



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 26/2011 DE LA CNE SOBRE  
PROPUESTA DE ORDEN POR LA  
QUE SE REGULA EL SERVICIO DE  
DISPONIBILIDAD DE POTENCIA DE  
LOS PAGOS POR CAPACIDAD Y SE  
MODIFICA EL INCENTIVO A LA  
INVERSIÓN A QUE HACE  
REFERENCIA EL ANEXO III DE LA  
ORDEN ITC/2794/2007, DE 27 DE  
SEPTIEMBRE, POR LA QUE SE  
REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS  
A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE  
2007**

15 de septiembre de 2011

**INFORME 26/2011 DE LA CNE SOBRE PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULA EL SERVICIO DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD Y SE MODIFICA EL INCENTIVO A LA INVERSIÓN A QUE HACE REFERENCIA EL ANEXO III DE LA ORDEN ITC/2794/2007, DE 27 DE SEPTIEMBRE, POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2007**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 15 de septiembre de 2011 ha acordado emitir el siguiente informe:

## **1 OBJETO**

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente la propuesta de *“Orden por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007”*, que ha sido remitida a la CNE por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

## **2 ANTECEDENTES**

Con fecha de entrada en el registro de la CNE de 31 de mayo de 2011, se ha recibido la Propuesta de Orden del objeto, remitida por el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para informe preceptivo de la CNE.

El 1 de junio de 2011 la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días.

Se han recibido comentarios de las Comunidades Autónomas de Cataluña, Madrid, Galicia, Murcia y del Gobierno de Aragón. Asimismo, han presentado observaciones las siguientes empresas o asociaciones: Unesa, Gas Natural, Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola, EON, Red Eléctrica de España, APPA, AEGE, APRIE, AEE, Tarragona Power, Elcogas, ACOGEN y Bahía de Bizkaia Electricidad. Se presenta un resumen de dichos comentarios y observaciones en el anexo de este informe.

### **3 RESUMEN Y CONCLUSIONES**

La Propuesta de Orden remitida por el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para informe preceptivo de la CNE, modifica la regulación vigente y propone, de manera transitoria para 2011, los valores del servicio de disponibilidad, solicitando a esta Comisión una nueva propuesta de mecanismo de pagos que permita garantizar la seguridad del suministro a medio y largo plazo.

El mecanismo de pagos por capacidad es un instrumento regulatorio que se ha utilizado en mercados eléctricos de distintos países, como complemento al conocido mercado de “sólo” energía, para incentivar la inversión y 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, 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,
- riesgo percibido de déficit de capacidad instalada en el medio plazo debido a la falta de inversión,

- riesgo percibido de déficit de energía en períodos con falta del recurso primario (sistemas con fuerte componente de energía renovable, hidráulica o eólica)
- sistemas con poca capacidad de interconexión con sistemas vecinos, donde debido a la falta de apoyo físico externo, los riesgos anteriores toman una mayor relevancia

En el sistema español se dan sistemáticamente varias de estas condiciones y por tanto la implantación de este mecanismo ya se contempló desde la Ley Eléctrica 54/1997 como “garantía de potencia” y luego fue sustituido por la Ley 17/2007 como “pagos por capacidad” y desarrollado en la Orden ITC/2794/2007.

Este informe de la CNE no pone en cuestión la necesidad de mantener y mejorar en su diseño el actual sistema de pagos de capacidad, teniendo en cuenta que siguen dándose y se darán en el futuro las condiciones anteriormente enumeradas, sino la oportunidad de hacerlo de forma urgente y transitoria por un plazo de meses, y donde el riesgo de déficit en capacidad o energía se estima reducido.

El servicio de disponibilidad se define en la Propuesta de Orden como aquel destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal anual de las instalaciones marginales térmicas. También se revisa el incentivo a la inversión para las centrales puestas en marcha desde enero de 1998, teniendo en cuenta la reducción de horas de funcionamiento que han experimentado en 2010.

La CNE realiza una serie de consideraciones de carácter conceptual en relación al enfoque, justificación y procedencia de la Propuesta de Orden, que se resumen a continuación.

Estas consideraciones son desarrolladas a lo largo del informe, partiendo de un diagnóstico de la situación actual. Finalmente, con el fin de clarificar y mejorar el proceso liquidatorio incluido en la Propuesta, en la parte final de este informe se hacen una serie de comentarios al articulado, en el ámbito únicamente operativo.

El contexto energético de los últimos años en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de penetración de las energías renovables acorde a los objetivos fijados en el primer Plan de Fomento de Energías Renovables (1999) para

conseguir que las energías renovables representaran entorno al 30% de la demanda eléctrica en el año 2010. A esta senda se le ha unido, desde octubre de 2008, una evolución negativa de la demanda de electricidad, y todo ello, en un contexto de limitada capacidad de exportación, característico del sistema eléctrico español desde los comienzos de la liberalización. Por otro lado resulta destacable la importante incorporación de ciclos combinados que se ha registrado en la última década, lo que ha elevado el índice de cobertura por encima del valor de 1,20 (20% de reserva de capacidad), según estimaciones del Operador del Sistema. Todo lo anterior ha llevado a la reducción de las horas de utilización de determinadas centrales térmicas (fundamentalmente ciclos combinados no programados por restricciones técnicas).

La CNE considera que el fundamento regulatorio del incentivo a la disponibilidad debe ser remunerar la prestación de un servicio, como es la potencia disponible que puedan proveer en el medio plazo las instalaciones existentes y que sean capaces de realizar un seguimiento de la demanda. Por ello, el enfoque dado a la Propuesta de tratar de evitar el cierre de determinadas centrales, con un carácter transitorio, no es coherente con la perspectiva que debería tener un mecanismo de pagos por capacidad para el medio y largo plazo.

Asimismo, desde el punto de vista de la seguridad del suministro y en el contexto actual de sobrecapacidad, no parece apremiante ni necesaria la aprobación de esta propuesta. Por otra parte, el elevado déficit de tarifas actual desaconseja también su adopción. La CNE ha estimado un coste adicional a los actuales pagos de 140 millones de € en el segundo semestre de 2011, si se aplicara la Propuesta de Orden.

En consecuencia, la CNE considera que el modelo establecido en la Orden ITC/2794/2007 vigente es adecuado, y además está basado en el acuerdo alcanzado por el Consejo de reguladores del MIBEL. En este sentido, la Comisión se encuentra en disposición de elaborar una propuesta de desarrollo en un plazo no superior a seis meses, que estaría adaptada a la actual coyuntura de exceso de capacidad disponible y elevado déficit tarifario.

Por último, la CNE considera que se debería aprobar con carácter previo, el mecanismo de mercado de reserva de capacidad adicional, cuya tramitación administrativa fue finalizada hace más de un año, y que permitiría a los generadores mediante un mecanismo de mercado ofertar su potencia disponible a subir y a bajar.

#### **4 NORMATIVA**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisa las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

## 5 MARCO ACTUAL DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

Los pagos por capacidad están contemplados en el Artículo 16 de la Ley 54/1997, definiendo así la retribución de los generadores en el marco de lo que se conoce como “Mercados complementados por pagos por capacidad”, diferenciándose de los que se conocen como “Mercados de solo energía”.

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, define el pago por capacidad en el caso español, articulándose como un incentivo a la inversión y un incentivo a la disponibilidad.

Desde la publicación de la Orden ITC/2794/2007, la regulación del pago por capacidad no ha sido desarrollada en su totalidad. El servicio de disponibilidad no ha sido aún regulado, y únicamente fue dotado de manera transitoria para el periodo enero-julio de 2008<sup>1</sup>. Por su parte, tampoco se ha desarrollado el mecanismo de cálculo del incentivo a la inversión para las nuevas instalaciones puestas en marcha después de la publicación de la mencionada Orden, ya que su retribución dependía del valor del índice de cobertura de la demanda, pendiente todavía de definición<sup>2</sup>.

