

## **IPN 33/09 REAL DECRETO DE PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO**

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), en su reunión de 4 de noviembre de 2009 ha aprobado el presente informe, relativo al *Proyecto de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro*. Dicho informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas en relación con los proyectos y proposiciones de normas que afecten a la competencia, que, con carácter preceptivo, le atribuye el artículo 25.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

La solicitud de informe, que adjuntaba el texto del mencionado Proyecto de Real Decreto pero no las memorias de acompañamiento, fue remitida por el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y se recibió en la CNC en fecha 16 de noviembre de 2009, solicitando la emisión de informe a la mayor brevedad posible.

### **I. ANTECEDENTES**

En los últimos meses se ha producido una fuerte reducción de la demanda de carbón autóctono para la producción de energía eléctrica debido entre otras razones a la importante contracción de la demanda de electricidad y al desarrollo de otras tecnologías de producción, en particular las renovables. Ello ha generado la aparición de un importante excedente de carbón que no puede ser absorbido por los productores de energía.

Como consecuencia de esta situación, el pasado 31 de julio el Consejo de Ministros acordó que el excedente de carbón no consumido fuese comprado y almacenado por HUNOSA hasta tanto no se produjera una recuperación de la demanda de carbón autóctono y pudieran revenderse esos stocks. Al coste derivado de la compra del carbón se sumarían distintos costes adicionales en concepto de mermas, almacenamiento, costes de oportunidad, etcétera, costes que podrían ser recuperados total o parcialmente con la reventa de carbón.

Tras la adopción del mencionado Acuerdo del Consejo de Ministros, y como medida ulterior de fomento del consumo de carbón autóctono para la generación de energía eléctrica, el MITYC ha elaborado un Proyecto de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Este proyecto modificará el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, realizando una serie de ajustes en el funcionamiento de este mercado.

## II. CONTENIDO DEL PROYECTO

El Real Decreto objeto de análisis modifica la ordenación del mercado de producción de energía eléctrica, estableciendo un nuevo servicio de ajuste del sistema denominado “resolución de restricciones por garantía de suministro”, que se celebraría inmediatamente después de la casación del mercado diario. Este nuevo servicio de ajuste conlleva la alteración del resultado del mercado diario para retirar la producción casada correspondiente a determinadas unidades térmicas y sustituirla por la producción de otras centrales no casadas en el mercado que utilizan carbón autóctono como combustible. Como compensación, el Proyecto de Real Decreto establece una serie de pagos a las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa de funcionamiento del mercado diario.

El Real Decreto ampara en su Preámbulo la decisión de primar la presencia del carbón autóctono en el mercado de producción de energía eléctrica refiriéndose a la habilitación contenida en el artículo 25.1 de la *Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico*, que señala la posibilidad de que el Gobierno establezca procedimientos para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta el límite del 15% de la cantidad total de energía primaria, siempre que se adopten las medidas necesarias para evitar la alteración del precio de mercado, y siempre que las medidas adoptadas sean compatibles con el mercado de libre competencia en producción de energía eléctrica.

Por otro lado, se justifica la medida en base a la importancia de mantener disponible la opción de los combustibles de origen autóctono y el parque generador de centrales de carbón, por considerar que aportan un grado de fiabilidad adecuado para asegurar la correcta operación del sistema y del suministro eléctrico, asegurando en última instancia la garantía del suministro a los consumidores eléctricos. En todo caso el uso de carbón de origen autóctono no puede superar el límite del 15% de la cantidad total de energía primaria establecido en el artículo 25.1 de la *Ley del Sector Eléctrico*, así como tampoco las cantidades señaladas en el “*Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012*”.

El Real Decreto cuenta con dos artículos, una disposición derogatoria, dos finales y tres anexos. Con respecto a su contenido concreto, en su primer artículo se realizan las modificaciones necesarias al *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*, para incentivar el uso de carbón autóctono con la creación del nuevo servicio de ajuste del mercado de producción de energía eléctrica denominado “*resolución de restricciones por garantía de suministro*”.

En el artículo segundo se produce la aprobación del nuevo servicio de ajuste, que como señala el referido artículo funcionará en los términos establecidos en los anexos. En el Anexo I se desarrollan las reglas de funcionamiento del nuevo sistema, se asignan los costes derivados del mismo y se otorgan las correspondientes facultades

de supervisión. En relación con el funcionamiento del nuevo sistema, el Operador del Sistema podrá realizar diariamente las actuaciones oportunas para que se produzcan aumentos de generación térmica por parte de las centrales designadas por el MITYC en el anexo II, centrales que utilizan carbón autóctono como combustible. En estos casos, la retribución de los aumentos será la fijada en el Anexo II de manera distinta para cada una de las centrales incluidas en el régimen.

En dicho Anexo II se señalan las centrales que quedan adscritas al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, los precios de retribución de la energía y los volúmenes máximos anuales de producción que pueden acogerse al nuevo sistema. En total se identifican nueve centrales térmicas, y el precio de retribución de la energía fijado oscila entre los 47,75 y los 63,12 €/MWh. También se establece un mecanismo de actualización automática de los precios de un 2% anual hasta 2012.

Según este nuevo procedimiento determinadas centrales térmicas en régimen ordinario, de las no incluidas en el Anexo II, tendrán que ver reducido su programa de producción. El nuevo sistema prevé que la reducción de los programas se realizará en orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> de las distintas instalaciones de producción. Para las centrales que, con arreglo a este orden, resulten perjudicadas con la reducción de sus programas, se prevé un mecanismo de compensación que figura en el Anexo III. Esta compensación se determinará en función de tres factores esenciales: la disminución operada en su producción (cantidad casada) por la aplicación del nuevo sistema; la diferencia entre el precio de casación del mercado diario en cada hora y una estimación para cada central de los costes por combustible que se le reconocen y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> no utilizados; y por último un margen comercial adicional que se reconoce a cada central afectada, en caso de que, a la entrada en vigor del Real Decreto, la central cuente con contratos a largo plazo de suministro de combustible que incluyan cláusulas del tipo “*take or pay*”.

En cuanto a la financiación de los costes derivados del nuevo sistema, se estipula que parte de los mismos se sufragará con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución antes de su liquidación a la Comisión Nacional de la Energía. Otra parte será sufragada exclusivamente por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos en el período de programación correspondiente.

