,7%	1,9%	50,5	56,0	2,2%	2,9%	25,3	0,0

Cuadro 3. Cálculo del índice de cobertura previsto para la punta de invierno 2012-2021

MW	2012 /2013	2013 /2014	2014 /2015	2015 /2016	2016 /2017	2017 /2018	2018 /2019	2019 /2020	2020 /2021
Escenario Central potencia	44.200	44.200	44.200	44.800	46.100	47.200	48.300	49.400	50.500
Escenario Superior potencia	45.000	45.000	47.000	48.000	49.600	51.200	52.800	54.400	56.000
Potencia instalada (neta en R.ordinario)									
Cogeneración	6.211	6.211	6.211	6.211	6.211	6.211	6.211	6.211	6.211
Biomasa y biogás	775	775	775	775	775	775	775	775	775
Residuos	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Tratamiento de Residuos	658	658	685	685	685	685	685	685	685
Solar fotovoltaica	4.177	4.177	4.177	4.177	4.177	4.177	4.177	4.177	4.177
Solar termoeléctrica	1.848	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521
Eólica	22.513	24.027	24.027	24.027	24.027	24.027	24.027	24.027	24.027
RE Hidraulico	2.063	2.063	2.063	2.063	2.063	2.063	2.063	2.063	2.063
Nuclear	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456	7.456
Hidráulica y bombeo mixto	14.856	14.865	14.874	14.874	15.074	15.074	15.074	15.074	15.074
Bombeo puro	2.747	3.772	4.172	4.172	4.572	4.972	5.372	5.772	6.172
Ciclo combinado	24.911	24.911	24.911	24.911	24.911	24.911	24.911	24.911	24.911
Central carbón no RGS	5.711	5.505	5.067	4.505	4.505	4.505	4.505	4.505	4.505
Central carbón RGS	4.234	4.234	4.234	3.772	3.772	3.772	3.772	3.772	3.772
Fuel gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Potencia instalada	98.615	101.631	101.628	100.605	101.205	101.605	102.005	102.405	102.805
Total Potencia disponible	55.525	56.304	56.218	55.238	55.648	55.968	56.288	56.608	56.928
Interrumpibilidad	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Potencia térmica indisponible	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650	-1.650
Exceso Escenario Central punta	7.255	8.034	7.948	6.308	5.288	4.398	3.508	2.618	1.728
Exceso Escenario Superior punta	6.375	7.154	4.868	2.788	1.438	-2	-1.442	-2.882	-4.322
Índice cobertura Escenario Central	1,26	1,28	1,28	1,24	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13
Índice cobertura Escenario Superior	1,24	1,26	1,20	1,16	1,13	1,10	1,07	1,05	1,02

Fuente: REE, información aportada por el Operador del Sistema en el Informe Marco 2012/2016 y CNE

Nota: La previsión de demanda y potencia para el periodo 2012/2013 -2016/2017 ha sido aportada por REE y ha sido estimada por la CNE a partir de esa fecha, extrapolando las previsiones de REE hasta 2020 (considerando un crecimiento de las puntas hasta 2020 similar al previsto por el operador del sistema en el periodo 2012-2016).

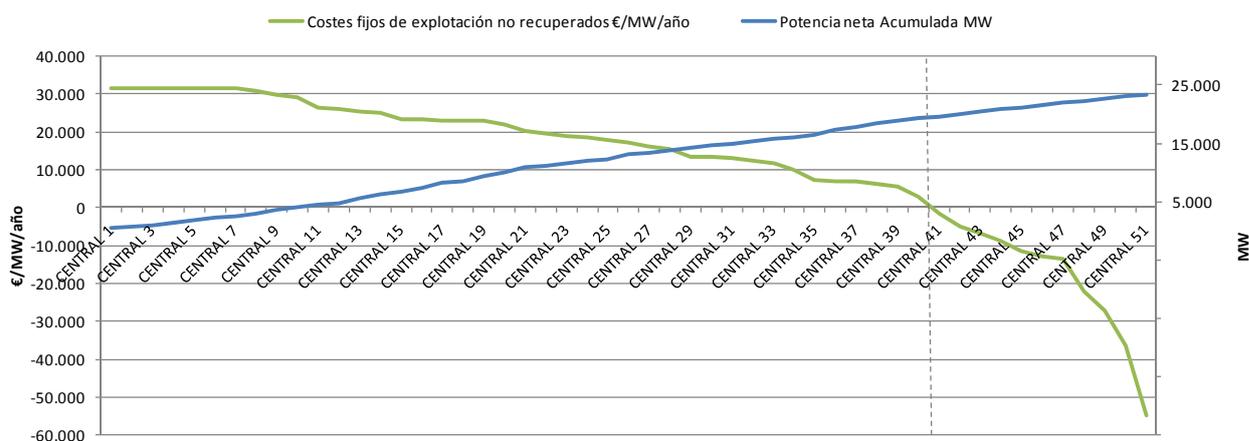
Los dos escenarios de demanda y de potencia máxima manejados en la previsión anterior (Escenario Superior y Central) se muestran en el cuadro 2, junto a los datos reales registrados desde 2006. En el cuadro 3 se muestran los parámetros utilizados para el cálculo del índice de cobertura previsto. Como puede observarse, no se estima en ningún escenario la incorporación de nueva potencia de centrales térmicas, dado que según la información aportada por los promotores a esta Comisión, se han abandonado muchos de los proyectos de ciclos combinados que no contaban con un cierto grado de firmeza (autorización o inversión ya realizada), y los que se mantienen retrasan su ejecución.

Por otra parte, los ciclos combinados instalados en la península fueron puestos en marcha durante la pasada década desde el año 2002, por lo que a partir de 2013, empezarán paulatinamente a perder el derecho a la percepción del incentivo a la inversión bajo el mecanismo actual previsto únicamente para los primeros 10 años de vida útil. A partir de ese momento, estas centrales no cuentan con un incentivo adicional al precio del mercado para mantenerse disponibles en los

periodos en los que el sistema pudiera necesitarles, salvo que se prorrogue el incentivo del servicio de disponibilidad vigente.

En este sentido, cabe indicar que la rentabilidad que presentan en la actualidad estas centrales no es homogénea: En particular, la recuperación de costes fijos de explotación es total en el caso de centrales que presentan un funcionamiento elevado en el proceso de resolución de restricciones técnicas, y reducida en el resto de ciclos combinados. En concreto, considerando los ingresos obtenidos en el mercado de producción, un 80% de la potencia de estas centrales no habría considerado cubrir sus costes fijos de explotación, tal y como se muestra en el gráfico siguiente. Por el contrario, los ciclos combinados restantes habrían conseguido no sólo recuperar costes fijos de explotación a través de los ingresos del mercado sino también recuperar parte de sus costes fijos de inversión. Según estas estimaciones, para las primeras sería más eficiente económicamente hibernar – en caso de ser posible- que mantenerse operativas.

Figura 4. Estimación de recuperación de costes fijos de explotación fijos de los ciclos combinados



Fuente: CNE

Nota: Por simplificación, en el cálculo de los costes fijos de explotación no recuperados, se parte de la hipótesis de que el precio del mercado permite la recuperación únicamente de los costes variables, al considerar al ciclo combinado como tecnología marginal. Se han considerado los ingresos obtenidos por servicios de ajuste en 2011.

Se ha considerado como coste fijo de explotación 31.300 €/MW = un coste fijo de O&M (13.000€/MW) y de peaje de gas (18.300 €/MW)

Adicionalmente, cabe citar la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), la cual define unos valores límites de emisión más restrictivos que el actual Plan Nacional de Reducción de Emisiones, con entrada en vigor el 1 de enero de 2016. En general, durante 2013, todas las instalaciones afectadas por los límites de emisiones establecidos en la DEI deberán decidir la manera de cumplirlos: La primera opción es acogerse al Plan Nacional Transitorio (PNT) con restricciones mancomunadas (bien por empresas, bien a nivel del país), a todas las centrales térmicas que se acojan a dicho plan mediante la definición de un tope anual de las emisiones de dichas centrales térmicas para cada contaminante: SO₂, NO_x y partículas, desde 2016 a 2020.

Las centrales que se acojan al PNT han de comunicarlo a la Comisión Europea antes del 1 de enero de 2013. Otra opción prevista en la DEI es no llevar a cabo ninguna inversión en equipos de reducción de contaminantes y operar cada central un máximo de 17.500 horas entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2023, orientándose así hacia un cierre irreversible una vez que se consuman dichas horas. En el caso de optar por esta opción, para poder llegar al final del periodo (2023), las centrales tendrían que funcionar una media anual de 2.200 horas. Esta opción debería comunicarse antes del 1 de enero de 2014.

Bajo estas nuevas restricciones medioambientales, caben multitud de escenarios posibles, dado que los agentes deben decidir si acometer inversiones en estas centrales, cerrarlas o mantener un funcionamiento limitado. En el caso de que no se llevaran a cabo las inversiones necesarias, estas centrales podrían ver reducido significativamente su funcionamiento y por tanto, su disponibilidad, con el fin de cumplir con las limitaciones de la DEI.

No obstante, si bien, la aplicación de la normativa nacional y europea pudiera condicionar la disponibilidad en el largo plazo de las instalaciones térmicas existentes, no se puede descartar que ante escenarios con índice de cobertura más ajustados, los precios del mercado reflejaran esa situación de escasez incentivando a las centrales nuevamente a aportar una mayor disponibilidad en los momentos en los que el sistema más las necesite.

5 JUSTIFICACIÓN DEL MECANISMO DE CAPACIDAD

Tal y como la CNE manifestó en su Informe 26/2011 a la Orden ITC/3127/2001, el mecanismo de capacidad es un instrumento regulatorio que se utiliza en los mercados eléctricos de distintos países, como complemento al conocido mercado de “sólo” energía, para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema a precios razonables.