El servicio de disponibilidad se justifica en la Orden ITC/2794/2007 para incentivar la disponibilidad a medio plazo de determinadas instalaciones necesarias para garantizar la cobertura de la demanda en momentos críticos. En su exposición de motivos, se hacía referencia específicamente a las centrales de fuel y a las instalaciones hidráulicas regulables que contribuyen a garantizar un volumen mínimo de reservas en los embalses hidráulicos.

El resultado del desarrollo actual del pago por capacidad es el siguiente:

- Desde agosto de 2008 no se ha retribuido el servicio de disponibilidad.

---

<sup>1</sup> El servicio de disponibilidad fue definido de forma transitoria con un importe total de 80 M€, para la retribución del periodo enero-julio de 2008, en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

<sup>2</sup> El Consejo de de la CNE, en su sesión del día 19 de febrero de 2009, informó la propuesta de Procedimiento de Operación número 2.4 (P.O.) 2.4 “Metodología del cálculo del índice de cobertura anual”, propuesta pendiente de publicación a fecha de hoy.

- Todas las centrales de régimen ordinario con puesta en marcha posterior a 1998, incluidas las puestas en marcha posteriormente a la entrada en vigor de la Orden ITC/2794/2007 (y por tanto, independientemente del índice de cobertura), tienen el derecho al cobro de un incentivo a la inversión de 20.000 €/MW durante 10 años desde la fecha de puesta en marcha.
- Las centrales de carbón que hubieran requerido la realización de una inversión significativa para el cumplimiento de los objetivos de política energética y medioambiental<sup>3</sup>, tienen el derecho al cobro de un incentivo a la inversión de 8.750 €/MW durante 10 años.

## 6 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE ORDEN

### Resumen de la Propuesta de Orden

La Propuesta mantiene los dos tipos de servicio recogidos en la Orden ITC/2794/2007: el servicio de disponibilidad y el incentivo a la inversión.

En la Propuesta se establece el servicio de disponibilidad como aquel destinado a garantizar la cobertura del suministro en los periodos de demanda elevada, pero se restringe a aquellas tecnologías marginales que pudieran tener incentivos a cerrar sus instalaciones, aludiendo en concreto a las instalaciones térmicas. La retribución se establece exigiendo una disponibilidad mínima en los periodos de punta con el fin de garantizar la cobertura de la demanda.

Se proponen para el año 2011 los siguientes importes unitarios por el servicio de disponibilidad: 3.150 €/MW para los ciclos combinados y de 20.750 €/MW para las centrales térmicas de carbón. Dentro de estas últimas, aquellas instalaciones que reciben actualmente 8.750 €/MW en concepto de incentivo a la inversión ven minorada la cantidad anterior en dicho monto.

---

<sup>3</sup> Los requisitos para su cobro se establecen en la Disposición Adicional Segunda de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.



Adicionalmente, se revisa el incentivo a la inversión, incrementando el valor actual de 20.000 €/MW hasta 26.000 €/MW, manteniéndose el ámbito de aplicación y el plazo de retribución establecido en la Orden ITC/2794/2007, esto es, las instalaciones puestas en marcha desde 1998 y durante los primeros 10 años de su puesta en marcha. Por el contrario, se elimina el requerimiento existente en la regulación actual, de cumplimiento por parte de estas centrales de una determinada disponibilidad en los periodos de punta, sustituyéndolo por otro alternativo, así como la metodología de cálculo del incentivo a la inversión de las nuevas instalaciones, cuya retribución está indexada al índice de cobertura.

La Propuesta incluye adicionalmente una revisión de los valores de los costes fijos establecidos en la Resolución de 8 de febrero de 2011, de la SEE, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, para netear los ingresos propuestos, asociados a pagos por capacidad de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010.

#### Valoración económica de la Propuesta

Si bien la Propuesta y la documentación anexa no aportan ninguna valoración económica sobre el coste de la misma y su impacto sobre el déficit, la CNE ha realizado unas estimaciones en este sentido. Si la Propuesta hubiera entrado en vigor el 1 de julio de 2011, el coste neto de la modificación de los pagos por capacidad se incrementaría en 140 millones de €, lo que implicaría una reducción del superávit de los pagos por capacidad y consecuentemente, un incremento del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas en ese mismo importe.

La revisión del coste unitario fijo de las tablas de la Resolución de 8 de febrero de 2011 incluido en la Propuesta ha supuesto un funcionamiento constante a lo largo de todo el año 2011 de las centrales del anexo II del RD 134/2010. Dado, que de acuerdo con las estimaciones realizadas en la Planificación anual actualizada del OS, se espera una mayor producción de las mismas en el segundo semestre de 2011 frente al primero,

su retribución regulada será, de forma provisional, ligeramente inferior a sus costes reconocidos en la mencionada Resolución, puesto que se detrae del coste fijo variabilizado un mayor importe en concepto por pago de capacidad que el que se percibe. En concreto, su retribución por el proceso de garantía de suministro se verá reducida en 48 M€, valor superior al incremento a percibir por estas centrales en concepto de incentivo a la inversión (20M€) y servicio de disponibilidad (16M€). En cualquier caso, esta diferencia sería regularizada en la liquidación definitiva que haga la CNE del mecanismo de restricciones por garantía de suministro a efectuar en 2012.

**Cuadro 1. Estimación del impacto económico de la Propuesta de Orden en 2011 (seis meses)**

Estimación 2011 millones de €	Liquidación 14 con regulación vigente	Liquidación 14 si la Propuesta de Orden hubiera entrado en vigor el 1 de julio 2011	Diferencia
Ingresos pagos por capacidad	1.605	1.605	-
Coste mecanismo de garantía de suministro	495	447	-48
Coste incentivo a la inversión Unidades en RGS	27	47	20
Coste incentivo a la inversión Resto unidades	499	563	65
Coste servicio de disponibilidad Unidades en RGS	-	16	16
Coste servicio de disponibilidad Resto unidades	-	87	87
<b>Ingresos – Costes</b>	<b>584</b>	<b>444</b>	<b>-140</b>

Fuente: CNE, Resolución de 8 de febrero, Planificación anual actualizada del OS del mecanismo de RGS, Propuesta de Orden

Nota: El precio de mercado diario considerado para el cálculo del coste del mecanismo de RGS ha sido de 53 €/MWh, estimado a partir de los precios medios ponderados del mercado diario en el periodo marzo-junio de 2011, y de los contratos a plazo de energía eléctrica de OMIP Q3 y Q4, a fecha 03/06/11.

En las estimaciones anteriores no se ha tenido en cuenta la actualización de los costes del mecanismo de RGS que se derivarán de la liquidación definitiva que realice la CNE de este mecanismo.

En las estimaciones anteriores no se ha tenido en cuenta el incremento que se derivaría si los costes variables regulados del mecanismo de RGS incluyesen el peaje de generación. Si se incluyera a partir de julio de 2011, el coste de RGS se incrementaría en 8 millones de €.

## 7 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA

La propuesta de Orden sobre el servicio de disponibilidad encuentra su justificación en evitar el cierre de determinadas instalaciones marginales que tienen un funcionamiento muy reducido como consecuencia de la disminución de la demanda y el incremento de las energías renovables. Sin embargo, en la Propuesta no se alude al impacto negativo que está teniendo en el mercado (tanto en la oferta como en el precio), la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS), tal y como en su momento advirtiera la CNE.

En este epígrafe se realiza un diagnóstico del contexto energético y regulatorio, para conocer las verdaderas causas que están condicionando el funcionamiento de los ciclos combinados y de las centrales de carbón importado, se analiza la propuesta de Orden, para identificar en ella los problemas regulatorios que a juicio de la CNE incorpora y se formulan las observaciones generales de la CNE a la Propuesta.