Por último, la supervisión del nuevo sistema se atribuye a la Comisión Nacional de Energía, que cuando detecte indicios de prácticas restrictivas de la competencia, deberá ponerlo en conocimiento de la CNC, a cuyos efectos la CNE aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.

### **III. CONSIDERACIÓN PRELIMINAR: LA INTERPRETACIÓN DEL CONCEPTO DE CARBÓN AUTÓCTONO**

Las centrales eléctricas que van a participar en el nuevo procedimiento de garantía de suministro que instaura el PRD han de utilizar carbón autóctono en su proceso productivo. Por ello, hay que empezar por delimitar con precisión cual es el significado de “carbón autóctono”.

En principio, podría albergarse la duda de si el término “carbón autóctono” es equivalente a “carbón comunitario”, esto es, carbón producido en cualquiera de los países de la UE, ya que así lo ha interpretado la Comisión Europea en alguna ocasión<sup>1</sup>. Sin embargo, la propia Comisión Europea, en otros precedentes posteriores, como la muy reciente Decisión referida al caso de España sobre las Ayudas a la industria del carbón en el período 2008-2010, publicada el 29 de septiembre de este año, parece asimilarlo a “carbón nacional”<sup>2</sup>.

En todo caso, incluso de aceptar la acepción de “carbón autóctono” en el sentido de “carbón comunitario”, se entiende que debe considerarse que cuando el PRD alude a este término, se está refiriendo realmente a “carbón nacional”. Esto es así por varias razones.

En primer lugar, la propia exposición de motivos del PRD vincula la utilización de carbón autóctono para producción de energía a que ésta se realice *“en unas cantidades no mayores a las apuntadas en la planificación del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012”*. Lógicamente, este Plan Nacional se refiere a cantidades de consumo de carbón nacional, no carbón comunitario. No en vano, en el propio Plan Nacional se determina en el punto XIV.1 (Consumo garantizado), que: *“... el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio adoptará las medidas e instrumentará los mecanismos que resulten necesarios” ... “para garantizar la compra por las empresas eléctricas de la producción nacional de carbón en las cuantías que se establecen en este Plan...”* Este mismo punto declara que *“El carbón autóctono nacional deberá tener un incentivo económico similar al que ha mantenido en el periodo 1998-2005 con la pta/KW.”*

---

<sup>1</sup> En este sentido, debe recordarse lo establecido por el considerando 104 del Expediente de ayuda estatal no notificada NN 49/99 que la Comisión Europea realizó con motivo de la denuncia interpuesta ante ésta por considerar que la Disposición transitoria sexta de la ley 54/1997 constituía una ayuda de estado. En este considerando 104 se establece que: “Mediante carta de 29 de abril de 1999 (Carta SG (99) D/2953 de 29.4.1999), la Comisión comunicó a los Estados miembros que el término “autóctono” que figura en la Directiva 96/92/CE debe interpretarse, por lo que respecta al carbón CECA, como carbón “comunitario”.

<sup>2</sup> Decisión NN 20/2009 (ex N 647/2008) – España, Ayudas a la industria del carbón en el período 2008-2010 en el ámbito del artículo 5, apartado 3, del Reglamento (CE) nº 1407/2002. Así, por ejemplo, el párrafo 85 al comparar los precios medios practicados en la producción española y el carbón importado, se hace referencia (Cuadro 4) al carbón autóctono frente al importado.

En segundo lugar, de la selección de las centrales térmicas que estarán adscritas al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, puede derivarse que dicha selección se ha realizado con el objetivo de beneficiar a aquellas centrales que pueden abastecerse más fácilmente fundamentalmente por su proximidad a las grandes cuencas mineras.

En definitiva, parece claro que el objetivo del PRD es asegurar la viabilidad de las centrales de carbón, favoreciendo, a la vez, el consumo de carbón “*nacional*”. Por ello se interpreta que la utilización a lo largo del texto del PRD del término “*carbón autóctono*” no se produce en el sentido comunitario, sino como equivalente de “*carbón nacional*”, y en tal sentido deben valorarse las reflexiones contenidas en el presente informe.

Como consecuencia de lo anterior, el favorecimiento de la compra de carbón nacional frente a otro carbón comunitario e, incluso, extracomunitario supone que se va a beneficiar a la producción nacional en detrimento de la proveniente de otros países, con independencia de su calidad calorífica o del coste de aprovisionamiento de dicho carbón.

#### **IV. EFECTOS DE LA MEDIDA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA**

El sector eléctrico en España viene organizado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) y por su normativa de desarrollo. La LSE recoge en su Exposición de Motivos que su fin básico es “...establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente...”. Para ello, la LSE se marca un propósito liberalizador, consagrando la libre competencia entre agentes como principio rector del sistema: “...La gestión económica del sistema, por su parte, abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica...”. En particular, en la generación de energía eléctrica, el preámbulo de la LSE “...reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista...”

Sin embargo, el Proyecto de Real Decreto supone una contradicción con el principio rector de la LSE, en la medida en que distorsiona gravemente la toma de decisiones de los agentes económicos en libre competencia y los mecanismos de organización de los mercados eléctricos en España.

#### **IV.1 Distorsión de la formación de los precios del mercado**

El Real Decreto proyectado modifica la ordenación del mercado de producción de energía eléctrica<sup>3</sup>, estableciendo un nuevo servicio de ajuste del sistema denominado “resolución de restricciones por garantía de suministro”, que se celebraría inmediatamente después de la casación del mercado diario<sup>4</sup>. Este nuevo servicio de ajuste<sup>5</sup> conllevaría la alteración del resultado del mercado diario para retirar la producción casada por determinadas unidades térmicas y sustituirla por la producción de otras centrales no casadas en el mercado y que utilizan carbón nacional como combustible.

La participación de las centrales de carbón del Anexo II del Proyecto de Real Decreto en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro es opcional (se condiciona (art. 2) “a la presentación (...) de una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012 (...) en las cantidades y precios definidos en el anexo II”). Para las centrales que acepten, este compromiso supone un precio mínimo garantizado a cambio de que utilicen carbón nacional como combustible.