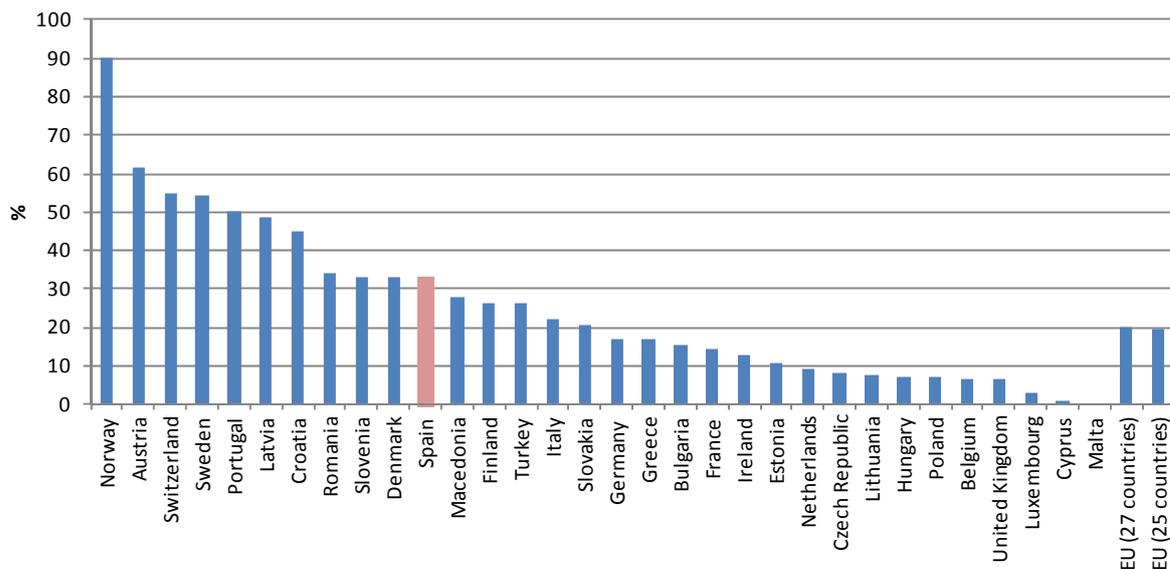
El argumento para justificar la necesidad de introducir este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado de producción, se basa en una o varias de las siguientes condiciones:

- Los precios que resultan en el mercado son siempre inferiores a un máximo fijado por el regulador. Este máximo o “cap” no refleja el coste de oportunidad de la energía en períodos de escasez,
- La baja elasticidad-precio de la demanda
- El riesgo percibido de déficit de capacidad instalada en el largo plazo debido a la falta de inversión,
- El riesgo percibido de déficit de energía en el medio plazo en períodos con falta del recurso primario (sistemas con fuerte componente de energía renovable, hidráulica o eólica)
- Los sistemas con poca capacidad de interconexión con sistemas adyacentes, donde debido a la falta de apoyo físico externo, los riesgos anteriores toman una mayor relevancia

En el sistema español se dan simultáneamente varias de estas condiciones, como por ejemplo, la existencia de un “cap” en el mercado MIBEL de 180€/MWh, una reducida interconexión con

Europa (3 % con respecto a la capacidad de producción instalada en España, siendo de un 10% en Europa), una alta penetración de renovables (32% de la demanda en 2010 en España y un 20% en Europa) y una reducida elasticidad de una parte significativa de la demanda.

Figura 5. Cuota de participación de las energías renovables sobre la producción de electricidad. Europa 2010



Fuente: Eurostat

Con respecto “*al riesgo de déficit de capacidad instalada en el largo plazo*”, de acuerdo con el apartado anterior, considerando el escenario de punta de demanda más alto aportado por el operador del sistema, no se aprecian problemas de cobertura hasta 2018 desplazándose más allá del 2020 en escenarios de crecimiento más conservadores. Teniendo en cuenta que el funcionamiento de las energías renovables suelen presionar el precio de los mercados de energía a la baja, y por otra parte, hacen que la utilización del resto de tecnologías convencionales sea reducida, y orientada básicamente a ser back-up de las energías renovables, es posible que el mercado no dé las señales necesarias para atraer la inversión que resulte necesaria a partir de ese momento. Por ello, se considera necesario prever un mecanismo, para que, en ese caso, contemple la posibilidad de dar un incentivo para atraer las inversiones que se precisen en el largo plazo para garantizar el suministro.

Con respecto al “*riesgo percibido de déficit de energía en períodos con falta del recurso primario*”, se aprecia que en el medio plazo las centrales podrían no tener incentivo adicional al precio del mercado a estar disponibles en aquellos momentos en los que el sistema más las necesita, por lo que se considera recomendable diseñar un mecanismo que corrija esta situación garantizando así la firmeza de suministro en el medio plazo.

6 CARÁCTERÍSTICAS DEL SERVICIO

6.1 *Introducción*

Una de las cuestiones clave a las que se enfrenta Europa en materia energética es cómo garantizar la seguridad de suministro con un mercado eléctrico con alta participación de energías renovables¹³, en el caso de que los mercados no den las señales suficientes para atraer nuevas inversiones.

En este sentido, los análisis realizados sobre la previsión de la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos europeos por ENTSOE¹⁴ para cada periodo, ya no solo abordan el problema de la cobertura de la punta en condiciones adversas, sino que plantean nuevas cuestiones relacionadas con el impacto de las energías renovables como por ejemplo, la valoración de la regulación existente en cada país en momentos de baja demanda coincidiendo con un exceso de generación no flexible, a efectos de conocer el nivel de fortaleza del sistema para soportar la reducción de producción renovable.

Por todo ello, en primer lugar es necesario determinar cómo definir el mecanismo para lograr estos objetivos. Adicionalmente, debe analizarse si cualquier tipo de capacidad instalada puede optar a este mecanismo, o si por el contrario se le debe requerir algunas características que la hagan más apropiada para su adaptación al contexto actual y futuro, donde la penetración de la energía renovable previsiblemente será mayor todavía.

6.2 *Consulta pública*

En la consulta pública realizada por la CNE en junio de 2012 sobre la implementación de un nuevo mecanismo de capacidad, se planteaba si el servicio que se precisa se podría definir a través de la prestación de dos productos, uno que incentive la entrada de nueva capacidad, y otro que fomente la disponibilidad de potencia con determinadas características, o a través de un único producto que consiguiera estos mismos objetivos.

Cuatro de las cinco empresas energéticas tradicionales, los generadores independientes, dos de los tres comercializadores y un operador se mostraron a favor de un mecanismo basado en dos productos, entendiendo, de forma general, que deben ser compatibles: uno de ellos enfocado a la recuperación de los costes fijos de capital, y otro para incentivar la disponibilidad, que permita recuperar los costes fijos de explotación. La empresa energética tradicional restante consideró que el pago por capacidad debería igualar los costes fijos anualizados no recuperados en los mercados de la central de punta adaptada, sin que se considere adecuada la distinción entre dos productos. Igualmente, los productores renovables, un comercializador y un operador consideraron que debería establecerse un único mecanismo que tuviera en cuenta el servicio efectivo prestado al sistema, no debiéndose incentivar la disponibilidad, ya que el mercado en su conjunto ya incentiva a los generadores a lograr este objetivo.

¹³ “Generation adequacy, security of supply and the internal market”. Comisión Europea. Electricity Working group.

¹⁴ SUMMER OUTLOOK REPORT 2012 AND WINTER REVIEW 2011/2012. ENTSOE

Los comentarios recibidos a favor de mantener dos productos, indicaban la conveniencia de por un lado, mantener un producto orientado a incentivar la inversión, que permita reaccionar adecuadamente a la disminución a largo plazo de la seguridad del sistema por reducción del índice de cobertura del mismo, y por otro lado, establecer un servicio específico que fomente la disponibilidad de potencia en los momentos de mayor necesidad. Dos de las empresas energéticas tradicionales y un operador indicaron que este último servicio debería incentivar no tanto la disponibilidad en periodos de demanda elevada, sino más aquellas tecnologías capaces de realizar un seguimiento de la demanda, y que actúen como respaldo a las energías renovables proporcionando la flexibilidad necesaria al sistema.

6.3 Propuesta

Esta Comisión considera que el mecanismo propuesto debería dar solución a una cuestión fundamental que se deriva del contexto actual y del previsto en 2020, en un sistema cuasi aislado con alta penetración de renovables no gestionables, que es el de la garantía de suministro. De acuerdo con las previsiones realizadas en el capítulo 3, se prevén dos problemas de garantía suministro diferentes: uno de largo plazo, en el que se prevé que podrían ser necesarias nuevas inversiones en capacidad a partir de 2018, y otro de medio plazo, en el que las instalaciones actuales podrían tener escasos incentivos a estar disponibles, en el caso de los ciclos combinados que hubieran superado sus 10 años de vida, o incluso presentar limitaciones a funcionar, como en el caso de las centrales de carbón. En este caso, el sistema podría encontrarse en el medio plazo con una escasez de recursos de potencia gestionable capaz de garantizar la cobertura de la demanda y un adecuado seguimiento de las energías renovables. Por ello, se plantea el nuevo mecanismo para dotarse de un servicio de garantía de suministro con dos objetivos: cubrir las puntas de demanda en el largo plazo e incentivar la disponibilidad en el medio plazo de las centrales existentes que puedan actuar como back-up de las energías renovables.

Para el primer objetivo cabría implementar un **incentivo a la inversión** que asegure la entrada de nueva potencia firme en el largo plazo cuando resulte precisa, si el mercado no ha dado las señales suficientes para que se realicen. Se trataría del problema clásico de cobertura de la máxima demanda esperada con el total de la potencia instalada aplicando un índice de disponibilidad histórico a cada una de las tecnologías, y de acuerdo con las previsiones de demanda realizadas por el OS: En el momento en que, el OS siguiendo un procedimiento de operación, determinara que el índice de cobertura previsto no se encuentra dentro de los límites de seguridad establecidos, sería necesario gestionar el mecanismo correspondiente de incentivo a la inversión. Se asegura así, que en el largo plazo el sistema de generación es capaz de cubrir la punta de demanda (suficiencia).

Para el segundo objetivo habría que implementar un **incentivo de disponibilidad de potencia gestionable**, de forma que el sistema disponga en el medio plazo (para el siguiente año) de una potencia capaz de hacer frente con un elevado nivel de confianza a la mayor variación de la demanda unida a la variación de generación del régimen especial no gestionable, así como por la pérdida de generación gestionable por fallo. Sin este incentivo, las centrales podrían tener un escaso incentivo a encontrarse disponibles en esos momentos, dado que el mercado, en el

contexto actual, no les ofrece las señales suficientes para ello. Se asegura así en el medio plazo, que el sistema dispone con la suficiente capacidad de provisión de servicios de ajuste (firmeza).

De esta forma, el servicio de garantía de suministro se implementa a través de dos incentivos que resultan independientes y no excluyentes en su implementación.