### 7.1 Contexto energético

#### Reducción de la demanda

La exposición de motivos de la Propuesta justifica la necesidad de revisar el pago por capacidad por la existencia de un riesgo en la continuidad en operación de algunas tecnologías y en el escaso incentivo existente a la inversión en nueva capacidad. Este escenario aparece en dicha exposición de motivos, motivado por dos hechos concretos: la ruptura sufrida por la senda evolutiva de la demanda y el compromiso adquirido por el Gobierno español para abastecer el 20% de la energía primaria a partir de fuentes de energía renovable en 2020. En este sentido, la Memoria de la Propuesta hace referencia a la reducción del hueco térmico disponible para las centrales “marginales” como *“consecuencia de la entrada continua de productores de energía renovable”* y de *“la caída de la demanda del año 2009”*.

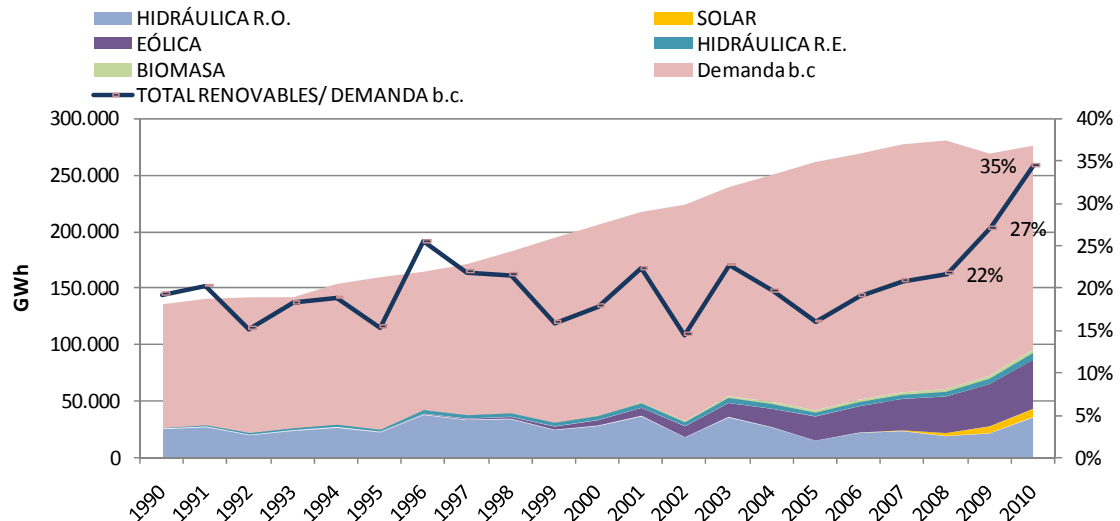
A este respecto, cabe señalar que es indudable la evolución negativa que ha registrado la demanda de electricidad a partir de octubre de 2008, con una reducción de la

demanda peninsular cercana a un 5% en 2009. En 2010, si bien se produjo un incremento de un 3%, en el periodo enero-junio 2011, se ha registrado una nueva reducción de la demanda de un 1%, por lo que no se habrían alcanzado hasta esta fecha los niveles de demanda anuales de 2007.

### Evolución de las energías renovables

En cuanto a la evolución de las energías renovables, cabe recordar que el Documento de Planificación de los sectores de Electricidad y Gas de octubre de 2002 ya establecía que las energías renovables representarían el 28,4% de la demanda eléctrica en 2011, en línea con el objetivo establecido en 1999 en el Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010 del 29,4%, para 2010. En este sentido, las energías renovables representaron un 22%, un 27% y un 35% de la demanda eléctrica, en 2008, 2009 y 2010, respectivamente. En 2010, se superó por tanto, el objetivo previsto para las energías renovables, pero no por la propia evolución del régimen especial, sino por la coyuntura de la elevada hidraulicidad registrada en ese año (las reservas de los embalses se situaron al finalizar el año alrededor del 65% de su capacidad, el valor más elevado desde 1997).

**Figura 1. Evolución de la producción renovable junto con el porcentaje que representa sobre la demanda**



Fuente: CNE

Así, si bien algunas tecnologías como la fotovoltaica, han superado ampliamente el objetivo fijado para 2010, otras como la biomasa no lo han alcanzado, lo que ha hecho que en su conjunto, la cobertura de la demanda con energías renovables haya sido acorde al objetivo previsto para ese año, en el caso de un año hidráulico medio<sup>4</sup>, desde el primer Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999.

Por tanto, el contexto energético en el que se decidieron las inversiones realizadas en los últimos diez años, no se ha visto modificado significativamente por los objetivos de renovables, que se han mantenido constantes durante todo el periodo, y sí, fundamentalmente, por la reducción de la demanda registrada en 2009, hecho éste que debe considerarse como un riesgo inherente a cualquier decisión de inversión que se aborde en cualquier mercado.

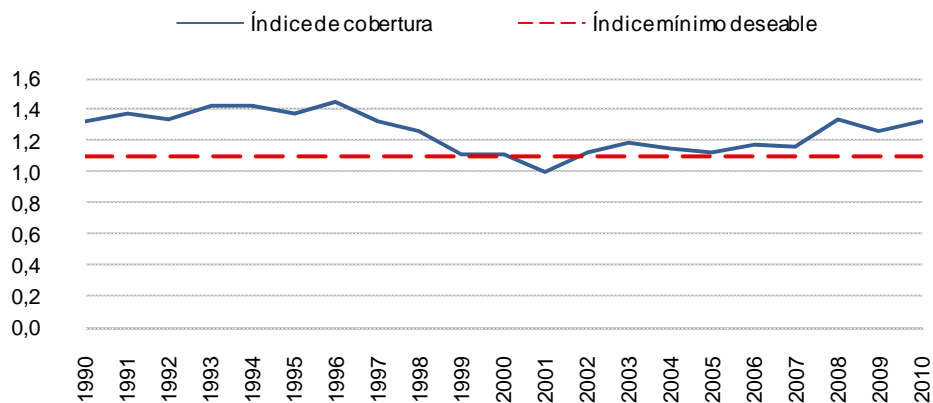
Sin perjuicio de lo anterior, la Ley de Economía Sostenible ha establecido unos objetivos de renovables más ambiciosos para el año 2020, que deberán ser desarrollados en un nuevo Plan de Fomento, y que hará que se incremente la presencia de renovables desde el 30%, a valores cercanos al 40% en el año 2020.

<sup>4</sup> Si en el 2010, se hubiera registrado una hidraulicidad media (producción hidráulica de los últimos 5 años), el porcentaje de energías renovables sobre la demanda se habría situado en un 28%.

### Incorporación de nuevos ciclos combinados

La incorporación en nuevos ciclos combinados ha permitido que progresivamente el índice de cobertura de la demanda eléctrica en la península pasara de ser inferior a la unidad en 2001, a conseguir un 10% de reserva de capacidad a partir de 2003 (índice de cobertura de 1,1), nivel que el Operador del Sistema considera necesario para garantizar la seguridad del sistema. Asimismo, de acuerdo con las estimaciones del Operador del Sistema, desde 2008, la reserva de capacidad ha superado el 20% (valor del índice de cobertura superior a 1,2), y sin embargo, la incorporación de nuevos ciclos ha continuado progresivamente, instalándose en 2010 cuatro ciclos combinados más, sumando una potencia en ese año de 2.170 MW<sup>5</sup>, con lo que la potencia total es de 25.270 MW. Esta incorporación de potencia adicional ha contribuido a que el funcionamiento medio de todos los ciclos sea aún menor.

**Figura 2. Evolución del índice de cobertura de la demanda en la península**



Fuente: REE

Nota: El índice de cobertura está calculado para la punta máxima del año teniendo en cuenta lo siguiente:  
 -Térmica del régimen ordinario: Potencia neta menos la potencia indisponible por revisión y por fallo.  
 -Hidráulica del régimen ordinario: Estimación de la potencia hidráulica disponible teniendo en cuenta las reservas hidráulicas del día de la punta.  
 -Régimen especial: Producción disponible.