Esto supondrá que las centrales de carbón adheridas al compromiso que pueden producir con carbón importado -más barato que el nacional- incrementarán sus costes, al sustituir un carbón más barato (el importado) por otro más caro (el nacional),

---

<sup>3</sup> El mercado mayorista de producción de energía eléctrica es el conjunto de transacciones que tienen lugar entre los agentes en el nivel mayorista (productores, *traders*, agentes externos, comercializadores y consumidores directos en mercado) para determinar qué unidades productoras deben generar electricidad cada día, cuánta energía y a qué precios, para satisfacer la demanda nacional y los intercambios de electricidad con el exterior.

<sup>4</sup> El mercado mayorista de producción de energía eléctrica comprende varias fases, de las cuales la principal es el “mercado diario”. El mercado diario se celebra diariamente para el suministro de electricidad al día siguiente. En este mercado, los agentes realizan ofertas de compra y venta de energía para cada hora del día siguiente, que se agregan en curvas de oferta (venta) y demanda (compra) y de cuya casación surge un precio marginal para cada hora del día y una asignación de energías a producir por cada central generadora. Este precio es único, en cada hora, para todas las ofertas casadas.

<sup>5</sup> El mercado diario y las fases anteriores a él proporcionan una asignación de la energía a producir para el día siguiente en función de criterios exclusivamente “económicos”, pero dicha asignación puede no ser técnicamente factible. Por ello, tras la fase del mercado diario, se abre la fase de los servicios de ajuste del sistema, en las que el Operador del Sistema (REE) asegura que el suministro se realice en las condiciones de fiabilidad y seguridad requeridas. Los servicios de ajuste actuales son: la resolución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

provocando un desplazamiento en la curva de oferta del mercado diario<sup>6</sup> y, en la medida en la que dichas centrales fueran marginales o inframarginales<sup>7</sup>, un encarecimiento del precio del mercado diario para toda la energía vendida y comprada en España.

Por otra parte, la configuración actual del mercado diario se fundamenta en que los agentes ofertan la energía de cada una de sus plantas productoras basándose en los costes de producción de energía de dichas plantas. En dicho coste se internalizan la eficiencia energética de la tecnología empleada y de la propia central, los costes del combustible y su eficiencia medioambiental, dado que cuanto más emisora de CO<sub>2</sub> sea una central, mayores derechos de emisión tendrá que adquirir en el mercado. De esta forma, son las señales económicas (precio de la emisión de CO<sub>2</sub>, precio del combustible, eficiencia) las que determinan la orden de mérito de las centrales y cuáles producen en el mercado diario y cuáles no.

El Proyecto de Real Decreto modifica la configuración descrita, puesto que establece que la retirada de centrales para incluir a las de carbón nacional en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro “*se efectuará teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> de las distintas instalaciones de CO<sub>2</sub>*” (apartado Cuarto.3 del Anexo I del Proyecto de Real Decreto). Es decir, que para la retirada de energía, se relega el orden de mérito económico de las centrales, que ya incorporaba la eficiencia energética y medioambiental de cada una de ellas, a favor de un orden de mérito de emisiones de CO<sub>2</sub>, y cuya confección queda indeterminada en el Proyecto de Real Decreto dado que se relega al posterior desarrollo normativo del mismo.

Adicionalmente a las alteraciones en el orden de mérito del mercado diario, el Proyecto de Real Decreto establece una serie de compensaciones tanto a las unidades incluidas en el programa de funcionamiento como a las retiradas de la casación.

En efecto, las centrales de carbón nacional que no hayan casado inicialmente y sean incluidas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro serán

---

<sup>6</sup> La curva de oferta del mercado diario es la agregación de todas las ofertas de venta de energía, ordenadas desde la más barata hasta la más cara. La casación se produce en el punto de intersección de esta curva con la curva de demanda (agregación de todas las ofertas de compra de energía al mercado diario, ordenadas de manera decreciente según su precio), determinando el precio del mercado. De este modo, un desplazamiento de la curva de oferta supone una alteración de dicho precio, que es el que cobran y pagan todas las ofertas de venta y compra casadas.

<sup>7</sup> La oferta de venta marginal es la que marca el precio del mercado diario. Las ofertas de venta inframarginales son aquellas cuyo precio es inferior al precio de casación.

retribuidas al precio recogido en el Anexo II del PRD por encima del precio de casación. Esto es, se producirá un sobrecoste sobre el precio del mercado diario que será repercutido, en último término, a los consumidores finales.

La producción máxima prevista en el PRD supone que las centrales beneficiarias del PRD producirían un 20 por ciento más de lo que generaron en 2008 (o en 2007 para aquellas centrales que sufrieron paradas en 2008 por diversos motivos). Ello implica que el PRD prevé una mayor participación de estas centrales de la que determinaría el mercado (aún siendo sus costes de producción mayores que los que tenían en 2008 debido a la obligación de utilizar carbón autóctono).

Por otro lado, la retirada de las ofertas de las centrales casadas para incluir a las unidades de carbón nacional en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro conlleva una compensación a estas unidades, que deberá ser sufragada por las unidades de adquisición (apartado Quinto.3 del Anexo I del Proyecto de Real Decreto), que repercutirá también en los consumidores finales.

En conclusión, el PRD no sólo altera el precio pagado por MWh producido bajo el régimen previsto en el mismo (remuneración de las unidades de carbón y lucro cesante) sino que también distorsiona el proceso de formación de precios en el pool eléctrico que ya no se determina por criterios de mercado y de eficiencia.

#### **IV.2 Distorsión de los costes del sistema**

El apartado Cuarto del Anexo I del Proyecto de Real Decreto, en su numeral 4, establece que las unidades térmicas cuyas ofertas casadas en el mercado diario sean retiradas por restricciones por garantía de suministro *“no podrán ofertar en los mercados intradiarios las cantidades reducidas salvo para mantener sus mínimos técnicos de funcionamiento”*.

Esta limitación supone que las unidades cuya producción sea retirada totalmente o parcialmente de la casación en aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no puedan optimizar sus costes de operación (los costes medios de una central son decrecientes: esto es, el coste unitario de producir en una hora determinada decrece con la cantidad producida) y que incurren en pérdidas si las ofertas al mercado diario se han hecho previendo una producción a plena carga. Más aún, si, tras la retirada de energía de la casación, la producción de una central en una determinada hora queda por debajo de su mínimo técnico de

funcionamiento<sup>8</sup> (o incluso se retira totalmente su producción), se puede ver forzada a vender energía a pérdida en los mercados intradiarios<sup>9</sup> para evitar riesgos técnicos y paradas y arranques.