7 MECANISMO DE ADQUISICIÓN DEL SERVICIO

7.1 *Introducción*

El regulador puede optar por implementar mecanismos complementarios al funcionamiento del mercado eléctrico para asegurar la seguridad de suministro, que, sin pretender ser extensivos, podrían agruparse en la siguiente clasificación.

- Mecanismos de precio: El regulador establece las necesidades de capacidad y las valora económicamente según considere oportuno.
 - Se establece un precio fijo €/MW, disponibles o instalados
 - Se establece un importe fijo anual que es repartido entre los agentes
- Mecanismos de cantidad: En este caso, el regulador define los requisitos de capacidad y establece un mecanismo de mercado para fijar el precio de la misma.
 - Los suministradores tienen la obligación de contratar un producto ya sea a través de un mercado organizado o mediante contratos bilaterales (mercado de capacidad)
 - El OS adquiere el producto en nombre de la demanda a través de una subasta

7.2 *Consulta pública*

En la consulta pública realizada, se plantearon ambos tipos de mecanismos de pago de capacidad para fijar la retribución correspondiente: mecanismo de subastas y sistema de precios regulados. En el caso de optar por precios regulados, se solicitó adicionalmente en la consulta opinión sobre la metodología de cálculo para su determinación.

En los comentarios recibidos en la consulta pública, en línea con lo anteriormente expuesto, las empresas energéticas tradicionales y los generadores independientes manifestaron que un sistema de pagos regulados aportaría mayor estabilidad y previsibilidad, y por tanto menores riesgos, mientras que un sistema de subasta en el que participase la capacidad existente, podría conducir a precios muy bajos en momentos de exceso de capacidad instalada como el actual o a precios poco competitivos en momentos de cobertura más ajustada en los que uno o varios agentes pudieran llegar a ser pivotaes y ejercer poder de mercado. Algunos de estos agentes, destacaban la posibilidad de mantener el pago regulado para la capacidad existente, e introducir subastas progresivamente sólo para la nueva capacidad, de tal forma que se reduzca el riesgo de ejercicio de poder de mercado.

Uno de estos agentes indicó que el sistema de subastas presenta una problemática adicional: la exigencia de una serie de requisitos necesarios para conocer la firmeza del proyecto, como por ejemplo, disponer de la Autorización Ambiental Integrada, podría revelar, a cada participante la posición ofertante de todos los demás. Uno de estos agentes aportó como inconveniente adicional

que, dado que las subastas deben celebrarse con una antelación determinada, al estar este periodo vinculado al plazo de desarrollo de una tecnología concreta (por ejemplo 3-4 años en el caso de un ciclo combinado), se sesgaría el tipo de capacidad que entrase en el sistema. Por ejemplo, tecnologías eficientes con un plazo mayor de construcción, se verían desfavorecidas al quedar expuestas a un mayor riesgo (habría que comenzar su construcción antes de realizarse la subasta), lo que podría provocar una distorsión en el mix de generación.

No obstante, otros agentes (los operadores de mercado y de sistema, dos de los comercializadores y la mayor parte de los productores renovables) consideraron apropiado el mecanismo de subastas para incentivar la nueva capacidad, y en algún caso, también para las instalaciones ya existentes. Este grupo afirmó que los pagos fijados administrativamente podrían ser susceptibles de incertidumbre regulatoria, y podrían generar rentabilidades demasiado elevadas, provocando exceso de capacidad, o demasiado bajas, poniendo en riesgo la seguridad de suministro.

Complementariamente a la opción de pagos regulados, una empresa energética tradicional planteó la posibilidad de establecer mecanismos de control de la capacidad acumulada de nueva inversión, como pudiera ser un pre-registro de potencia firme (similar al existente para las instalaciones de régimen especial) que obligase a las nuevas instalaciones a inscribirse con determinada antelación y presentando determinados requisitos para optar al incentivo por inversión, de manera que en función de la potencia registrada en cada momento, se pudiera ir modificando el valor del incentivo a la inversión para futuras instalaciones no inscritas.

7.3 Propuesta

Incentivo a la inversión

A la vista de las valoraciones anteriores, se considera adecuado que el incentivo a la inversión para nuevas instalaciones se establezca a través de un mecanismo de subasta ya que debería conducir al precio más competitivo teniendo en cuenta que no tendrían por qué existir problemas de pivotalidad en el largo plazo -cualquier agente que cumpliera con los requisitos para la participación en la misma podría participar-. Este incentivo únicamente sería 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.

En el caso de que se instalara nueva capacidad sin que fuera convocada una subasta o que siendo ésta convocada, no resultara adjudicataria, esta nueva potencia no percibirá ningún incentivo a la inversión ni tendrá posibilidad de presentarse a nuevas subastas, entendiéndose que los ingresos previstos del mercado han sido considerados suficiente señal para el titular de la central para acometer la inversión. Si bien este diseño podría incentivar en algún caso a que los agentes retrasasen sus inversiones a la espera de que apareciera un déficit de capacidad en el sistema y por tanto fuese convocada una subasta, también es cierto, que éstos podrían correr el riesgo de que algún otro agente se adelantase llevando a cabo esa inversión, haciendo que la convocatoria de la subasta prevista ya no fuera necesaria.

De acuerdo con lo indicado en el capítulo 3 de este informe, es posible que las limitaciones derivadas de la aplicación de la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales supongan, a partir de 2016, un funcionamiento reducido de las centrales de carbón y en algún caso, su cierre definitivo al tener que afrontar la realización de una inversión significativa para adaptarse a esta Directiva. Adicionalmente, no se puede descartar que la introducción de nuevas normas medioambientales o de seguridad, pudieran impedir o limitar el funcionamiento de otras tecnologías. Esta problemática, al estar asociada a la necesidad de realizar una inversión en la planta para poder aportar al sistema una potencia firme en el largo plazo, encajaría con la definición del incentivo a la inversión. Por ello, se considera que aquellas plantas que requieran realizar modificaciones relevantes que supongan una inversión significativa en tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro, deberían poder participar en las subastas de nueva capacidad, en el caso de éstas fueran convocadas. En estos casos, su participación debería ser autorizada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, con el fin de garantizar la necesidad de realizar la inversión para su adaptación a la normativa que corresponda y la consideración de inversión significativa. Adicionalmente, cabría la posibilidad de introducir un límite en la retribución que podría resultar de la subasta para estas instalaciones, ya que sus costes podrían ser significativamente inferiores a los que resultaría de llevar a cabo una nueva instalación.

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 pago regulado durante 10 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 comprometidas.

Incentivo a la disponibilidad

Con respecto al incentivo de disponibilidad de potencia gestionable, el objetivo perseguido, tal y como se ha indicado anteriormente, es fomentar la disponibilidad de potencia firme y flexible que resulte necesaria como respaldo de la generación renovable no gestionable, capaz de dar una respuesta rápida en los momentos en que se la necesite. Para poder cumplir este objetivo en el medio plazo podría ser necesaria la práctica totalidad de todas aquellas instalaciones existentes que cumplan con los requerimientos establecidos, por lo que la introducción de una subasta para la prestación de este servicio podría adolecer de problemas de pivotalidad¹⁵, tal y como se observa en el cuadro siguiente. En el caso de que se planteara una subasta para asignar el incentivo de la disponibilidad a las centrales de ciclo combinado y de carbón, en 2013, ENDESA, IBERDROLA, y GAS NATURAL FENOSA podrían resultar pivotaes, en función del escenario de demanda elegido (exceso de capacidad de entre unos 6.375-7.255 MW en 2013, en el Escenario Superior y Central de demanda recogidos en el cuadro 3). Por ello, dadas las características del producto, los plazos existentes para la provisión del servicio y el grado de concentración de los

¹⁵ Los indicadores de "pivotalidad" pretenden reflejar la posición de cada generador de cara a la cobertura de la demanda, midiendo si su potencia disponible es indispensable para abastecer la demanda, una vez descontada la potencia de los demás generadores, confiriéndole así capacidad de subir los precios. Manteniendo el resto de las condiciones inalteradas, la pivotalidad de un operador tiende a ser tanto mayor cuanto más estrecho sea el margen entre demanda y potencia disponible.

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 propone el uso de un pago regulado para la retribución del incentivo a la disponibilidad.

Cuadro 4. Potencia disponible (MW) de cada empresa de ciclos combinados y centrales de carbón

EMPRESA	01/01/ 2013	01/01/ 2014	01/01/ 2015	01/01/ 2016	01/01/ 2017	01/01/ 2018	01/01/2 019	01/01/2 020	01/01/2 021
GNF	8.053	8.053	8.004	7.607	7.607	7.607	7.607	7.607	7.607
ENDESA	7.227	7.227	7.227	6.789	6.789	6.789	6.789	6.789	6.789
IBL	7.139	7.139	6.999	6.862	6.862	6.862	6.862	6.862	6.862
HC	2.991	2.991	2.764	2.764	2.764	2.764	2.764	2.764	2.764
EON	2.086	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890
GDF SUEZ	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871	1.871
ALPIQ	770	770	770	770	770	770	770	770	770
BIZKAIA ENERGÍA	739	739	739	739	739	739	739	739	739
CONTOUR GLOBAL	738	738	738	738	738	738	738	738	738
GNF-CEPSA	734	734	734	734	734	734	734	734	734
ELC	282	282	282	282	282	282	282	282	282
GLOBAL 3	258	258	258	258	258	258	258	258	258
Total general	32.886	32.690	32.274	31.302	31.302	31.302	31.302	31.302	31.302
Exceso potencia Escenario demanda Central sobre índice cobertura 1,1	7.255	8.034	7.948	6.308	5.288	4.398	3.508	2.618	1.728
Exceso potencia Escenario demanda Superior sobre índice cobertura 1,1	6.375	7.154	4.868	2.788	1.438	-	-	-	-

Fuente: CNE y REE

Nota: Aquellas empresas cuya potencia disponible resulte superior al exceso de potencia previsto en un año determinado, serían pivotales en ese año.

Se ha considerado la baja prevista de las centrales de carbón comprometidas de acuerdo con el Plan Nacional de Reducción de Emisiones a las 20.000 h de funcionamiento, y el mantenimiento de la potencia de ciclos combinados actual. Los excesos de potencia se han calculado a partir del estudio de cobertura realizado en el cuadro 3 de este informe.