<sup>5</sup> Si bien la decisión de construcción de estos ciclos fuera tomada dos o tres años antes.

## Reducida capacidad de interconexión con los principales sistemas europeos

A los factores de reducción de la demanda inducida por la crisis económica y al crecimiento de las renovables para cumplir con los compromisos medioambientales, la exposición de motivos de la Propuesta de Orden añade que *“la reducción significativa en las horas de funcionamiento de algunas tecnologías no ha podido compensarse con una mayor producción destinada a otros mercados por la reducida capacidad de interconexión con los principales sistemas europeos”*. Desde los comienzos de la liberalización, en 1998, el limitado nivel de interconexión de España con el resto de Europa, especialmente con Francia, ha constituido una característica fundamental del modelo de mercado eléctrico y, por tanto, un condicionante sobradamente conocido para cualquier decisión de inversión en generación eléctrica en España.

En todo caso, las perspectivas en este ámbito han ido mejorando en años recientes, dado que se ha incrementado la capacidad de interconexión con Portugal, estando previsto el aumento de capacidad con Francia, y el saldo neto de los intercambios internacionales ha venido siendo exportador (5.750 GWh en 2007, 11.221 en 2008 y 8.104 en 2009). En 2010 esta tendencia se acentúa con respecto a 2009, registrándose un saldo neto exportador de 8.490 GWh, procedente principalmente del saldo neto con Francia, que pasa a ser exportador.

### **7.2 Contexto regulatorio**

Aparte de lo anterior, se debe considerar el impacto que ha tenido sobre el funcionamiento de las tecnologías de generación, la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) el 26 de febrero de 2011, establecido en el Real Decreto 134/2010<sup>6</sup>, tal y como advirtiera la CNE con ocasión de las dos propuestas de Real Decreto informadas.

---

<sup>6</sup> De acuerdo con el mecanismo de restricciones por garantía de suministro, desde la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010, las centrales a las que se hace referencia en su anexo II son programadas por el Operador del Sistema con el fin de cumplir unos objetivos de consumo de carbón autóctono fijados con carácter anual. Una vez programadas estas centrales, es necesario reducir la programación de otras



La aplicación del mecanismo de RGS, como se analiza a continuación, está teniendo un impacto en las horas de funcionamiento de las distintas tecnologías, y por tanto, está alterando la posibilidad de recuperación de costes de algunas centrales. También este mecanismo está incidiendo en el funcionamiento de los mercados diario, intradiarios y servicios de ajuste pero ello no es objeto de este informe.

- **Menor funcionamiento de los ciclos combinados:** El número de horas de funcionamiento equivalente de los ciclos combinados se ha visto reducido en 2011 de forma significativa con respecto al año anterior, año en que la fuerte hidráulica y de producción eólica ya afectó negativamente al nivel de funcionamiento de estas centrales.

**Cuadro 2. Horas de funcionamiento anual equivalente de los ciclos combinados**

	<b>Enero-diciembre</b>	<b>Enero-julio</b>	<b>Marzo-julio</b>
2008	3.920	4.024	3.922
2009	3.371	3.237	3.395
2010	2.715	2.660	2.626
2011		2.016	1.894

Fuente: CNE

El impacto del mecanismo de RGS puesto en marcha a finales de febrero de 2011 no está afectando a todos los ciclos combinados por igual. Las centrales que habitualmente suelen salir programadas por restricciones técnicas zonales mantienen un funcionamiento similar al registrado en los primeros años de puesta en marcha, dado que estas centrales no tienen una programación frecuente en el Programa Base de Funcionamiento, y por tanto no se ven afectadas por la reducción de programas derivada del mecanismo de RGS. Por el contrario, las centrales que no suelen ser programadas por restricciones técnicas zonales, están viéndose afectadas por el mecanismo de RGS con un funcionamiento muy inferior al de años anteriores, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente,

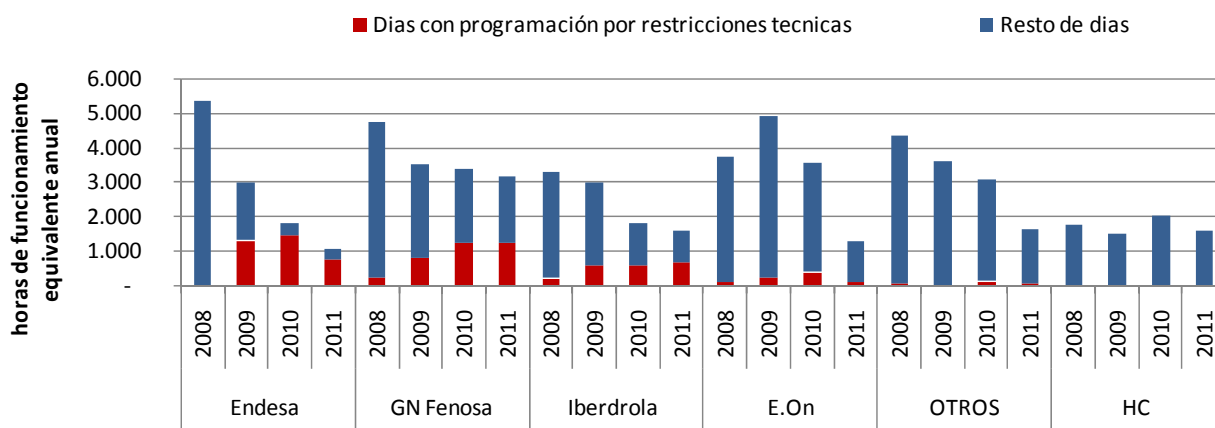
---

centrales que han resultado despachadas en el Programa Base de Funcionamiento, con el fin de conseguir un programa equilibrado de generación – demanda.

donde se muestra el número de horas de funcionamiento anual equivalente que han presentado las centrales de ciclo combinado en 2008, 2009, 2010 y 2011.

Como consecuencia de este impacto heterogéneo, los ciclos con una programación más o menos frecuente por restricciones técnicas mantendrían el nivel de recuperación de costes conseguido en periodos anteriores, mientras que el resto de centrales habrían visto alterada su capacidad de recuperación de costes a través del mercado. En este sentido, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, destacaría la fuerte reducción experimentada por los ciclos combinados de los productores no verticalmente integrados en los siete primeros meses de 2011 con respecto al mismo periodo de 2010, al contar con una menor programación por restricciones zonales.

**Figura 3. Horas de funcionamiento equivalente anual de los ciclos combinados distinguiendo entre los días que resultan programados por restricciones técnicas zonales (no se incluyen por insuficiente reserva de capacidad) y el resto de los días. Periodo enero-julio.**



Fuente: CNE

Nota: Las reducciones experimentadas por algún agente en su participación en restricciones técnicas zonales en 2011, no son derivadas por la puesta en marcha del mecanismo de RGS, sino consecuencia de la entrada de nuevas centrales de otros agentes en las mismas zonas donde se encuentran sus centrales.

- Reducido impacto en las centrales de carbón de importación:** En cuanto a las centrales que no se encuentran incluidas en el anexo II del Real Decreto 134/2010, su funcionamiento en los siete primeros meses de 2011 ha sido superior al que tuvieron en el mismo periodo de 2010 (periodo con un reducido hueco térmico), aunque inferior al que tuvieron en 2009 (véase las segunda y la tercera columna del cuadro siguiente).

No obstante, si se analiza aisladamente el funcionamiento de las centrales que están resultando casadas en el mercado diario en 2011 con cierta continuidad, siendo éstas las únicas a las que les está afectando directamente el proceso de reducción de programación del mecanismo de RGS, se aprecia, que su nivel de

funcionamiento se acerca a los niveles de 2009<sup>7</sup> (véase la última columna del cuadro siguiente).