Estas limitaciones provocarán que las unidades técnicas susceptibles de ser retiradas modifiquen sus estrategias de oferta al mercado diario, incorporando a las mismas los costes asociados al riesgo de verse forzados a producir de manera ineficiente, lo que terminará repercutiendo en mayores costes para el sistema.

Por otra parte, las compensaciones establecidas en el Anexo III del Proyecto de Real Decreto para las unidades retiradas en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no recogen la totalidad del lucro cesante por no producir, lo que repercutirá en un incremento del coste de la electricidad para el sistema y producirá distorsiones adicionales sobre la competencia en los mercados energéticos.

En efecto, la compensación que se establece en el Proyecto de Real Decreto para las unidades retiradas equivale al precio del mercado diario menos los costes estimados de no haber utilizado el combustible y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para producir, más una compensación por la existencia de cláusulas del tipo “*take-or-pay*” en los contratos de aprovisionamiento de gas<sup>10</sup>.

La lógica que subyace a esta compensación es que, si el combustible o los derechos de emisión no son utilizados, las unidades podrían venderlos en el mercado a un precio similar a los precios de referencia calculados en el Anexo III del Proyecto de Real Decreto o no adquirirlos previamente, ahorrándose su coste equivalente. Sin embargo, tales ahorros son inciertos, dado que la mayoría de contratos de adquisición de estos insumos son a medio y largo plazo (y pueden conllevar penalizaciones por ruptura, modificación o incumplimiento de contratos) y la posibilidad de vender el combustible ya adquirido y no utilizado es improbable y, aún si se realizara, no necesariamente supondría la percepción de beneficios equivalentes a los precios de referencia del Anexo III del Proyecto de Real Decreto.

---

<sup>8</sup> El mínimo técnico es la mínima carga a la que una central puede funcionar sin riesgos técnicos. Este valor del mínimo técnico es diferente para cada una de las unidades.

<sup>9</sup> Los mercados intradiarios son una serie de sesiones que se celebran después del mercado diario y del establecimiento de determinados servicios de ajuste y en las que los agentes vendedores y compradores ajustan sus posiciones. Su operativa es similar a la del mercado diario (esto es, los agentes presentan ofertas de venta y compra de energía, se construyen las curvas de oferta y demanda y se determina un precio marginal).

<sup>10</sup> Tales cláusulas implican una inflexibilidad en el aprovisionamiento de gas, dado que el gas se cobra igualmente, se aprovisione o no el demandante en el contrato, y suelen conllevar penalizaciones por el desvío de los aprovisionamientos respecto a las cantidades estipuladas contractualmente.

Es improbable que los agentes vendan el combustible no utilizado porque se trata de cantidades de difícil previsión en el medio plazo y volátiles en el corto plazo, de modo que pueden no encontrar mercados para su venta: por un lado, el desvío de combustibles para otros usos en España (por ejemplo, de gas para el suministro a clientes domésticos o empresas) requiere encontrar demandantes que estén dispuestos a utilizar el combustible según éste vaya sobrando a las centrales térmicas; por otro lado, el desvío de combustibles a otros países puede ser físicamente imposible (en el caso del gas natural, por ejemplo, las rutas de los barcos que lo transportan licuado tienen una rígida programación) y, además, puede conllevar unos considerables costes de gestión. Aún en el caso de que los agentes consiguieran desviar los combustibles para otros usos en España o a otros países, se encontrarían con otros costes asociados al incumplimiento de sus programaciones de tránsito del combustible (por ejemplo, penalizaciones por infrautilización de las capacidades reservadas en las plantas de regasificación en España) o con que tienen que compartir el precio percibido por la venta del gas con sus suministradores (por ejemplo, las cláusulas de “*profit-sharing*”<sup>11</sup>, comunes en los contratos de gas) o con que al ser un problema común para todos los agentes en España, puede producirse un exceso de oferta que merme el precio al que puedan revender estos productos en España.

Por tanto, al ser los desvíos de combustible poco probables o poco rentables, es previsible que los agentes se vean forzados a almacenar los combustibles no usados, incrementando los costes asociados al almacenamiento (por ejemplo, las penalizaciones y costes por el almacenamiento de gas en las plantas regasificadoras).

Todos estos costes no quedan integrados en la compensación asignada a los contratos de suministro de gas natural con cláusulas “*take-or-pay*”, cuya cuantía, además, queda indefinida en el Anexo III del Proyecto de Real Decreto, de modo que los agentes verán incrementados sus costes de gestión, lo que previsiblemente repercutirá en los precios finales de la energía a los que finalmente venden dichos agentes.

Adicionalmente, las compensaciones establecidas en el Anexo III del Proyecto de Real Decreto para las centrales retiradas con contratos a largo plazo de suministro de combustible con cláusulas del tipo “*take-or-pay*” sólo se aplican a aquellos contratos que estén vigentes a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto proyectado (apartado 1 del Anexo III). Para los agentes que quieran instalar nueva capacidad en España y necesiten para ello firmar nuevos contratos (y se vean obligados a incluir

---

<sup>11</sup> Estas cláusulas establecen que el beneficio obtenido por la venta del combustible en caso de desvío del destino programado se comparta con el proveedor del combustible.

cláusulas “*take-or-pay*”), o para los agentes que tengan que renovar sus contratos de aprovisionamiento de combustible, no existe compensación. De este modo, la compensación privilegia a los agentes ya instalados con contratos de aprovisionamiento o suministro con ese tipo de cláusulas frente a los nuevos entrantes que se vean obligados a negociar contratos con el mismo tipo de cláusulas.

Desde la óptica de la competencia efectiva en los mercados, lo más preocupante es que este incremento de los costes de gestión afectará de modo asimétrico a los agentes: los que gestionen mayores cantidades de combustible en España se verán afectados en menor medida que los demás, dado que el impacto relativo de estos costes de gestión será menor y que podrán minimizarlos, al contar con una mayor escala, más destinos potenciales para los combustibles no usados y mayor poder negociador frente a los proveedores. Adicionalmente, los agentes que llevan más tiempo operando en España y cuentan con contratos más antiguos y con mejores condiciones se verán penalizados en menor medida. De este modo, es previsible que el Real Decreto proyectado afecte de manera adversa sobre la competencia efectiva en los mercados energéticos españoles, al reforzar a los agentes mayores e incumbentes frente a los agentes más pequeños y nuevos entrantes.