8 CÁLCULO DEL PAGO DEL INCENTIVO A LA INVERSIÓN Y DEL INCENTIVO DE DISPONIBILIDAD

8.1 Introducción

Respecto al incentivo a la inversión, tal y como se ha indicado en el apartado anterior, se propone un criterio continuista para el caso de las instalaciones existentes que ya vienen cobrando este incentivo y un pago determinado mediante una subasta para las nuevas instalaciones, en el caso de que el mercado no diera las señales suficientes para lograr las inversiones necesarias.

Con respecto al incentivo por disponibilidad, se propone establecer un pago regulado que incentive la disponibilidad de potencia gestionable, lo que supone un cambio de criterio con

respecto al mecanismo actual, que vincula únicamente el pago a la disponibilidad de la central en unos periodos horarios determinados. En este apartado se aborda la definición de una metodología para el cálculo de este incentivo.

8.2 Consulta pública

Incentivo a la inversión

Las empresas energéticas tradicionales y los productores independientes, opinaron con carácter general, que en caso de establecerse dos servicios, el incentivo a la inversión debería ser el coste fijo de inversión anualizado no recuperado en los mercados de la central de punta adaptada, considerando ésta como el ciclo combinado en el sistema español. De acuerdo con la información aportada en la consulta, estos pagos se deberían situar entre los 58€/kW/año¹⁶-75€/kW/año, y su percepción debería extenderse durante la vida útil de la instalación o al menos, a 20 años. En este sentido, dos productores independientes indican que, pese a que el plazo de los 10 años actualmente vigente podría reflejar términos habituales para la financiación ajena de proyectos, no refleja la parte de financiación que se acomete con fondos propios, por lo que podría resultar arbitrario.

No obstante, una empresa energética tradicional indicó que la situación financiera actual y la necesidad de los inversores de un mayor control de los riesgos requieren un periodo de maduración de la inversión reducido, por lo que la retribución para las nuevas instalaciones debería ser por un periodo de 5 años. En este caso, suponiendo una recuperación de la inversión de un 50%, la retribución anual sería de 83 €/kW/año¹⁷.

Algunas de estas empresas indicaron que el pago debería ser igual para todas las tecnologías y que podría estar vinculado al índice de cobertura.

Incentivo a la disponibilidad

Cuatro de las cinco empresas energéticas tradicionales, y los generadores independientes consideraron que este pago debería calcularse teniendo en cuenta los costes fijos que se podrían evitar en el caso de cierre o hibernación de la instalación (costes fijos evitables). De acuerdo con la información aportada en la consulta, los costes fijos evitables ascienden a 37 -38,5€/kW/año en concepto costes de operación y mantenimiento y término fijo de los peajes de gas en el caso de un ciclo combinado, a 38 €/kW/año, en el caso de una central de carbón. La empresa energética tradicional restante consideró que el pago debería cubrir los costes fijos de explotación de la central marginalista más eficiente, es decir el ciclo combinado, una vez descontado la estimación de ingresos obtenidos en los mercados de reserva (banda secundaria y mecanismo de reserva insuficiente a subir), de lo que resulta un valor de unos 36,9 €/kW/año¹⁸. No obstante, esta

¹⁶ Según información aportada en la consulta: 58€/kW/año= Coste de inversión anualizado, con una tasa de retribución 8,5% y periodo de retribución de 20 años, coste de inversión 550€/KW.

¹⁷ Según información aportada en la consulta: 83€/KW/año= Coste de inversión anualizado, periodo de retribución de 5 años, coste de inversión de 830€/kW, y una remuneración del 50% del coste de la inversión.

¹⁸ Según información aportada en la consulta: Costes fijos O&M 14,1€/kW + Peajes de gas 28,8€/kW – Margen mercados reserva 6€/kW=36,9€/KW

empresa propuso, no retribuir a este precio toda la potencia actualmente disponible, sino únicamente aquella que resulte estrictamente necesaria para dar respaldo a las energías renovables.

Por otra parte, en la consulta se cuestionó la posibilidad de excluir del servicio de disponibilidad o descontar parte de sus ingresos a aquellas centrales que son programadas de forma recurrente por restricciones técnicas zonales. A este respecto, uno de los comercializadores y dos de las empresas energéticas tradicionales (en concreto dos que no cuentan con centrales de este tipo) y un generador independiente consideraron que, con el fin de evitar que el sistema pueda incurrir en un “*double payment*”, deberían establecerse unos ciertos límites a la retribución obtenida a través del mecanismo de restricciones técnicas. Todo ello, indicaron los productores, bajo la condición del establecimiento de una metodología de retribución del servicio de disponibilidad basada en la cobertura de los costes fijos de explotación no recuperados.

8.3 Propuesta

Incentivo a la inversión

En relación con el incentivo a la inversión de las instalaciones existentes, se considera que, por estabilidad regulatoria, se debería aplicar un criterio continuista manteniendo la retribución establecida en la Orden ITC/2794/2007 -y en la Orden ITC/3860/2007, en el caso de inversiones de carácter medioambiental-, dado que se considera que las modificaciones que ha sufrido esta cuantía desde entonces no cuentan con una justificación suficiente.

Si bien, todos los comentarios aportados por las empresas energéticas tradicionales y por los generadores independientes coincidían en la necesidad de ampliar el periodo de cobro del incentivo de 10 años a 20 años o a la totalidad de la vida útil de las centrales existentes, esta Comisión propone mantener la duración de la retribución para los primeros diez años de vida de la central, en línea con lo acordado en la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL, manteniendo así la regulación vigente. En dicha propuesta se indicaba que *“este plazo no debiera ser excesivamente largo, entre otros, por dos motivos: por un lado, el regulador debería hipotecar lo mínimo posible la evolución futura del sistema eléctrico y con ello la señal de inversión resultante de las fuerzas del mercado, y por otro, debe tenerse en cuenta que los inversores tienden a infravalorar los potenciales ingresos más allá de un periodo razonable de años -su tasa instantánea de riesgo crece con el plazo, dado que descuentan el creciente riesgo regulatorio de los ingresos de años futuros-.”*

Para las nuevas inversiones, en caso de convocatoria de subastas, el precio resultante serviría para la retribución de las instalaciones adjudicatarias durante los 10 años siguientes a su puesta en marcha.

Incentivo a la disponibilidad

Esta Comisión considera adecuado establecer el pago del servicio de disponibilidad en función del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal más eficiente, -entendiendo ésta como el ciclo combinado en la actualidad-. No obstante, se propone en línea con lo comentado por algún agente, no retribuir toda la potencia existente disponible gestionable, sino solo aquella que sea estrictamente necesaria para dar respaldo a las renovables en las condiciones más adversas, esto es, únicamente aquella que precisa el sistema.

Para ello, se propone establecer una importe anual, a repartir entre la potencia disponible, calculado en función de la potencia gestionable térmica necesaria y del coste de oportunidad de la disponibilidad de un 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 del valor que va tomando el coste de oportunidad de la 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.

En el capítulo siguiente se establece la metodología de asignación de esta cuantía anual entre la potencia disponible térmica gestionable.

9 PROPUESTA RESPECTO AL COMPROMISO EXIGIDO A LOS OFERENTES DEL SERVICIO

9.1 Introducción

Cualquiera de los mecanismos descritos en el apartado 6.1 puede combinarse con distintos niveles de compromiso de disponibilidad de oferentes del servicio:

- Disponibilidad en horas punta de acuerdo a los períodos de demanda punta definidos a priori por el OS.
- Disponibilidad en horas de escasez definidas como aquellas en las que el precio del mercado diario supere un determinado precio de referencia o precio de escasez.
- Opciones de compra de energía por parte del OS a un precio de escasez (*strike price*). El sujeto acogido a este mecanismo actuaría como vendedor de la opción de compra, que debe pagar al OS la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio de escasez, independientemente de que haya resultado casado en el mercado diario o no.

9.2 Consulta pública

En la consulta realizada se plantearon los 3 tipos anteriores de compromiso tanto para el incentivo a la inversión como para el servicio de disponibilidad.

En primer lugar, dos empresas energéticas tradicionales y los generadores independientes consideraron que el incentivo a la inversión no debería estar vinculado a ningún requisito de disponibilidad, sino únicamente a la construcción efectiva de la planta y a la acreditación de la

potencia neta comprometida. Por el contrario, tres empresas energéticas tradicionales consideran que sí debería vincularse este incentivo a la disponibilidad en horas de mayor demanda o de mayor necesidad del sistema, determinadas de manera ex-ante.

En cuanto al incentivo de disponibilidad, en las respuestas de los agentes a la consulta se aportaron diferentes alternativas, coincidiendo muchas de ellas, en que la máxima exigencia del sistema no tiene por qué coincidir en la actualidad con las puntas de demanda sino con periodos de fuerte producción renovable, y que por tanto utilizar únicamente los periodos de mayor demanda para valorar la disponibilidad, pudiera considerarse un indicador insuficiente:

- Disponibilidad en horas punta según la Orden vigente o en los periodos que se establezca, por ejemplo, en los momentos en que el mercado presente una mayor probabilidad de estrechez de cobertura debido a una reducida producción renovable. Esta fue la opinión de los generadores independientes, de uno de los operadores, de dos comercializadores y de dos empresas energéticas tradicionales. Uno de estos comercializadores, indicó que debería ligarse este pago a haber estado disponible en las horas de precio más alto, determinadas de forma ex-post.
- Disponibilidad media anual por encima de un valor estándar, según la opinión de tres empresas energéticas tradicionales y de la mayor parte de los productores renovables.

En cuanto a vincular el cobro del pago por capacidad a una disponibilidad en las horas con precios superiores a un precio de escasez resultante en el mercado diario, las empresas energéticas tradicionales consideraron que su aplicación supondría una distorsión en la formación del precio del mercado. Asimismo, indicaron que su aplicación es irrelevante hoy ya que son escasos los momentos en los que las tecnologías marginales pueden vender en el mercado diario por encima de coste variable para recuperar sus costes fijos. En este sentido, dos de estas empresas opinaron que la escasez, a día de hoy, no existe en el momento de la casación del mercado, sino cuando se acerca el tiempo real. En consecuencia, consideraron que es necesario dar respuesta a un incremento o reducción de energía renovable, ya que no existen centrales disponibles para aportarla. Adicionalmente, indicaron que optar por un precio de escasez requeriría también la modificación de la definición del servicio de interrumpibilidad, ya que este servicio estaría evitando en algunas situaciones que se alcance dicho precio de escasez.