**Cuadro 3. Horas de funcionamiento equivalente anual de las centrales de carbón no incluidas en el anexo II del Real Decreto 134/2010**

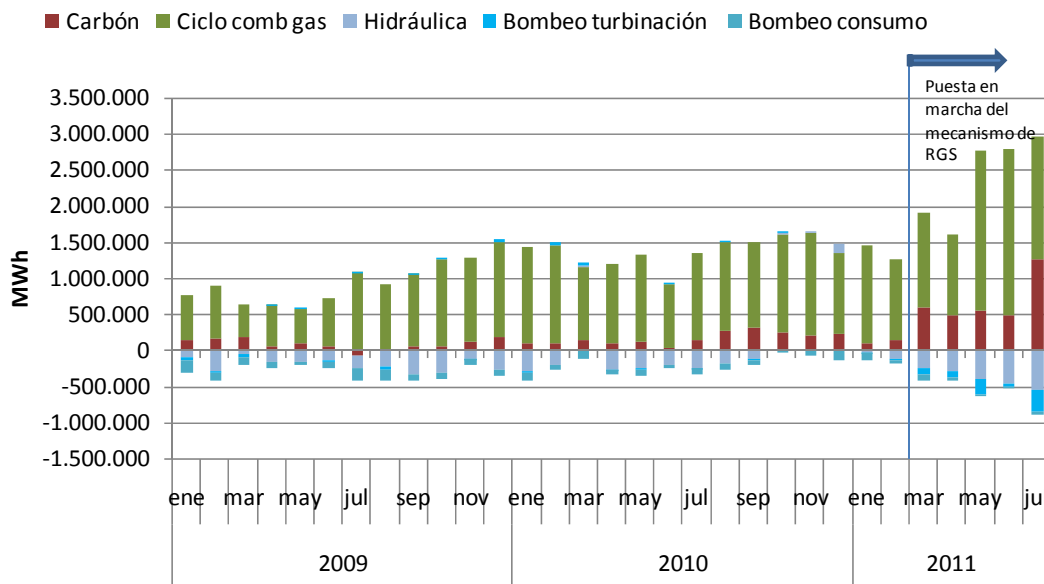
Año	Enero-diciembre	Enero-julio	Marzo-julio	Centrales que han resultado casadas en marzo-julio 2011
2008	3.918	3.712	2.904	4.030
2009	3.710	3.758	3.516	3.965
2010	2.861	2.366	2.175	2.730
2011		2.534	2.382	3.900

Fuente: CNE

- **Incremento de generación en intradiarios:** También se observa que algunas centrales que habitualmente veían reducida su programación en la fase de recuadre de RGS, han dejado de ser despachadas en el mercado diario, lo que pudiera considerarse una autoexclusión del mercado, pasando a resultar casadas directamente en los mercados intradiarios, alterando por tanto la formación de precios del mercado diario, y utilizando los mercados intradiarios no como mercados de ajuste, sino como herramienta para evitar el efecto del mecanismo de RGS. El gráfico siguiente muestra el incremento de la generación que se ha producido en los mercados intradiarios desde la puesta en marcha del mecanismo de RGS.

<sup>7</sup> Si bien resulta reducida la programación de las centrales de carbón que son casadas en el mercado diario, en la fase de recuadre del mecanismo de RGS, estas centrales recuperan la mayor parte de su programación en los mercados intradiarios.

**Figura 4. Evolución del saldo neto de la participación de las centrales de generación en los mercados intradiarios**



Fuente: CNE

### 7.3 Valoración de la Propuesta de Orden

De acuerdo con la “Propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre un mecanismo de Garantía de Suministro” de 31 de mayo de 2007, “la característica de primer orden que debe reunir el diseño regulatorio es que ofrezca las máximas garantías de estabilidad. En este sentido, el suministro se garantiza prioritariamente si el regulador es capaz de transmitir a los agentes del mercado rigor y respeto a las reglas en todos los niveles.”

Por el contrario, la regulación de los pagos por capacidad desde la entrada en vigor de la Orden ITC/2794/2007 ha sido variable y con falta de definición en muchos aspectos. En concreto, como ya se ha señalado en el capítulo 5 de este informe, el servicio de disponibilidad fue dotado únicamente con un carácter transitorio, y el pago a la inversión, no fue aplicado ni desarrollado en su totalidad, estando pendiente aún la definición del cálculo del índice de cobertura.

Al cabo de casi cuatro años de una aplicación incompleta del mecanismo vigente, la Propuesta de Orden viene a modificar las definiciones, los importes, los requisitos y las tecnologías que tienen derecho a esa retribución, dotando además a dicha modificación de un carácter de transitorio, al solicitar a la CNE la elaboración de una propuesta de un nuevo mecanismo de pagos por capacidad, que sustituya al propuesto.

Teniendo en cuenta que tanto la señal a la inversión como a la disponibilidad son conceptos que tienen una fuerte influencia en las decisiones de los agentes a medio y sobre todo a largo plazo, el mecanismo de pagos por capacidad no debería ser definido con una visión cortoplacista, sino de permanencia, a diferencia de lo que ha ocurrido desde la entrada en vigor de la Orden ITC/2794/2007, y de lo que se establece con la Propuesta. De hecho, la Propuesta fija los valores del servicio de disponibilidad únicamente para 2011 en una disposición transitoria (para su aplicación a lo que queda de año), sin especificar cuáles serán los criterios para la actualización de estos valores.

Por otra parte, la Propuesta no establece la metodología por la que se determina el precio del servicio de disponibilidad y no se aporta justificación económica de los costes considerados. Adicionalmente, se definen valores de disponibilidad diferentes, dependiendo de la cantidad que las centrales reciben a través del incentivo a la inversión, lo que resulta difícil de encajar en un mecanismo de pago por capacidad con dos productos diferenciados: uno con una orientación a garantizar un margen de reserva en el medio plazo, que es el servicio de disponibilidad, y el otro orientado a garantizar suficiente capacidad en el largo plazo, que es el incentivo a la inversión. Además, este trasvase de importes entre ambos productos podría desincentivar la inversión en mejoras medioambientales en centrales de carbón, ya que la dotación global se mantendría constante, independientemente de las inversiones realizadas.

En cuanto al incremento de los incentivos a la inversión, se justifican en la reducción de horas que han sufrido los ciclos, cuando esa reducción se debe en su mayor parte a riesgos inherentes al concepto de la libre instalación existente en la normativa vigente, como la evolución de la demanda o la sobrecapacidad llevada a cabo por los propios agentes, cuestiones que no deberían justificar una modificación de la Orden vigente. Tan solo sería posible argumentar la parte del impacto negativo que ha teniendo en los

últimos cuatro meses el mecanismo de RGS, fundamentalmente en los ciclos que son casados y luego retirados, por lo que la Comisión ha recomendado el replanteamiento del mecanismo de RGS.

Por su parte, el servicio de disponibilidad debería estar orientado a incentivar la firmeza en el medio plazo, es decir, a que la gestión de la capacidad de producción trate de garantizar un margen de reserva adecuado en el medio plazo. Para ello, se ha de incentivar una gestión de los mantenimientos y de la adquisición de los combustibles, incluida la gestión de las reservas hidráulicas, así como de la capacidad disponible y disponibilidad de los generadores, para responder adecuadamente a los requerimientos de demanda, cuestiones que nada tienen que ver con la justificación aportada en la Propuesta. En este mismo sentido, la Orden ITC/2794/2007, define el servicio de disponibilidad como aquel que está destinado a contratar capacidad de potencia con aquellas tecnologías que pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado no les permite recuperar los costes fijos, o bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo coste y su gestión depende del diferencial esperado entre los costes de oportunidad y sus ingresos.

En definitiva, no parece que el diseño de un servicio de disponibilidad deba enfocarse a conseguir que las centrales no cierren porque su funcionamiento regular en el mercado les impide recuperar sus costes evitables de cierre, tal y como indica la Memoria de la Propuesta. En todo caso, se señala que en el contexto actual existe un elevado margen de reserva en el sistema eléctrico español.