#### **IV.3 Distorsión sobre los incentivos a la inversión y al comportamiento estratégico de los agentes**

Finalmente, se considera que la introducción de un mayor grado de incertidumbre en los mercados energéticos desincentiva enormemente la realización y ejecución de las inversiones previstas en capacidad de generación que sean susceptibles de ser desacopladas por restricciones por garantía de suministro, lo que redundará en una merma del bienestar en el largo plazo. Estos desincentivos se producen como consecuencia no solamente de las incertidumbres en la operación de las centrales térmicas expuestas en los puntos anteriores, sino también de la reducción de los procedimientos de mercado a favor de otros de no-mercado, como es el de resolución de restricciones por garantía de suministro, del retroceso en el proceso liberalizador que supone el Real Decreto proyectado y del incremento que se produciría de la inestabilidad regulatoria en caso de aprobarse.

Adicionalmente, el Real Decreto proyectado altera sensiblemente los incentivos de los agentes en los mercados energéticos en España, lo que puede dar lugar, dadas las características de estos mercados (concentración de oferta, integración vertical, transparencia de las estrategias individuales, productos homogéneos), a conductas “estratégicas”, entendiéndose por tales aquellas que se apoyan en un cierto poder de mercado para obtener un beneficio superior al competitivo, a costa de los consumidores

o de los rivales en perjuicio último de los consumidores: por ejemplo, subvenciones cruzadas entre generación y comercialización de electricidad por los agentes verticalmente integrados, comportamientos abusivos en las ofertas a otros servicios de ajuste del sistema o, incluso, comportamientos abusivos o coordinados en los mercados de los combustibles afectados por la retirada de producción.

#### **IV.4 Conclusión**

El Real Decreto proyectado supone una distorsión significativa de los procesos de funcionamiento de los mercados energéticos en España y de los mecanismos de formación de precios. Además de que las compensaciones por el nuevo mecanismo de restricciones por garantía de suministro constituyan un sobrecoste directo importante para la electricidad producida, es previsible que se produzca un encarecimiento del precio de la electricidad en los mercados mayoristas como resultado de la alteración del orden de mérito económico y del incremento de los costes de operación.

Según estimaciones de la CNC, teniendo en cuenta el precio que el PRD prevé para las centrales que utilicen el carbón nacional y la fórmula sobre la remuneración del *lucro cesante* contenida en el PRD para las centrales que se retiran del mercado, el sobrecoste por MWh producido bajo el régimen del PRD ascendería a más 45 euros por MWh. El sobrecoste total en caso de que se generase el máximo de energía previsto en el PRD superaría los 1.200 millones de euros.<sup>12</sup> El informe recientemente publicado por la CNE sobre este PRD<sup>13</sup> argumenta que la fórmula para el cálculo del *lucro cesante* contiene dos errores, los corrige y realiza sus estimaciones con la nueva fórmula. Empleando esta fórmula modificada, las estimaciones de la CNC del sobrecoste total del PRD se situarían entre los 700 y los 800 millones de euros dependiendo del mix de tecnología retirada. Estas cifras son similares a las estimaciones de la CNE.

La aplicación del PRD a la cantidad de electricidad vendida en 2008 supondría un incremento del coste total de la electricidad a nivel mayorista superior al 8 por ciento. Con los precios y cantidades de los tres primeros trimestres de 2009, el incremento del coste sería superior al 16 por ciento. Considerando la generación de 2009, el aumento de coste variaría según el precio de mercado situándose entre un 12,44% (con precios de mercado de 50 €/MWh) y un 20,73% (con precios de mercado de 30 €/MWh). Utilizando la fórmula modificada contenida en el informe de la CNE el incremento del coste de la electricidad vendida en 2008 sería de alrededor del 5%, mientras que con

---

<sup>12</sup> Cifras calculadas tomando como referencia los precios medios del combustible del tercer trimestre de 2009, y para los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, el precio medio de octubre de 2009.

<sup>13</sup> Informe 29/2009 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro (aprobado por el Consejo de Administración de 16 de noviembre de 2009).

los precios y cantidades de los tres primeros trimestres de 2009, el incremento del coste sería superior al 9%<sup>14</sup>.

A todo ello habría que añadir los aumentos de costes derivados de las distorsiones creadas sobre el precio del pool y las ineficiencias descritas en esta sección por lo que el impacto sobre el coste de la electricidad sería incluso superior.

## **V. ANÁLISIS DE LA JUSTIFICACIÓN DE LA MEDIDA**

Una vez puestas de manifiesto las ineficiencias y las restricciones a la competencia que introduce la instauración del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, resulta pertinente reflexionar sobre si la medida se encuentra suficientemente justificada con arreglo a su necesidad y proporcionalidad, y, si este fuese el caso, si podrían existir alternativas menos restrictivas de la competencia, en el sentido que la propia CNC aconseja a las entidades responsables de la regulación en su *Guía para la elaboración de memorias de competencia* de diciembre de 2008.

### **V.1 Justificación de la necesidad de la medida**

Con respecto a la necesidad de las medidas previstas en el presente PRD, debemos partir del Preámbulo del mismo para analizar, en primer lugar, cuáles son los objetivos planteados.

El objetivo principal de esta medida, según su exposición de motivos, es asegurar la “*garantía de suministro a los consumidores eléctricos*”, pudiendo considerarse éste como una meta de carácter estructural del sistema nacional de generación de energía con un horizonte temporal de largo plazo. Para alcanzar este objetivo más amplio se plantea a su vez otro segundo objetivo: “*evitar que el parque generador de las centrales de carbón desaparezca en el corto plazo*”. Por último, se establece un objetivo intermedio de carácter instrumental entre ambas metas: el consumo de carbón autóctono. Así, señala que: “*dado que las centrales que utilizan carbón autóctono proveen este servicio...*” *se hace necesario el uso del mismo*”.