En cuanto a la opción de compra, la opinión de los agentes fue mayoritariamente contraria a la introducción de este mecanismo (todos excepto un productor renovable y un operador), por considerar que introduce una complejidad adicional al sistema de pagos por capacidad y puede originar distorsiones económicas derivadas de la fijación ex ante de un precio de ejercicio para un extenso período de tiempo que puede no reflejar las situaciones reales de escasez en el mercado. El riesgo asociado al precio del mercado implica la incorporación de primas elevadas en las ofertas a la subasta, donde se incorporan además de los costes fijos no recuperables, el valor de la opción con unas primas de riesgo que pueden ser significativas, lo que derivaría en un encarecimiento del coste del servicio. Además, la subasta de dos productos integrados y totalmente diferentes (incentivo a la inversión y prima de la opción de compra) puede resultar económicamente más ineficiente, pues se retribuyen de forma conjunta dos productos con distinto valor. Por otra parte, el sistema no incentiva la producción en los períodos definidos como de

“escasez”, dado que la central únicamente resultará despachada cuando sus costes variables no sean superiores al precio marginal del mercado, independientemente del pago en el que deba incurrir cuando el precio del mercado supere el precio de ejercicio de la opción de compra. Adicionalmente, algunos manifestaron su preocupación de incorporar este riesgo a los generadores de la zona española, sin estar coordinada esta opción en el marco del MIBEL.

9.3 Propuesta

Incentivo a la inversión

En relación con los compromisos exigibles a los generadores, se considera que el incentivo a la inversión no debería estar vinculado a ningún requisito de disponibilidad, -al existir un incentivo específico que persigue este objetivo-, sino únicamente a la construcción efectiva de la planta en un plazo determinado, a la acreditación de la potencia firme comprometida, y al cumplimiento de las obligaciones exigidas a los productores en la regulación.

Para la acreditación de la potencia firme, se considerará la potencia neta de las instalaciones de régimen ordinario, de acuerdo con el procedimiento actual establecido en la Disposición adicional tercera de la Orden ITC/3127/2011, y para las instalaciones de régimen especial sin prima, deberá establecerse la potencia máxima que pueda garantizarse con un elevado grado de confianza para cada una de las tecnologías.

Para las instalaciones de régimen ordinario ya existentes, la potencia neta es la que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Cualquier modificación de la planta que suponga una alteración de la potencia neta deberá ser comunicada al Ministerio para su incorporación al registro de instalaciones.

Incentivo a la disponibilidad

Dada la problemática derivada de las opciones de compra, y teniendo en cuenta el difícil encaje existente en el contexto actual de los precios de escasez, se considera más adecuado ligar el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable a una disponibilidad real en las horas en las que el sistema más lo necesite. En este sentido, dado que la máxima exigencia del sistema no tiene por qué coincidir con las puntas de demanda sino con periodos de fuerte producción renovable, se propone que este incentivo se retribuya en función del hueco térmico existente en cada hora, calculado como la suma de producción real de ciclos combinados y de centrales de carbón.

El resultado de esta asignación servirá a los agentes titulares de instalaciones para incentivarlos a planificar su operación asegurándose de maximizar la probabilidad de estar disponibles en los instantes más críticos para la operación del sistema. En particular, servirá para modificar la programación de los mantenimientos –entendido tanto desde el punto de vista de asegurarse de que un grupo no esté en mantenimiento durante los momentos críticos como desde el punto de vista de mantener adecuadamente los grupos para que no tengan dificultades si son necesarios en un momento crítico-, así como para programar la gestión de los combustibles o la gestión de los embalses. En este último caso, cabe recordar lo indicado en el Libro Blanco sobre la Reforma

del marco regulatorio¹⁹ de la generación eléctrica española en relación con la carencia de incentivos de la regulación existente en 2005 sobre pagos de capacidad a gestionar los embalses hidráulicos: *“Los embalses llegaron al invierno de 2005 con unos niveles de energía almacenada bajos, de modo que no pudieron contribuir excesivamente a la cobertura de la demanda en los periodos críticos. Durante los meses anteriores de octubre y noviembre, cuando esta situación ya parecía previsible, la producción hidroeléctrica continuó siendo alta [...], de modo que no se estaba reservando agua para una hipotética situación de sequía a principios del año 2005. Esto que en principio es una actitud legítima del propietario de la central, que puede despacharla como quiera, parece mostrar que no existen incentivos adecuados para tener en cuenta criterios de fiabilidad de suministro al hacer esta explotación.”*

En cuanto a los requisitos exigibles al cobro del incentivo de disponibilidad de potencia gestionable, las plantas que tengan derecho a este incentivo deberían poder demostrar su firmeza durante un plazo prolongado de tiempo y además acreditar su posibilidad de variar el nivel de su producción con la suficiente flexibilidad para adaptarse a las variaciones de demanda y producción renovable que registre el sistema en un momento dado. Por ello, se propone que las centrales que tengan derecho a este incentivo sean aquellas que puedan acreditar una gestionabilidad ante el OS, como el cumplimiento de unos determinados tiempos de respuesta, tiempos de acoplamiento, etc. Esta gestionabilidad es actualmente exigida por el OS para permitir la participación de las centrales en los servicios de ajuste. Por ello, se considera adecuado extender estos mismos requisitos para el cobro del incentivo de disponibilidad. En concreto, se propone exigir el cumplimiento de los requisitos establecidos para los proveedores del servicio de ajuste “Gestión de desvíos generación-consumo”, establecidos en el Procedimiento de Operación 3.3.

Adicionalmente, en el caso de las térmicas, se propone que, con el fin de garantizar que no exista ninguna limitación de suministro que reduzca la disponibilidad de estas centrales, éstas deberían acreditar ante el OS que disponen del combustible o de los contratos de suministro necesarios que permitan un funcionamiento continuado a plena carga de 15 días en las horas punta y llano, siendo éste el periodo estimado en el que podría coincidir una demanda elevada con reducida aportación eólica. En el caso de la hidráulica, esta acreditación ex ante no es posible dado que dependerá de las aportaciones hidráulicas reales que se registren en cada año. Nos obstante, su retribución debería tener en cuenta este factor a fin de que la consideración de todas las tecnologías sea simétrica, tal y como se propone en el apartado 11.2.

Adicionalmente, se debería acreditar la posibilidad de funcionar de forma continua sin ninguna limitación medioambiental, de tal forma que las centrales pudieran aportar una potencia disponible efectiva, en el caso de ser necesarias para la seguridad del sistema. En este sentido, el Libro Blanco indicaba que *“no se deberían asignar obligaciones de garantía de potencia a un ciclo combinado si no tiene contrato de ATR de gas, o si existe una limitación local de NOx que no le permita producir”*.

Actualmente, las plantas que cumplirían con estos requisitos serían los ciclos combinados, las centrales de carbón, algunas centrales de fuel, las centrales hidráulicas no fluyentes y las centrales de bombeo, que no cuenten con limitaciones medioambientales.

¹⁹ Ignacio Perez Arriaga 2005

La potencia con derecho a este incentivo será la potencia neta habilitada para la prestación del servicio de gestión de desvíos, siempre que cumpla el resto de requisitos anteriores, deducidas las indisponibilidades declaradas al OS en cada momento.

Finalmente, cabe indicar que se recibió algún comentario en la consulta proponiendo que este servicio se repartiera únicamente entre las centrales que resultaran despachadas, y no entre todas las declaradas disponibles, con el fin de evitar que centrales que pudieran presentar una disponibilidad ficticia recibieran este pago. Sobre esta cuestión, esta Comisión considera que el vincular el pago de la disponibilidad al despacho efectivo de una central podría provocar la internalización de dicho pago en sus ofertas, pudiendo ésta incluso resultar programada por debajo de sus costes variables, distorsionando así la formación del precio del mercado.

10 HIBERNACIÓN

10.1 Introducción

Una cuestión asociada a la cobertura de la demanda que se ha planteado a nivel europeo a medida que las renovables han ido ocupando una participación más relevante, es la hibernación de las plantas de generación. Tal y como se ha indicado en el apartado 3.2 este informe, la hibernación consiste en un cierre temporal de la planta que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior. Estas decisiones suelen plantearse cuando las centrales consideran que las condiciones de mercado actuales no permiten ni siquiera la recuperación de los costes fijos de explotación o costes evitables de estar disponibles. Estos costes son aquellos en los que la central debe incurrir anualmente para mantenerse operativa, o lo que es lo mismo, aquellos costes en que la central no incurriría si decidiera cerrar.

En este sentido, cabe citar el último estudio de cobertura de Ofgem²⁰, en el que indica que una de las cuestiones más difíciles de prever en el largo plazo, además de conocer la nueva potencia que estará instalada a cuatro años vista, es estimar cuando volverán a operación las centrales que han sido temporalmente hibernadas.

10.2 Consulta pública

En general, todos los agentes mostraron acuerdo en que se permita la posibilidad de la hibernación en aquellos casos en los que los generadores consideren el pago por disponibilidad insuficiente o cuando no resulten asignados en una subasta. Se plantearon diferentes niveles de hibernación, desde la versión menos ambiciosa que suponga la opción de evitar peaje de acceso y mantener personal mínimo hasta la posibilidad de reducción de plantilla y exención de impuestos y tasas (medioambientales, Plan de Ahorro y Eficiencia Energética,...), sin limitación de tiempo alguno. Algún agente sugirió, además, la eliminación de cualquier barrera que impida el cierre de una planta, ya que de otra forma los inversores considerarían que una vez comprometida su inversión, ésta se convertiría en un coste hundido.

²⁰ Electricity Capacity Assessment. Ofgem. 5 Octubre 2012

10.3 Propuesta

Los diseños regulatorios que no contemplan esta opción, no permiten que el mercado tenga la posibilidad de ajustar por sí mismo la capacidad disponible, lo que lleva a una ineficiencia de costes y adicionalmente, a un posible incremento del precio requerido por los agentes cuando se requiera una subasta de capacidad para atraer nuevas instalaciones.