#### **7.4 Propuesta de la CNE**

##### **1. Reconsideración de la Propuesta de Orden y desarrollo de la regulación vigente basada en la Orden ITC/2794/2007.**

El concepto retributivo de pago por capacidad existente en la normativa vigente, se establece con el fin de reducir el riesgo de precios elevados para el consumidor. Al ser la demanda de energía eléctrica muy poco elástica, se justifica la existencia de un “cap” en el mercado para evitar que se produzcan precios muy elevados. Este “cap” finalmente impide a las centrales de punta recuperar todos sus costes fijos en los momentos en las que el sistema las necesita.

De acuerdo con la teoría económica, el modelo debería estar diseñado de tal forma que el valor esperado del pago por capacidad a lo largo del tiempo igualara a los costes fijos anualizados no recuperados en los mercados de la central de punta adaptada. Por tanto, estos análisis:

- no se deben realizar a partir de los resultados obtenidos en uno o dos años, sino en un horizonte de largo plazo,
- deben considerar los ingresos obtenidos por los generadores en todas las sesiones de los diferentes mercados del sistema,
- deben revisar a fondo la relación existente entre los diferentes mecanismos que se prevén para incentivar la inversión a largo plazo, la disponibilidad a medio plazo, y la disponibilidad a corto plazo, con el objeto de evitar que haya duplicidades, a fin de que la suma de todos ellos iguale (en términos de valor esperado) al coste anualizado de una central de punta adaptada,
- deben contemplar mecanismos voluntarios de cesión virtual de capacidad a plazo con consumidores industriales, así como la participación en mecanismos de venta a plazo, como son las subastas CESUR.

Cualquier otro enfoque provocaría distorsión de los mercados, y no se conseguirían las señales que debería aportar un mecanismo de pago por capacidad.



La Comisión considera que el enfoque dado a la Propuesta de Orden, de tratar de evitar de forma precipitada el cierre de determinadas centrales sin ninguna metodología que lo soporte, la hace discriminatoria por tecnologías y a la vez transitoria, lo que no es coherente con el enfoque que debería tener un mecanismo de pagos por capacidad en el medio y largo plazo.

Por una parte, estos pagos se han establecido sin que se aporte ninguna información contable por parte de las centrales. Las alegaciones de las empresas propietarias de estas centrales están únicamente centradas en describir determinadas partidas contables y ciertas singularidades que a su juicio debieran ser consideradas, como si el marco regulatorio vigente estuviera basado en costes regulados y no en un sistema de mercado. Por otra parte, los pagos resultan ser discriminatorios, apartándose del concepto de contraprestación por la aportación de un servicio de disponibilidad de capacidad firme en el medio plazo.

Adicionalmente, la CNE considera que en estos momentos no es conveniente la propuesta de Orden que se informa dadas sus carencias metodológicas. No se debe olvidar que tanto el coste de RGS como el pago por disponibilidad definido en esta Propuesta, conllevan un incremento del coste de la energía que soportan los consumidores de electricidad, por lo que su consideración debería realizarse de forma justificada y en un contexto de prudencia.

Asimismo, desde el punto de vista de la seguridad del suministro y en el contexto actual de sobrecapacidad, no parece apremiante ni necesaria la aprobación de la Propuesta de Orden con las características que tiene la que se informa.

Por tanto, esta Comisión considera que, con el fin de dar una señal de estabilidad, no debería modificarse el modelo establecido en la Orden ITC/2794/2007, sino desarrollarlo en su totalidad de manera justificada, e incorporar las mejoras que resulten necesarias, sin establecer un nuevo mecanismo ahora, que tendría que volverse a modificar con la nueva propuesta de la CNE, tal y como establece la Propuesta de Orden. En el planteamiento de dichas mejoras se deberían considerar, al menos los siguientes aspectos:

- un análisis sobre las ventajas e inconvenientes de la utilización de mecanismos de fijación del precio, caso de los pagos por capacidad, frente a mecanismos de fijación de cantidades necesarias para la seguridad de suministro,
- procesos de subastas, tanto para el servicio de disponibilidad como para el incentivo a la inversión, sin discriminación por tecnologías, a fin de permitir la asignación eficiente de recursos,
- incentivar la capacidad disponible firme para ambos productos/servicios

La CNE, en línea con el mandato contenido en la propuesta de Orden, podría realizar una propuesta completa de desarrollo de la Orden vigente en un periodo máximo de seis meses.

En cualquier caso, la implementación de los pagos por capacidad, que se considera básica, debería desarrollarse de forma gradual, considerando además, el suficiente margen de reserva actual.

## **2. Puesta en marcha del mercado de reserva de capacidad.**

Por último, la CNE considera que se debería aprobar con carácter previo a la Propuesta, el mecanismo de mercado de reserva de potencia adicional, cuya tramitación fue finalizada hace más de un año, y que podría otorgar nuevos ingresos a los generadores mediante un mecanismo de mercado en el que ofertan su potencia disponible a subir y a bajar. Este mecanismo se debería materializar en el correspondiente Procedimiento de Operación de Reserva de Potencia Adicional.

## **8 CONSIDERACIONES PARTICULARES**

De acuerdo con todo lo anterior, esta Comisión considera que no se debería poner en marcha el mecanismo de pago por capacidad recogido en la Propuesta. No obstante, si se optara por continuar con el proceso de tramitación de la Propuesta, con el fin de

clarificar y mejorar el proceso liquidatorio que incluye, a continuación se hacen una serie de comentarios al articulado, en el ámbito únicamente operativo y no económico.

### **8.1 Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación**

En el último párrafo del artículo 2 habría que excluir las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según la DA6ª del RD 661/2007, igual a como se establece para el incentivo a la inversión, apartado décimo del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, tras la corrección de errores del texto original, lo que podría quedar como sigue:

*“ Quedarán exceptuadas del ámbito de aplicación de la presente Orden:*

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

### **8.2 Sobre el artículo 4. Retribución del servicio de disponibilidad**

El texto del artículo 4.1 es reproducción literal del apartado sexto del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007 en sus puntos 2 y 4 que ahora se derogan en la Propuesta.

En tanto que en la Propuesta, desaparece el contrato entre el proveedor y el Operador del Sistema, de forma que el servicio de disponibilidad pasa a formar parte de la liquidación realizada por éste último, tal como ya sucede con el incentivo a la inversión, las referencias sobre facturación incluidas en el artículo 4.1. no resultan adecuadas en este caso. La forma de facturar la liquidación del OS está regulada en una norma de rango superior del Ministerio de Economía y Hacienda, el Real Decreto 1496/2003, que establece el Reglamento de Facturación.

Se debe sustituir este texto por el que aparece en el apartado undécimo punto 3 del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007 para el incentivo a la inversión, para equiparar de forma explícita el tratamiento de ambas modalidades de servicio de capacidad. Asimismo, es necesario equiparar el tratamiento de ambas modalidades cuando el saldo de pagos por capacidad en la liquidación del OS es deficitario, por lo que se debe priorizar la asignación de los fondos disponibles según lo dispuesto en el Procedimiento de Operación 14.5.