Por lo tanto, la justificación de la medida –con independencia de quiénes sean sus beneficiarios más directos- estribaría en la necesidad de garantizar el suministro a los consumidores eléctricos y a mantener operativo un parque generador de energía que se considera estratégico.

Con respecto al primero de los objetivos, la “*garantía de suministro*”, puede entenderse que se adopten medidas encaminadas a conseguirlo, dada la importancia estratégica y

---

<sup>14</sup> Este descenso en el incremento del sobrecoste se debe a que la fórmula modificada de la CNE minorra mucho el valor del *lucro cesante* disminuyendo así el sobrecoste total introducido por el PRD.

sistémica para el normal funcionamiento de los procesos productivos y el consumo final, y por tanto para la economía en general, de contar con suministro eléctrico continuo, suficiente, fiable y seguro. No en vano, se establece en la propia Ley del Sector Eléctrico en su artículo 1.2.a que es objeto de la misma “*La adecuación del suministro de energía eléctrica a las necesidades de los consumidores*”.

Sin embargo, de acuerdo con las actuales circunstancias de crisis económica que han derivado en una caída de la demanda agregada, y por ende también de la demanda energética, no parece que a corto plazo esta garantía de suministro esté en peligro. Según datos de Red Eléctrica Española, la potencia instalada en el parque generador peninsular se sitúa a 31 de diciembre de 2008 en 90.878 megavatios, mientras que la máxima demanda de potencia horaria fue de 42.961 megavatios/hora (el 15 de diciembre entre las 19 y las 20 horas)<sup>15</sup>. En media, el sistema eléctrico trabaja actualmente a tasas en torno al 55% de capacidad.

Por otra parte, aún siendo la generación térmica con centrales que utilizan carbón como combustible una producción “*gestionable y proveedora de ajuste del sistema*”, tal y como señala la exposición de motivos del PRD, las centrales de carbón listadas en el Anexo II del PRD no son las únicas capaces de proporcionar una producción de tales características. Además del resto del parque generador español de carbón, existen otras tecnologías de producción que cumplen el requisito de ser gestionables y poder proveer servicios de ajuste al sistema, como las centrales de ciclo combinado de gas natural, las centrales de fuel o fuel-gas y las de bombeo. De hecho, de acuerdo con los datos obrantes en el Registro de Productores Ordinarios del MITYC, la potencia instalada de las centrales gestionables (térmicas de ciclo combinado, de carbón, de fuel y fuel-gas e hidráulicas de bombeo) que pueden proporcionar servicios de ajuste es cercana a los 40.000 megavatios, mientras que la potencia de las centrales de carbón susceptibles de adherirse a la producción con carbón nacional según el PRD (las listadas en el Anexo II del PRD) no llega a 5.000 megavatios. Esto hace posible cuestionar la necesidad de favorecer la producción a través de las centrales térmicas de carbón listadas en el Anexo II del PRD para alcanzar el objetivo de seguridad de suministro, en detrimento de otras que también podrían asegurarlo en los mismos términos e incluso con menores costes en términos de eficiencia.

Los servicios de ajuste que existen en la actualidad (restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos) tienen como objeto principal garantizar que el suministro de electricidad se lleve a cabo en las condiciones de fiabilidad y seguridad necesarias, y por ello suponen una modificación de los resultados puramente “económicos” del mercado mayorista (los provenientes de la casación en el mercado diario y en los mercados intradiarios y de los contratos bilaterales y a plazo) en un horizonte temporal muy cercano al de consumo, para adaptarlos a las posibilidades técnicas de las redes y de las instalaciones físicas en España y al consumo en tiempo real. Sin embargo, estas modificaciones diarias de los resultados “económicos” del

---

<sup>15</sup> Vid. Informe *El sistema eléctrico español en 2008*, REE, páginas 7 y 8.

mercado tienen una justificación objetiva (la factibilidad del suministro en tiempo real) y su diseño trata de incidir lo menos posible en los resultados del mercado y está orientado hacia mecanismos de mercado (se lleva a cabo principalmente mediante subastas).

En definitiva, a diferencia de los servicios de ajuste actuales, las restricciones por garantía de suministro, pese a su nombre, no se justifican en la necesidad de garantizar el suministro, como se ha explicado, ni en ningún caso su carácter requiere que se produzcan modificaciones diarias en los resultados “económicos” del mercado.

Así, una vez que no parece que a corto plazo esté justificada la necesidad de implementar medidas especiales para garantizar el suministro energético, cabe plantearse si la caída de la demanda podría poner en peligro el parque generador de las centrales de carbón. El objetivo de evitar la desaparición de este parque guarda relación con la conveniencia de que la capacidad de generación en España esté suficientemente diversificada. Sin embargo, no puede deducirse necesariamente que la crisis económica y el consiguiente descenso de la demanda supongan el cierre de las centrales térmicas de carbón. No se ha producido hasta la fecha una declaración por parte del sector de sus intenciones de desmantelar estos activos, que conllevan un alto coste y un largo periodo de amortización –período que en algún caso aún no ha concluido-, como consecuencia de este desequilibrio económico, importante pero coyuntural.

Por añadidura, es de destacar el hecho de que la medida no está diseñada para responder a una necesidad de carácter puntual o coyuntural, como podría ser el evitar una crisis en el suministro energético con arreglo a cualquiera de los escenarios planteados, sino que tiene una vocación de permanencia en el tiempo que permitirá mantener indefinidamente la restricción de la competencia que la misma supone.

En todo caso, lo que más llama la atención de la lógica argumental desarrollada en la exposición de motivos es la obligación de que estas centrales térmicas consuman carbón *autóctono* (entendiendo, tal como se ha puesto de manifiesto anteriormente, que tal expresión en realidad es equiparable a “carbón nacional”) para poder cumplir los objetivos expuestos más arriba.

Esta posibilidad se apoya en primer lugar en el amparo legal otorgado por el artículo 25 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, según el cual:

*“El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en*

*períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado<sup>16</sup>.*

Resulta indicativo que el elemento que da sentido a la argumentación del Preámbulo del PRD es, como se ha referido anteriormente, que: *“dado que las centrales que utilizan carbón autóctono proveen este servicio, y que el carbón autóctono puede ser utilizado hasta un máximo del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada en cómputo anual, se hace necesario el uso del mismo”*. Así, la exposición de motivos del PRD, con la alusión a este supuesto amparo legal del art. 25.1 LSE, intenta ahondar en la justificación de la medida, cuando lo cierto es que el hecho de que tal precepto le brinde dicha posibilidad no constituye en sí misma una adecuada motivación de la decisión.