Por ello, se considera que se debería permitir la hibernación, de tal forma que el exceso de capacidad existente en un momento dado, pudiera autoajustarse gracias a las decisiones de los propios agentes. No obstante, estas decisiones no deberían afectar en ningún caso a la seguridad del suministro, por lo que ésta debería requerir un análisis y autorización previa por parte del operador del sistema. Para ello, sería necesario el desarrollo de un procedimiento de operación específico que determinara de manera transparente los criterios para poder autorizar la hibernación, así como el volumen de capacidad máximo que podría dejarse en estado de hibernación para un periodo determinado, todo ello, en coherencia con el procedimiento de operación del cálculo del índice de cobertura que ha de activar las subastas de capacidad de nueva potencia. Con el fin de que la seguridad de suministro no se viera afectada en el medio plazo por estas decisiones, el plazo autorizado para la hibernación no debería ser superior a 1 año, debiéndose solicitar una nueva autorización para poder prorrogar dicho periodo. La hibernación no debería eximir al generador del pago de los costes que regulatoriamente le sean asignados, como por ejemplo, la actual contribución al Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

No obstante, la Ley 54/97 obliga a los productores a mantener sus instalaciones disponibles y a ofertar en el mercado de producción la energía que no esté comprometida en un contrato bilateral²¹, por lo que el concepto de la hibernación podría resultar incompatible con la regulación actual. Por tanto, la introducción de esta opción precisaría de una modificación de la Ley.

11 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA

No se debería olvidar que, si bien hasta ahora, la seguridad de suministro ha sido una cuestión que se ha abordado exclusivamente desde la generación, en el medio y largo plazo, las soluciones desde el lado de la demanda, deberían desempeñar también un papel importante para

²¹ Artículo 26. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.

2. Serán obligaciones de los productores de energía eléctrica:

a. El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles.

b. La presentación de ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado, en los términos previstos en el artículo 23.

Artículo 23. Mercado de producción. Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica.

1. Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

alcanzar este objetivo de manera más eficiente. Por ello, esta cuestión fue abordada en la consulta pública sobre los pagos por capacidad.

11.1 Consulta pública

En la consulta se cuestionó si resultaría adecuado contemplar a los consumidores que aportan el servicio de interrumpibilidad como oferentes del servicio de disponibilidad.

A este respecto, tres empresas energéticas tradicionales, un operador, un comercializador y dos productores renovables consideraron que la interrumpibilidad debería integrarse dentro del mecanismo de disponibilidad al tratarse del mismo tipo de servicio. Por el contrario, las otras dos empresas energéticas tradicionales, los generadores independientes y un comercializador, indicaron que no se aportan los mismos servicios, y por tanto deben ser independientes. En este sentido, uno de los operadores indicó que la interrumpibilidad es un mecanismo de último recurso, mientras que el servicio de disponibilidad está centrado en la reserva de potencia y en la provisión de servicios de ajuste, aspectos no alineados con un mecanismo de último recurso. Por ello, planteaba, coincidiendo con uno de los productores renovables, de manera desacoplada al servicio de interrumpibilidad, la posibilidad de potenciar agregadores de cargas que puedan participar en el servicio de disponibilidad. Uno de los productores renovables que consideraban que la generación no precisa de un incentivo adicional para estar disponible opinaba igualmente que la demanda no debería disponer de un servicio de interrumpibilidad, siendo el precio del mercado suficiente señal para incentivar las decisiones eficientes sobre inversión y consumo.

11.2 Propuesta

En este sentido, la Comisión Europea indica que si los mecanismos de capacidad desarrollados por parte de cada Estado Miembro no tuviesen en cuenta la respuesta de la demanda como una opción, sino que se centrasen en soluciones basadas únicamente en generación, se perdería la oportunidad de obtener soluciones más eficientes²².

La definición dada al servicio de disponibilidad de potencia gestionable, hace compatible la participación de la demanda en el mismo, ya que la demanda podría ajustar en el medio plazo su consumo en función de los periodos que se establezcan como por ejemplo, en aquellos en los que el sistema pueda presentar una reserva de potencia más reducida (mayor hueco térmico).

Por ello, se considera que la demanda debería incorporarse paulatinamente al mecanismo de disponibilidad que se propone en este documento, aprovechando el desarrollo de las “*smart grid*” y la implementación de agregadores de carga que den fortaleza a los servicios aportados por la

²² Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Draft 1 septiembre 2012. Making the internal energy market work.

demanda, así como la participación progresiva de las instalaciones que actualmente están suministrando el servicio de interrumpibilidad actual.

Entre tanto, la necesidad de potencia que se precise tanto en largo plazo a efecto del cálculo del índice de cobertura, como en el medio plazo, a efectos del cálculo del mayor hueco térmico previsto, deberá ser estimado, deduciendo la potencia de los consumidores que actualmente aportan el servicio de interrumpibilidad.

12 DETALLES DE LA IMPLEMENTACIÓN

12.1 Incentivo a la inversión

Retribución vigente en la actualidad

Se propone el mantenimiento del pago del incentivo a la inversión establecido en la Orden ITC/2794/2007, para las inversiones realizadas desde 1998, así como para las inversiones medioambientales, ambas llevadas a cabo hasta la entrada en vigor de la nueva Orden, con el fin de dar continuidad al mecanismo que existía previamente a la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Índice de cobertura

A partir de la entrada en vigor de la Orden, semestralmente, el OS deberá calcular el cálculo del índice de cobertura de la demanda a diez años vista, de tal forma que se detecten los problemas de cobertura con antelación. En el caso de que el índice de cobertura previsto en los próximos cuatro años se sitúe por debajo del deseable para garantizar la seguridad de suministro, se realizará la convocatoria de una subasta de nueva capacidad. Los criterios del procedimiento del cálculo de la cobertura de la demanda deberán ser transparentes y objetivos a fin de que sean fácilmente replicables por los agentes. Por ello, se considera necesario el desarrollo de un procedimiento de operación específico que fije dichos criterios, teniendo en cuenta los siguientes principios:

- El índice de cobertura deberá calcularse teniendo en cuenta la punta máxima horaria de potencia de demanda prevista para cada uno de los cuatros 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, teniendo en cuenta 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.

- Los retrasos o incumplimientos de los proyectos que hayan resultado adjudicatarios en subastas de incentivo a la inversión previas.

Implementación de subastas

El esquema general para el desarrollo de una subasta de capacidad centralizada supondrá los siguientes hitos generales:

1. *Decisión sobre el momento de realizar una subasta y el volumen demandado.* El legislador tomará la decisión de lanzar una subasta de capacidad (incentivo a la inversión) por un volumen determinado en base a las previsiones realizadas por el Operador del Sistema, así como con la opinión y asesoramiento de la CNE. Esta decisión debería tomarse con años de antelación, de forma que permita la construcción de nueva capacidad. El volumen demandado tendrá en cuenta la diferencia entre las necesidades previstas de capacidad y las previsiones de capacidad existente (se pueden lanzar subastas con suficiente antelación por un determinado volumen y posteriormente ir adaptando nuevas subastas a la nueva información existente, por ejemplo, las denominadas subastas de reconfiguración en Colombia).

El momento de lanzar la subasta, o especialmente el tiempo entre la celebración de la subasta y el periodo de inicio de entrega de la energía es relevante, y que debe ser analizado teniendo en cuenta también una perspectiva de fomento de la presión competitiva en la subasta²³. Debe tenerse en cuenta que la dimensión temporal (fecha de celebración de la subasta) genera cierta elasticidad en la demanda de capacidad.

²³ La promoción de la subasta es un elemento necesario para atraer el suficiente interés y participación en la misma y por tanto, garantizar su éxito. También es importante proporcionar plazos de tiempo razonables en los procesos de precalificación y calificación al objeto de que los nuevos entrantes realicen análisis de los costes del proyecto y promover así la simetría entre los agentes.

A modo ilustrativo, ya el Libro Blanco (2005), consideraba la necesidad de tener en cuenta elementos de suficiente presión competitiva en subasta de nueva capacidad. En particular, se proponía un proceso general de calificación en el que se solicitaran ofertas únicamente de cantidad a un precio no superior a un precio máximo (de hecho de forma similar al papel que las ofertas indicativas tienen en las subastas de energía que se están desarrollando actualmente en España). Si la ratio de elegibilidad (el volumen de ofertas relativo al volumen que se desea adquirir) es suficiente, se realiza la subasta. La ratio de elegibilidad es suficiente, si al menos ningún oferente es pivotal. Si la ratio de elegibilidad es insuficiente, la propuesta del Libro Blanco señalaba, que debían mantenerse “las ofertas calificadas” durante unos meses, iniciándose un proceso de promoción de las subastas a través de una campaña de información al objeto de captar nuevos participantes. El aplazamiento de la subasta sería una señal al mercado de baja presión competitiva y por tanto, de hipotéticos precios altos. Esta señal puede atraer a inversores que inicialmente tuvieran la expectativa de no ganar la subasta y no asumieron el coste que implica todo proceso de calificación. Es importante mantener en la segunda convocatoria de subasta el precio máximo al que los agentes presentan sus ofertas al objeto de que no existan comportamientos estratégicos, y que los agentes no declaren su volumen máximo de calificación inicialmente para incrementar dicho precio.

Por tanto, a la hora de determinar la fecha de la subasta debe fomentarse la participación de un número suficiente de agentes, posiblemente no existentes. Por ello, debe tenerse en cuenta que la dimensión

Por tanto, el desarrollo del incentivo a la inversión requiere de un cronograma propio que tenga en cuenta especialmente el proceso de cálculo del índice de cobertura a varios años vista (4-5 años).

2. *Celebración de la subasta.* Los oferentes de capacidad, que pueden ser nuevas plantas o plantas ya existentes, ofrecerán capacidad disponible para que esté efectiva en una fecha futura conocida. Todos los sujetos habilitados a participar podrán hacerlo, si bien cabe incluir algunas limitaciones en las ofertas que realicen ciertos agentes²⁴, como por ejemplo, en las ofertas que realicen aquellas centrales ya existentes que requieran realizar modificaciones relevantes en tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro y que hayan sido autorizadas a participar.

3. *Requisitos para participar en la subasta.* Los requisitos exigibles a los agentes para participar en la subasta, las garantías y avales exigidas para participar en la subasta y las exigidas durante el periodo de tiempo que transcurre entre la fecha de celebración de la subasta y la puesta a disposición del OS de la capacidad, así como las penalizaciones por incumplimiento penalizaciones son factores que deben tenerse en cuenta para diseñar un esquema que permita, tanto que la subasta se celebre en un contexto de suficiente presión competitiva como que exista un nivel razonable de seguridad de que la capacidad contratada en la subasta obtendrá finalmente el acta de puesta en marcha. Para ello de nuevo, el volumen de capacidad adquirido en cada una de las subasta de incentivo a la inversión que se celebren así como la periodicidad de las mismas son también factores a tener en cuenta en el diseño final del esquema de subasta y las condiciones que se exijan a los agentes para participar en la subasta.