Por tanto, se debería sustituir la actual redacción del artículo 4.1 por el siguiente texto:

“1. Corresponderá al operador del sistema la liquidación del servicio de disponibilidad a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

El tratamiento de esta liquidación se detallará en el correspondiente Procedimiento de Operación

### **8.3 Sobre el artículo 5. Requisitos del cumplimiento del servicio de disponibilidad**

- a) Con objeto de facilitar la comprensión del resto de referencias a las “indisponibilidades programadas”, tanto en este mismo artículo 5, como en artículos posteriores (punto 3 del artículo 9 y punto 3 de la disposición transitoria segunda), se debería incorporar la definición de indisponibilidades programadas en el propio artículo 5. Por tanto, se ha de modificar el primer párrafo del artículo 5, que quedaría redactado de la siguiente forma:

“Para que el servicio de disponibilidad se considere cumplido, las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en las horas de los períodos tarifarios 1 y 2, definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007. En el cálculo anterior no se contabilizarán las indisponibilidades programadas considerándose como tales las comunicadas y acordadas con el Operador del Sistema en el ámbito del correspondiente Procedimiento de Operación, así como las comunicadas al Operador del Sistema en un plazo no inferior a 20 días naturales antes del inicio de dicha indisponibilidad y siempre que dicha solicitud haya sido considerada como acordada por éste. No podrán tener el carácter de acordada con el Operador del Sistema aquellas indisponibilidades sobre las que no existe ninguna capacidad para modificar su duración, fecha de ejecución o potencia afectada.”

- b) Por otro lado, para evitar los conflictos surgidos en la aplicación inicial de este criterio al incentivo a la inversión, que dieron lugar a sendos escritos de interpretación de la DGPEM, sería conveniente precisar los valores en los cálculos iniciales.

Se debe establecer un cálculo mensual de la potencia media disponible anual que considere los 11 meses previos, de forma análoga al cálculo aplicado actualmente en el incentivo a la inversión. En este cálculo se considerará toda la potencia neta como disponible en las horas de los períodos tarifarios 1 y 2 de los meses previos a la

entrada en vigor de la orden coherente con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda de la propuesta. De esta manera, se propone añadir el siguiente párrafo después del primer párrafo del artículo 5:

“El requisito de la potencia media disponible anual en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2 se calculará cada mes de forma conjunta con la liquidación mensual de la retribución del servicio. A estos efectos se considerarán en el cómputo el mes a liquidar y los once meses anteriores. Las horas de los periodos tarifarios 1 y 2 de los meses anteriores a la entrada en vigor de la presente orden se consideran con toda su potencia neta disponible.”

#### **8.4 Sobre el artículo 6. Procedimiento de aplicación del servicio de disponibilidad**

El artículo 6 de la Propuesta establece que el Operador del Sistema debe notificar al titular, las instalaciones que han sido seleccionadas para la prestación del servicio de disponibilidad. No obstante, no se concretan los criterios aplicables para la asignación y selección de las unidades de generación que prestarán este servicio. Para dotar al procedimiento de objetividad y transparencia, los criterios de rechazo deberían quedar establecidos ex ante en el correspondiente Procedimiento de Operación.

#### **8.5 Sobre el artículo 8. Financiación del Servicio**

En el artículo 8, y por el mismo motivo expuesto para el artículo 4.1, se considera conveniente modificar el texto ya que las palabras “proveedor” o “facturadas”, presuponen una relación contractual. Por otra parte, el texto de la Propuesta es contradictorio con lo establecido en el apartado decimocuarto del Anexo III que no se deroga en esta Propuesta. Sería necesario mantener los conceptos del texto del apartado decimocuarto. En este sentido, podría adoptarse la siguiente redacción para el artículo 8:

*“Artículo 8. Financiación del Servicio*

~~Las cantidades facturadas por el Operador del Sistema a los proveedores de este servicio tendrán la consideración de costos liquidables del sistema y serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en el mercado a tener de lo contemplado en la disposición adicional séptima~~

de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

Los costes correspondientes a la retribución del servicio serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en el mercado a tenor de lo contemplado en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, y de lo dispuesto en el apartado decimocuarto del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.”

## **8.6 Sobre el artículo 9. Repercusiones del incumplimiento del servicio de disponibilidad**

- a) En el punto 2 del artículo 9, se establece que el incumplimiento del servicio de disponibilidad, llevará asociado una penalización proporcional a la gravedad del mismo y además, conllevará la imposibilidad de contratar este servicio en periodos siguientes. A este respecto, dado que la planta ya se vería penalizada por la pérdida de la parte proporcional del incentivo, el impedir la contratación en periodos sucesivos podría considerarse demasiado restrictivo, por ejemplo en aquellos casos en los que el incumplimiento del servicio de disponibilidad pudiera ser debido a una avería fortuita de la unidad de producción. Además esta medida podría suponer en estos casos la retirada de capacidad del sistema en los siguientes períodos, por lo que se debería eliminar esta última penalización. No obstante, en caso de que se decidiera mantener esta penalización, se debería concretar el plazo al que hace referencia la Propuesta con “los periodos siguientes”.
- b) En el punto 3 del artículo 9, se considera que, con objeto de incentivar al cumplimiento de los objetivos de disponibilidad establecidos de la manera más efectiva posible, se ha de eliminar la existencia del límite máximo de retribución planteado del 75%, para establecer, por el contrario, que la retribución sea función del incumplimiento observado sin otras limitaciones, al tratarse de una retribución asociada a la prestación de un servicio específico. De esta manera se incentivaría al máximo el cumplimiento de las disponibilidades establecidas.

- c) Adicionalmente se debería explicitar, en caso de indisponibilidades parciales, p.e. limitaciones de potencia por razones técnicas de la planta, si se retribuiría o no la parte proporcional de la potencia disponible. Para no perder la señal de disponibilidad para el resto de potencia disponible, cabría considerar la potencia restante disponible a efectos del cálculo del pago del servicio de disponibilidad. Por ello, el texto alternativo del punto 3 del artículo 9 sería el siguiente:

*“[...] se reducirá su incentivo anual proporcionalmente al número de horas y a la potencia media indisponible registrada en los periodos tarifarios 1 y 2 [...]”*

- d) En el punto 4 del artículo 9, se debe establecer un plazo para la resolución del incumplimiento por parte de la DGPEM para que se resuelva antes de la liquidación final de los meses afectados. Para evitar conflictos de interpretación jurídica, sería conveniente también establecer la suspensión cautelar de la retribución hasta que resuelva la DGPEM. Para ello se puede añadir lo siguiente al final del párrafo.

*“La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre el incumplimiento en un plazo máximo de 6 meses a contar desde la fecha de comunicación del mismo por el Operador del Sistema. Hasta que se comuniquen la resolución sobre el incumplimiento, el Operador del Sistema suspenderá provisionalmente la liquidación de la retribución del servicio a la instalación del incumplimiento.”*

- e) Finalmente, y por las razones argumentadas en este documento en relación con la equiparación de este servicio con el de incentivo a la inversión, en cuanto a la no existencia de contratos entre proveedor y operador del sistema, se debería eliminar la palabra “contratar” de este artículo así como en otros en los que se encuentre a misma, sustituyéndola en este caso por “prestar”.
- f) En el punto 2 se dispone que no acreditar una potencia media disponible anual superior al 60% en los periodos tarifarios 1 y 2 supone el incumplimiento. Debería precisarse, como se hace en el punto 3, que habría que descontar las indisponibilidades programadas.

### **8.7 Sobre el artículo 10. Inspección**

- a) En el punto 1 del artículo 10 sería conveniente modificar la redacción por los mismos motivos expuestos para los artículos 4.1 y 8, así como para incluir la inspección de los importes liquidados. Se debería modificar el punto 1 del artículo 10 según el texto siguiente:

“1. La Comisión Nacional de Energía inspeccionará las condiciones de prestación de este servicio, la disponibilidad efectiva de las centrales y las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema correspondientes a la prestación del mismo.”

- b) Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión recuerda que ya se encuentra entre sus funciones, la obligación de informar semestralmente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre la liquidación de la energía que lleva a cabo el operador del mercado y el operador del sistema (DA11<sup>a</sup>.Tercera de la Ley 34/98). En este sentido, la información solicitada en el punto 2 del artículo 10 podría incluirse en el citado informe, sin necesitar de crear un informe adicional específico para esta cuestión, por lo que se propone la supresión de este punto.