Frente a esta declaración, debe recordarse en primer lugar que el carbón nacional resulta muy ineficiente en la producción energética, con baja capacidad calorífica y coste elevado, en comparación con el carbón internacional. Así, en los últimos años ha caído el consumo de este carbón y ha aumentado el de carbón importado como reflejo de esta diferencia. Por otra parte, muchas centrales térmicas de carbón vienen utilizando esta fuente de energía sin perjuicio de su procedencia, nacional o exterior, por lo que para asegurar la continuidad y disponibilidad de dichas centrales no es necesario que consuman carbón autóctono.

Por añadidura, si lo que se pretende es prevenir la teórica futura escasez de carbón nacional ante un shock de demanda o de oferta que hiciese necesario contar con este recurso, resultaría más congruente con este objetivo el simple aseguramiento de un stock de carbón, sin obligar o incentivar su consumo cuando pueden existir, dadas las actuales circunstancias de mercado, fuentes de energía más eficientes<sup>17</sup>.

No menos importante resulta el hecho de que tal y como recoge el *Plan nacional de reserva estratégica de carbón 2006-2012*, de acuerdo con el Reglamento comunitario 1407/2002 sobre ayudas de Estado al sector del carbón, el volumen global de ayudas a la industria del carbón por los conceptos de reducción de actividad y ayudas a la producción corriente deberá seguir una tendencia descendente que dé lugar a una

---

<sup>16</sup> Esta posibilidad está contemplada también por la normativa comunitaria en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, cuyo artículo 11.4 establece que “Por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consuma en el Estado miembro de que se trate”.

<sup>17</sup> En todo caso, el *Plan nacional de reserva estratégica de carbón 2006-2012* parece referirse a este tipo de medidas de compra de carbón, y no a las de consumo. Así, en la página 14 de dicho Plan, se establece que: “En el Acuerdo entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las Federaciones FIA-UGT, FM-CC.OO y CARBUNION, firmado el 22 de diciembre de 2004 se especifica que el primero adoptará las medidas necesarias para garantizar la compra por las empresas eléctricas de la producción nacional de carbón en las cuantías que se acuerden en el nuevo Plan 2006-2012”.

reducción significativa de las mismas. Al tratarse de ayudas vinculadas a la producción, dicha “reducción significativa” habrá de trasladarse a la producción. En este contexto, de acuerdo con el Plan mencionado, las ayudas a la producción tendrían por objetivo: *“mantener la producción indispensable para tener abierta la posibilidad de acceder a las reservas de carbón, en caso de crisis”*. Por tanto, en este punto el Plan apunta a mantener una producción mínima indispensable para poder seguir accediendo a las reservas de carbón, no a incentivar la producción hasta lo legalmente posible.

Las estimaciones realizadas por la CNC recogidas en el Anexo I del presente informe, muestran que el volumen máximo anual de producción eléctrica imputable al carbón autóctono consumido por las centrales que utilizan esta fuente de energía es inferior al volumen máximo anual de producción programable que puede acogerse al procedimiento de restricciones de garantía de suministro, para las centrales incluidas en el Anexo II del PRD. Con datos disponibles de 2007, la diferencia podría ser de más de 9.000 GWh; diferencia que aumentaría progresivamente, dados los objetivos de dicho Plan en cuanto a la reducción de la utilización de carbón nacional por parte de las centrales de carbón. Esta inconsistencia entre el tope máximo del Plan Nacional y el volumen máximo anual programable por dichas centrales y retribuable con cargo a los montantes que figuran en el Anexo II del PRD vendría a corroborar que la medida excede de los objetivos de mantenimiento de la producción indispensable en los términos establecidos en el propio Plan.

En definitiva, puede concluirse que la necesidad de la medida, con arreglo a los objetivos que establece el propio PRD, es muy cuestionable, toda vez que, ni estamos en una situación de crisis energética que haga necesaria la movilización de estos recursos, ni peligra el suministro de electricidad ni el suministro de carbón a las centrales eléctricas que utilizan esta fuente de energía, ni, finalmente, el parque generador de centrales de carbón está en peligro de desaparición en el corto plazo.

## **V.2 Justificación de la proporcionalidad de la medida**

A pesar de que lo señalado hasta ahora pone en duda la necesidad de las medidas propuestas por el PRD, conviene, igualmente, realizar un análisis de la proporcionalidad de la medida, y contemplar si existen otras alternativas que resulten, en su caso, menos restrictivas de la competencia para conseguir el objetivo que se persigue.

Normalmente, el análisis de proporcionalidad de las medidas regulatorias restrictivas de la competencia obliga a que los poderes públicos realicen una ponderación de los distintos intereses generales en juego. Así, incluso de aceptar que, en el caso en cuestión, existan intereses generales que deban ser considerados, estos intereses no deben resultar protegidos a costa de un daño exagerado sobre la libertad de empresa, la eficiencia y la competencia efectiva en los mercados, objetivos que todos los poderes públicos tienen el deber de proteger y fomentar de acuerdo con el artículo 38 CE.

En este sentido, es la propia Ley del Sector Energético, en su artículo 25 –precepto que desarrolla el presente PRD- la que nos ahorra el tener que realizar una ponderación en abstracto de dichos intereses, aportando una pauta razonable de proporcionalidad ante las medidas excepcionales contempladas en el propio texto de la ley. Así, en dicho artículo se establece, por una parte, que las medidas de aseguramiento de una determinada generación de electricidad mediante carbón autóctono han de ser *“compatibles con el mercado de libre competencia en producción”* y por otra, que han de adoptarse *“las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado”*.

Como ya se ha detallado más arriba, resulta acreditado que ninguno de estos dos límites se respetaría en el supuesto en cuestión, ya que, precisamente, estos serían los dos principales efectos económicos de la instauración del mecanismo considerado. Dichos efectos, tal como también se ha cuantificado, resultan particularmente costosos. Puede estimarse que el coste total de la electricidad generada en 2008 y 2009 se hubiera incrementado hasta un 8 y un 16% respectivamente de haberse aplicado un esquema como el establecido en el PRD<sup>18</sup>, y ello sin tener en cuenta el resto de distorsiones que provoca la introducción del mecanismo y que pueden influir en dicho coste. La desproporción de tal efecto negativo en relación con la hipotética necesidad de garantizar el suministro eléctrico y de carbón autóctono, o en relación con cualquier otro objetivo de protección sectorial de los productores de carbón, resulta evidente.