Un elemento clave de las subastas de nueva inversión, será la participación de un número elevado de agentes. Para ello, es especialmente importante dotar de información y plazos suficientes para que los agentes puedan valorar su participación en la misma.

Asimismo, la celebración de la subasta debe estructurarse con plazos suficientes como para que en caso que antes de la celebración de la subasta se percibiera que no existe suficiente interés, la subasta pudiera retrasarse y pudieran desarrollarse las actuaciones de promoción de la subasta que fueran consideradas oportunas.

Con el fin de garantizar la existencia de un nivel razonable de seguridad de que la capacidad contratada en la subasta obtendrá finalmente el acta de puesta en marcha, cabría requerir a los agentes al menos aquella tramitación que pudiera poner en riesgo la ejecución del proyecto. Por ejemplo, cabría exigir a los proyectos contar con la

temporal (fecha de celebración de la subasta) permite que la demanda de capacidad tenga una cierta elasticidad (si la subasta se celebra cuando la necesidad de capacidad es imperiosa, la demanda de capacidad tendrá una baja elasticidad).

²⁴ Por ejemplo, en la subastas de capacidad de Colombia se establecen algunas limitaciones a las ofertas realizadas por plantas ya existentes (por ejemplo que hayan realizado ciertas inversiones y mejoras). Las limitaciones en el proceso de ofertas (típicamente en las primeras rodadas de la subasta) tienen por objeto fomentar la presión competitiva en la subasta.

Autorización Ambiental Integrada (AAI)²⁵ de la planta, siendo esta la resolución del órgano competente de la Comunidad Autónoma, por la que se permite explotar la totalidad o parte de una instalación, garantizándose el cumplimiento de una serie de principios de prevención y control ambiental de una forma integrada. No obstante, dado que este requerimiento podría reducir significativamente el número de agentes, cabría requerir, en su defecto, la presentación de un aval adicional al previsto en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000 que represente un porcentaje elevado del coste del proyecto ligado al compromiso de obtener la AAI en un plazo limitado, por ejemplo en un plazo no superior a 1 año.

Adicionalmente, sería necesario regular la consideración del aval al que hace referencia el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, en caso de que el proyecto no resultase adjudicatario en la subasta. En este sentido, se considera que el promotor debería tener la opción de desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación sin que procediese la ejecución de dicho aval, por lo que sería necesario modificar la redacción actual de dicho artículo²⁶. Adicionalmente, procedería la cancelación del aval adicional referido en el párrafo anterior tanto si resulta adjudicatario y obtiene la AAI dentro del plazo establecido, como si no resultase adjudicatario.

3. Obligaciones de los adjudicatarios en la subasta. Si un agente resulta adjudicatario en la subasta, obtendrá el pago asociado al incentivo a la inversión durante un periodo determinado (por ejemplo, 10 años) si finalmente provee dicha capacidad en el plazo acordado. Los adjudicatarios deberán estar sujetos a penalizaciones que incentiven a la realización de la inversión en capacidad acordada y que permitan asegurar que la capacidad contratada está disponible cuando sea requerido.

En el caso de la ejecución de las penalizaciones deberá tenerse en cuenta que el incumplimiento sea achacable al agente adjudicatario en la subasta, y no por ejemplo a retrasos derivados de otros organismos.

Retribución

La retribución de la inversión de cada instalación se calculará de la siguiente manera:

²⁵ La Autorización Ambiental Integrada se establece en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, en el Real Decreto 509/2007, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, y en la normativa autonómica de aplicación en este ámbito.

²⁶ Artículo 124.[...]"Para las instalaciones de producción en régimen ordinario, el solicitante antes de iniciar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los trámites de evaluación de impacto ambiental. El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga la autorización administrativa de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de información de la Administración en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval.[...]"

*Retribución por incentivo a la inversión del generador $i = \text{Importe fijo } \text{€}/\text{MW}/\text{año} * \text{Potencia firme } i$*
Donde

Importe fijo € / MW = Importe de la Orden ITC/2794/2007, en el caso de inversiones existentes, importe de la Orden ITC/3860/2007, en el caso de inversiones medioambientales, y el resultado de las subastas para nueva capacidad asociada a nuevas instalaciones o a instalaciones que supongan inversiones significativas de carácter estratégico o de seguridad.

Potencia firme i = *Potencia del generador i* * *Coef_{Firmeza}*

Potencia del generador i , será la potencia neta incluida en el Registro de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para las instalaciones de régimen ordinario. Para las instalaciones de régimen especial sin prima, será la potencia bruta incluida en el Registro de instalaciones de régimen especial.

Coef_{Firmeza}, es el porcentaje de la potencia a partir del cual, hay un elevado nivel de probabilidad (por ejemplo, un 90%) de ser superada, teniendo en cuenta datos históricos de los últimos 5 años. Este coeficiente deberá ser coherente con el utilizado en el cálculo del índice de cobertura.

Para la acreditación de la potencia neta, resultará de aplicación el procedimiento vigente actualmente establecido en la Disposición adicional tercera de la Orden ITC/3127/2011. La nueva Orden deberá establecer los coeficientes de aplicación (*Coef_{Firmeza}*) a efectos del cálculo la potencia firme de cada tecnología, que deberán ser coherentes con los establecidos en el procedimiento de operación del cálculo del índice de cobertura.

12.2 Incentivo de disponibilidad de potencia gestionable

Requisitos

Tendrán derecho a este incentivo aquellas centrales de régimen ordinario o de régimen especial sin prima que acrediten ante el OS estar habilitadas por el OS para la participación en el mecanismo de gestión de desvíos, y que no cuenten con limitaciones medioambientales que las impidan un funcionamiento continuo. Adicionalmente, las centrales térmicas deberán acreditar que disponen de contratos de suministro que aseguren un funcionamiento continuado de 16 horas diarias durante 15 días. En la actualidad, esto supondría que tendrían derecho a este incentivo los ciclos combinados, las centrales de carbón, las centrales hidráulicas y las centrales de bombeo que cuenten con inscripción en el registro de instalaciones de producción, y que no tengan limitaciones medioambientales al funcionamiento.

Procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable

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:

Retribución anual térmica = Coste de oportunidad de la disponibilidad x Potencia necesaria de respaldo
Donde:

Coste de oportunidad de la disponibilidad = Se estima como el coste fijo de explotación de una central de punta (€/MW/año) asociado a su permanencia en operación y que no haya sido

recuperado vía otros mercados. Para ello, se considerará los costes y los ingresos medios de una central de este tipo durante un periodo significativo. Este coste de oportunidad será calculado anualmente y contemplarán la revisión anual de los parámetros de costes e ingresos utilizados de acuerdo con una metodología transparente.

Potencia necesaria de respaldo = Potencia máxima necesaria de tecnologías con capacidad gestionable, calculada como la media del hueco térmico máximo registrado en un periodo suficientemente amplio (p.e. en los últimos tres años). La potencia interrumpible prevista para cada periodo deberá contemplarse como una reducción del hueco térmico máximo²⁷.

La retribución anual térmica debería calcularse con el suficiente plazo de antelación al año que corresponda, con el fin de permitir en su caso a los agentes, tomar las decisiones de hibernación que consideren, así como gestionar sus contratos de aprovisionamiento. No obstante, dado que determinadas decisiones deben requerir una mayor capacidad de previsión a medio plazo, las reglas para la determinación de este importe, así como para su reparto deberían quedar claramente definidas y mantenerse en el tiempo.

Con el fin de que los agentes puedan conocer con antelación cuando deberían programar sus mantenimientos anuales así como de gestionar sus aprovisionamientos y sus embalses, se propone realizar, antes de que comience cada año, un reparto mensual (*retribución mensual térmica*) de la retribución anual térmica de tal forma que se incentive a los agentes a estar disponibles en aquellos momentos, que de acuerdo con las previsiones, sean más adecuados desde el punto de la seguridad del sistema. Se muestra a continuación, un posible reparto del importe anual calculado a partir del hueco térmico mensual registrado en 2011 y 2010:

Cuadro 5. Posible reparto de la retribución anual térmica del incentivo a la disponibilidad en 12 retribuciones mensuales térmicas

ene	feb	mar	Abr	may	jun	jul	ago	Sep	Oct	nov	Dic
8%	6%	4%	2%	5%	8%	14%	13%	14%	10%	8%	8%

Nota: para el cálculo de los porcentajes mostrados en esta tabla se ha utilizado las cuotas mensuales registradas en 2010 y 2011 de la producción térmica convencional y moduladas de tal forma que el incentivo sea superior en los meses de mayor hueco térmico.

En este sentido, se considera que el operador de sistema debería proponer 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.

Adicionalmente, se considera necesario, que con el fin de dar la mayor información posible a los agentes para la toma de decisiones de mantenimiento de sus centrales, el operador del sistema debería remitir junto con la información anterior, las previsiones de potencia que podría ser autorizada a hibernar en el año siguiente sin poner en riesgo la seguridad de suministro, - información que tendría únicamente un carácter indicativo-.

La Comisión Nacional de Energía, una vez recibida la propuesta del operador del sistema de reparto mensual y de previsiones de capacidad de hibernación, calculará la retribución anual y mensual térmica, para su publicación mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Asimismo, indicará los máximos y mínimos valores de retribución unitaria que podrían resultar del

²⁷ Para el cálculo del hueco térmico máximo histórico se sumarán las interrumpibilidades efectivamente aplicadas, y se deducirá la potencia máxima del servicio de interrumpibilidad prevista para el año que corresponda.

reparto de las retribuciones anuales térmicas, teniendo en cuenta una hibernación máxima y nula de las centrales de generación, según la información aportada por el operador del sistema.

Asignación de la retribución mensual térmica

Se propone un reparto de la retribución mensual térmica en función de la potencia disponible térmica y del hueco térmico registrado en cada hora del mes, de tal forma, que la retribución de la potencia neta disponible sea mayor en aquellos periodos donde el hueco térmico real haya sido mayor. De esta forma, se da una señal de corto plazo a las centrales térmicas, aprovechando la información cercana al tiempo real, para que realicen los mantenimientos de corta duración, adicionales a los anuales, que pudieran resultar necesarios.

La potencia disponible térmica será la potencia acreditada para este servicio, deducidas las indisponibilidades declaradas al OS en cada hora.