### **8.8 Sobre la disposición adicional primera. Nuevo mecanismo de pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica**

En esta disposición se establece que la CNE elaborará una propuesta a enviar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con un futuro mecanismo competitivo de pagos por capacidad. A este respecto, y como ya se ha señalado anteriormente, esta Comisión considera que el desarrollo de los pagos por capacidad es una cuestión fundamental para dar una señal de estabilidad regulatoria y conseguir un margen de reserva de capacidad adecuado en el medio y largo plazo para el sistema eléctrico, por lo que se considera necesario partir de la regulación de la Orden ITC/2794/2007 y desarrollarla y completarla, lo que se debería realizar en un plazo no superior a seis meses.



### **8.9 Sobre la disposición adicional segunda. Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación**

- a) En esta disposición adicional se fija el mecanismo de cálculo para grupos térmicos de la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación que estaba eliminado como consecuencia de la derogación de la Orden de 17 de diciembre de 1998 por la Orden ITC/2794/2007, pero únicamente para las centrales térmicas. Dado que las definiciones establecidas en la mencionada Orden son necesarias también fuera de ámbito del pago por capacidad<sup>8</sup>, cabría recoger adicionalmente aquí las definiciones para el cálculo de las potencias netas para grupos hidráulicos y de bombeo-turbinación.
- b) En el contenido de esta disposición adicional, figura que la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía se expresará en MW con dos decimales. En este sentido, hay que señalar que en el Mercado MIBEL los programas de energía se expresan en valores de MWh con una cifra decimal, y que por ello, en el sistema de información del Operador del Sistema (eSIOS) los datos de potencia bruta y neta están así expresados en valores de MW con una sola cifra decimal, por lo que, se considera que se debería seguir el mismo criterio:

*“A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresará en MW con un decimal ...”*

### **8.10 Sobre la disposición transitoria primera. Valores de los índices a aplicar en la retribución anual del servicio de disponibilidad para 2011**

Debido a las singularidades en cuanto al combustible utilizado por el grupo Elcogas y con objeto de evitar interpretaciones dispares a la hora de realizar su liquidación correspondiente, sería oportuno aclarar en qué apartado de esta disposición transitoria

---

<sup>8</sup> Por ejemplo, cabría citar la retribución del operador del mercado que se financia en función de las potencias netas de los generadores.

se encuadraría dicho grupo: si en el de instalaciones que consumen carbón o en el de las instalaciones que consumen gas natural.

#### **8.11 Sobre la disposición transitoria segunda. Aplicación del servicio de disponibilidad en 2011**

- a) El punto 2 de esta disposición transitoria se establece que durante el año 2011 la retribución por el servicio de disponibilidad será “...prorrateada en función del número de horas del año en las que efectivamente resulta de aplicación el servicio en el año 2011”. Se debería indicar si el prorrateo se calcula considerando todas las horas independientemente del período tarifario al que correspondan, o sólo las horas correspondientes a los periodos tarifarios 1 y 2.
- b) En el punto 3 de esta disposición habría que indicar que el cálculo de la potencia media disponible anual para los meses de 2011 se efectúa de acuerdo con las especificaciones dadas en el artículo 5.
- c) En esta disposición transitoria segunda figuran los distintos plazos de notificación del titular de la instalación al Operador del Sistema y de contestación del Operador del Sistema a dicho titular. Se considera necesario que los días indicados sean referenciados específicamente como días hábiles.

#### **8.12 Sobre la disposición transitoria tercera. Nuevos valores de las tablas de la Resolución de 8 de febrero de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, que aplican al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.**

- a) Una vez que se defina en la disposición transitoria primera el índice a aplicar a Elcogás en la retribución anual del servicio de disponibilidad en 2011, debería modificarse en su caso el valor CPI correspondiente.

- b) El coste variable de la tabla del apartado tercero de la Resolución, de 8 de febrero de 2011, que se modifica en esta disposición, debería incrementarse teniendo en cuenta el peaje de la generación establecido en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto-ley 14/2010, una vez que entre en vigor el Real Decreto por el que se establece dicho peaje<sup>9</sup>.

### **8.13 Sobre la disposición final primera. Modificación del anexo III de la Orden ITC/2794/2007**

- a) La modificación propuesta en el punto 2 de la Disposición final primera de la Orden: “... *La CNE inspeccionará aquellas instalaciones de generación a las que es de aplicación la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo que no hayan funcionado durante 1000 horas consecutivas ...*”, debería especificarse de una manera más concreta, ya que caben dos posibles interpretaciones:

- Inspeccionar aquellas plantas que no han llegado a completar un funcionamiento continuo de 1000 horas, lo que supone un requisito bastante exigente (de hecho en enero-mayo de 2011, únicamente habría cumplido este requisito una central de ciclo combinado que tiene cogeneración). Cabría considerar por tanto, que la obligación de las 1000 horas se asociara a un funcionamiento de horas “agregadas anuales” en lugar de “consecutivas”. En este caso, en 2010, ocho centrales no habrían conseguido superar 1000 horas de funcionamiento.
- Inspeccionar aquellas plantas que han estado paradas durante 1000 horas consecutivas, lo que podría ser un requisito de fácil cumplimiento en aras de evitar una inspección.

En cualquier caso, cabe recordar que la CNE podría inspeccionar de oficio cualquier central sobre la que se tuvieran dudas sobre la existencia de una posible indisponibilidad

---

<sup>9</sup> Remitido por la SEE para informe a esta Comisión el 30 de mayo de 2011

no declarada, por lo que no se considera necesario el establecimiento de un límite en la regulación para poder llevar a cabo estas inspecciones, y por tanto se propone la eliminación de este párrafo.

b) Cabe recordar también con respecto al punto 2, que dado que el incentivo a la inversión no discrimina entre tecnologías, las nuevas instalaciones que se hayan puesto en marcha desde 1998, en concreto una hidráulica, también verá incrementada su retribución hasta 26.000€/MW, lo que no resultaría coherente con la justificación dada en la Memoria de la Propuesta al incremento del incentivo a la inversión, esto es, el compensar el menor número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados.

#### ***8.14 Sobre la disposición final tercera***

Para facilitar la implantación de la Propuesta, sería deseable que la entrada en vigor se realice el día 1 del mes siguiente a su publicación. Se propone por tanto sustituir la actual redacción por la siguiente:

*“Esta orden entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.”*

## 9 OTRAS PROPUESTAS DE MEJORA DE REDACCIÓN

- a) En el punto 3 de la Disposición transitoria segunda, se incluye dos veces el texto “*En el cálculo anterior no se contabilizarán las indisponibilidades programadas, siempre y cuando hayan sido acordadas con el Operador del Sistema*”. Cabe destacarse, además, que una vez definido ya en el artículo 5 el concepto de “indisponibilidades programadas”, tal y como se propone en estos comentarios, bastaría con incluir en este punto 3, la siguiente indicación:

“En el cálculo anterior no se contabilizarán las indisponibilidades programadas, de acuerdo con la definición incluida en el artículo 5 de esta orden”.

- b) En el apartado 1 de la disposición transitoria segunda, cabría aclarar la diferencia entre la notificación enviada por el titular al Operador del Sistema y la enviada por parte del éste al titular, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNE, de acuerdo con la siguiente redacción:

“1. A los efectos previstos en el artículo 6, para el año 2011 la notificación del titular de la instalación de generación al Operador del Sistema se deberá realizar en el plazo máximo de 15 días a contar desde la fecha de entrada en vigor de esta orden. El Operador del Sistema remitirá la notificación correspondiente de aceptación al titular, con copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía en el plazo máximo de 5 días a contar desde la fecha máxima de la notificación.”

- c) En el segundo párrafo del artículo 5 sobre requisitos de cumplimiento de disponibilidad, donde dice “*las indisponibilidades programadas no podrán superar en ningún caso el 33% de la horas de los periodos tarifarios 1 y 2*”, debe decir, “*las indisponibilidades programadas en los periodos tarifarios 1 y 2 no podrán superar en ningún caso el 33% de la horas de estos periodos*”.