El hueco térmico registrado en cada hora se calculará como la energía producida por la potencia gestionable térmica.

Según lo anterior, la retribución unitaria $RUT_{h,m}$ que percibe la potencia gestionable térmica disponible en la hora h del mes m en concepto de incentivo a la potencia gestionable:

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

Donde

RT_m es la retribución mensual térmica.

$\text{Hueco térmico } h$ es el hueco térmico real correspondiente a centrales térmicas gestionables que se ha producido en la hora h

$\sum_j^{\text{instal termicas}} P_{j,h}$ es la potencia gestionable 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 OS en cada momento.

$\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco termico } k$ es la suma del hueco térmico correspondiente a centrales térmicas gestionables que se ha producido en cada una de las horas del mes

La retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable térmica 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 , calculada como la potencia acreditada para

la prestación del incentivo de disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al OS en cada momento.

La retribución unitaria que resulte del reparto de la cuantía anual entre la potencia térmica gestionable $RU_{Th,m}$ se utilizará como una estimación del valor de la disponibilidad de la potencia hidráulica disponible. Así, la retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable hidráulica en la hora h del mes m será:

$$R_{i,h,m} = RU_{Th,m} * P_{i,h,m}$$

Donde

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

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

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

Requisitos y Penalización

La potencia que quisiera ofrecer el servicio de disponibilidad gestionable en el año siguiente, debería solicitar su acreditación al operador del sistema, aportando la información necesaria que justifique el cumplimiento de los requisitos exigidos.

Aquellas centrales acreditadas por el OS que se muestren disponibles en un momento dado, cobrarán un incentivo mayor o menor en función de cómo se haya caracterizado ese momento en cuanto al hueco térmico existente, no percibiendo incentivo alguno en caso de mostrarse indisponible. De esta forma, el pago se considera suficiente incentivo para que las centrales se encuentren disponibles en los momentos en que el sistema lo necesita, no considerándose necesario el establecimiento de un requerimiento mínimo de disponibilidad en ciertos periodos para el cobro de este incentivo.

En ese sentido, cabe recordar que la aplicación del mecanismo establecido en la Orden ITC/2794/2007, ha supuesto que alguna central pierda el derecho al incentivo anual por presentar una indisponibilidad sobrevenida, cuestión que pudiera ser ajena al productor. Adicionalmente, la existencia de penalizaciones por falta de disponibilidad en un momento determinado podría incentivar la existencia de indisponibilidades no declaradas coincidiendo con esos periodos.

Por ello, se propone que en el caso de que una central esté cobrando el incentivo a la disponibilidad por ofrecer una potencia disponible, encontrándose realmente indisponible (por ejemplo, si ante requerimiento del operador del sistema, fuese programada en un momento determinado, y se mostrase indisponible sin haberlo declarado previamente, o a través de una inspección de la CNE, o por mantener una indisponibilidad parcial no declarada), deberá devolver el incentivo de disponibilidad anual correspondiente a los dos últimos años. En ese sentido, cabría la posibilidad de que se habilitara al OS a programar con carácter aleatorio, alguna de las instalaciones con derecho a este incentivo, para comprobar su disponibilidad real.

13 ENCAJE DE LA PROPUESTA EN EL MIBEL Y EN LA INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS REGIONALES

La propuesta realizada en este documento encaja con los principios generales recogidos en la propuesta de Consejo de Reguladores del MIBEL, dado que recoge los criterios de diseño establecidos para los dos componentes del pago por capacidad: el incentivo a la inversión y el incentivo a la disponibilidad. También, coincide con la propuesta del MIBEL en cuanto a que se considera necesario, dotar al mecanismo de una señal de estabilidad (y garantía) regulatoria desde el mismo momento en el que se implanta el nuevo diseño, por lo que se debe respetar la remuneración que percibían previamente los grupos ya instalados en el sistema.

En cuanto al marco de la integración de los mercados regionales europeos, la propuesta encaja con los criterios generales presentados por la Comisión Europea recogidos en el capítulo 2 de este informe. No obstante, dado que a nivel europeo los mecanismos de pagos por capacidad y su impacto en la creación de un único mercado, es una cuestión prioritaria, que se está abordando a través de varios proyectos puestos en marcha recientemente tanto por ACER como por la Comisión Europea, se considera que la implementación de la propuesta recogida en este informe, debería tener en cuenta cualquier avance que se realice en este sentido.

Finalmente, cabe señalar que el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable incluido en esta propuesta sería acorde a lo indicado por la Comisión Europea²⁸, en cuanto a que si los mecanismos de capacidad no distinguen entre potencia base y potencia punta podrían no atraer el tipo de capacidad que precisa el sistema. Adicionalmente, también sería acorde a la consideración realizada por la Comisión Europea²⁹ en cuanto a que la seguridad de suministro consiste por una parte, en asegurar la existencia de recursos flexibles que se adapten a la generación renovable, y

²⁸ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_en.pdf

²⁹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_question_answers.pdf

por otra, en garantizar la capacidad suficiente disponible para satisfacer la demanda ante posibles condiciones adversas (como ocurrió en febrero de 2012).

El mecanismo propuesto sería de aplicación a cualquier central de generación que cumpla los requisitos que se exijan para tener derecho al servicio de garantía de suministro, sin importar la localización. No obstante, la potencia situada fuera del territorio nacional, sólo podría optar por este derecho hasta el máximo de la capacidad de la interconexión existente entre el territorio nacional y el país donde esté situada la central. Este derecho estará sujeto a la existencia de un mecanismo recíproco entre ambos países de garantía de suministro, con el fin de evitar una doble retribución.

Tal y como se ha indicado en el apartado 9.3, los incentivos aquí previstos no alterarán las ofertas realizadas por los agentes, por lo que la formación de precios del mercado diario no debería verse distorsionada por la implementación del mecanismo propuesto. Por ello, no se prevé que tenga impacto en el mercado ibérico MIBEL ni en el proceso de integración del MIBEL con el resto de los mercados europeos.

14 PROPUESTA DE ACTUACIÓN

A continuación se establece cual deberían ser las actuaciones a llevar a cabo para poder implementar el servicio propuesto:

1. **Publicación de una nueva Orden que regule el servicio de garantía de suministro que sustituya o modifique las actuales Órdenes ITC/2794/2007 e ITC/3127/2011** (se adjunta una propuesta de Orden en el anexo 1 de este informe).

En un anexo de dicha Orden se establecerán los criterios para el cálculo de la bolsa anual del incentivo de disponibilidad, así como su procedimiento de cálculo, habilitando al Secretario de Estado de Energía a fijarla anualmente, previo informe de la CNE.

En dicha Orden se habilitará al OS para que realice una propuesta con la adaptación del P.O. 14.4 de “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema” que permita llevar a cabo la liquidación de los incentivos propuestos.

En dicha Orden se habilitará al OS para que realice una propuesta de P.O. al Secretario de Estado de Energía donde se establezcan los criterios y procedimiento del cálculo del índice de cobertura. También se habilitará al OS para que calcule este índice semestralmente, tras la entrada en vigor de dicho procedimiento.

En dicha Orden, se recogerán los criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión y se habilitará al Secretario de Estado de Energía para el desarrollo de los criterios de convocatoria y de participación en las subastas de nueva capacidad para la asignación del incentivo de inversión de nueva capacidad. En concreto, deberían regularse, entre otros, los siguientes aspectos:

- o Sujetos habilitados para participar en la subasta (existentes, no existentes), exigencias de garantías y avales para participar

- Proceso previo a la subasta: promoción de la subasta, proceso de calificación, habilitar u proceso para que los agentes puedan opinar sobre los contratos, reglas y procedimiento general de la subasta
- Designación del administrador de la subasta (o proceso para su designación)
- Establecimiento de derechos y obligaciones de los agentes habilitados para ofertar en la subasta.
- Procedimiento para realizar el seguimiento por parte del Operador del sistema y la CNE de los proyectos que resultan adjudicatarios en la subasta.
- Determinación de posibles penalizaciones por retraso y por incumplimiento de los plazos
- Papel de la CNE como entidad supervisora

El desarrollo de subastas requeriría la modificación del Real Decreto 1955/2000 en lo relativo a la consideración del aval en caso de no adjudicación en la subasta.

2. **Modificación de la normativa para permitir a los titulares de unidades de generación la hibernación temporal**

Para permitir esta opción resulta necesaria una modificación de la Ley 54/97, tal y como se ha indicado en el capítulo 9 de este informe.

A continuación se propone una redacción alternativa de los artículos 21, 23 y 26 de la Ley:

Artículo 21. Actividades de producción de energía eléctrica.

1. *La construcción, explotación, modificación sustancial, cierre temporal y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo. La transmisión de estas instalaciones se comunicará a la Administración concedente de la autorización original.*

[...]

Artículo 23. Mercado de producción. Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica.

1. *Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, o cuando no haya sido autorizado un cierre temporal al productor.*

[...]

Artículo 26. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.

2. *Serán obligaciones de los productores de energía eléctrica:*
 - a. *El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles, siempre que no haya sido autorizado un cierre temporal al productor.*
 - b. *La presentación de ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado, en los términos previstos en el artículo 23.*

[...]

Una vez modificada la Ley, resultaría preciso establecer en norma con suficiente rango normativo, las siguientes disposiciones:

“El operador de sistema desarrollará un procedimiento de operación específico que determine de manera transparente los criterios para poder autorizar y notificar el cierre

temporal, indicando el volumen de capacidad máximo que podría verse afectado para un periodo determinado, todo ello, en coherencia con el procedimiento de operación del cálculo del índice de cobertura.

El plazo autorizado para el cierre temporal no será superior a un año, debiéndose solicitar una nueva autorización para poder ampliar el periodo. El cierre temporal no eximirá al generador del pago de los costes que regulatoriamente le sean asignados.

La autorización al cierre temporal, supondrá la pérdida del incentivo a la inversión durante el periodo de esa autorización, - sin que este tiempo descuenta del derecho a cobro de los 10 años- y la pérdida del año del incentivo a la disponibilidad durante el año en que sea concedida la autorización.”

Adicionalmente, sería necesario el desarrollo de un procedimiento de operación específico que determinara de manera transparente los criterios para poder autorizar la hibernación, así como el volumen de capacidad máximo que podría dejarse en estado de hibernación para un periodo determinado, todo ello, en coherencia con el procedimiento de operación del cálculo del índice de cobertura que ha de activar las subastas de capacidad de nueva potencia.