Por añadidura, la medida en cuestión no sólo resulta desproporcionada en atención a la garantía de libertad de empresa establecida en el art. 38 CE, sino que también choca con otras finalidades de interés general recogidas en otras normas y acciones gubernamentales.

En primer lugar, dadas las ineficiencias que genera la producción de energía a través del carbón autóctono, esta medida entraría en contraposición con los objetivos establecidos por el propio Real Decreto 2019/1997, que es el que se ve modificado, entre los que, tal como se establece en la propia exposición de motivos de este PRD, figura: *“conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas.”*

También en la propia Ley del Sector Eléctrico se establecen dichos objetivos de eficiencia. Así, su exposición de motivos menciona que: *“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía”*. También se alude a que *“La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro*

---

<sup>18</sup> Estos porcentajes bajarían hasta el 5% y el 9% utilizando la fórmula modificada contenida en el informe de la CNE, como se comentó en la sección anterior.

*eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente". Finalmente, se determina que "la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone"*

Asimismo, el incentivar u obligar al consumo de carbón nacional para la generación de energía eléctrica entra en confrontación con el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, reflejados tanto en el propio Plan Nacional como en los acuerdos alcanzados en el marco de UE y del G-20<sup>19</sup>. Evidentemente, este perjuicio no se ve compensado por el mecanismo de retirada de centrales por orden de mérito decreciente en función de las emisiones de CO<sub>2</sub>, contemplado en el PRD. Más bien al contrario, resulta incongruente someter a determinadas plantas de generación energética a un criterio ecológico para introducir en el sistema a plantas con un proceso productivo basado en combustibles fósiles altamente contaminante.

En este sentido, también puede aludirse a las bases de la política energética europea, que son la constitución de un mercado único europeo, la garantía de la seguridad de suministro y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>20</sup>. Como ha quedado dicho, el PRD no contribuye a ninguno de estos objetivos e incluso es claramente contrario a algunos de ellos.

Finalmente, de aceptar la justificación de la necesidad de instaurar el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, cabría plantear otras alternativas posibles que resulten menos distorsionadoras en los mercados afectados y permitan cumplir los objetivos de contar con la disponibilidad de un parque generador diversificado y asegurar la garantía de suministro.

Así, tal y como manifiesta la Agencia Internacional de la Energía en un reciente informe a propósito del consumo de carbón nacional utilizado para la generación eléctrica en España<sup>21</sup>, la garantía de suministro eléctrico puede asegurarse mediante distintas vías complementarias, como por ejemplo a través de medidas de eficiencia energética, de respuesta de demanda, de integración de sistemas, de almacenamiento de gas, de fomento de las interconexiones, o de reservas de carbón de importación a partir de

---

<sup>19</sup> Así, por ejemplo, las últimas conclusiones del G-20 en la cumbre de Pittsburgh se orientan a ir retirando paulatinamente los ineficientes subsidios a los combustibles fósiles, que "fomentan el derroche en el consumo, distorsionan los mercados, impiden la inversión en fuentes de energía limpias y socavan los esfuerzos para hacer frente al cambio climático".

<sup>20</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo de 10 de enero de 2007, "An energy policy for Europe" [COM(2007) 1 final].

<sup>21</sup> Véase el resumen ejecutivo correspondiente al informe *Energy Policies of IEA Countries- Spain 2009*, disponible en: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/spain2009SUM.pdf>. En dicho documento, la AIE insta al Gobierno a seguir liberalizando los mercados de la energía y a desarrollar políticas sociales de manera que se reduzcan al mínimo y, cuando sea posible, se eliminen las distorsiones de los mercados energéticos.

fuentes diversificadas. Estos mecanismos, en el marco de una adecuada estabilidad regulatoria que permita incentivar adecuadamente las inversiones de los operadores, resultan menos distorsionadoras sobre el mercado de generación que el procedimiento de resoluciones de garantía de suministro propuesto.

En todo caso, hay que insistir en que cualquier medida de protección del sector español de producción de carbón como la que supone el procedimiento establecido en el PRD, debería acometerse, tras una justificación de su necesidad y proporcionalidad, asegurando que la distorsión sobre la competencia y eficiencia de los mercados relacionados, como es el de generación eléctrica, es inexistente o bien queda reducida al mínimo posible.

### **V.3 Conclusión**

Tal como se ha puesto de manifiesto, el PRD analizado, mediante la creación de la figura de las restricciones por garantía de suministro y la compensación a las unidades de generación de electricidad perjudicadas por la misma, genera determinadas ineficiencias y distorsiones a la competencia efectiva que, en opinión de esta Comisión, resultan injustificadas y extraordinariamente lesivas del bienestar general.

En atención a la importancia de la medida, al daño desproporcionado infligido sobre la eficiencia de los mercados afectados y sobre el consumidor, y a la extralimitación que, en consecuencia, se realiza del artículo de la LSE que sirve de sustento al desarrollo reglamentario en cuestión, esta Comisión considera que la medida en cuestión debería ser reconsiderada.

## **VI. POSIBLE EXISTENCIA DE AYUDA DE ESTADO Y NOTIFICABILIDAD DE LA AYUDA**

De manera adicional a todo lo anteriormente manifestado, se considera necesario que, en aplicación del artículo 88 TCE, la medida sea notificada a la Comisión Europea como posible ayuda de Estado, de cara a una eventual autorización de la misma por parte de dicha Comisión, en tanto que ayuda compatible. Ello se basa en las siguientes razones:

- Por un lado, no puede descartarse que la medida no incorpora los elementos que la calificarían como ayuda de Estado, de acuerdo con el art. 87.1 TCE.
- Por otro lado, la medida no parece tener amparo en ningún régimen de ayudas ya notificado y autorizado por la Comisión Europea, en concreto en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012; e incluso de estarlo, sería procedente su notificación diferenciada.

Todo ello sin perjuicio del análisis de compatibilidad con el TCE que la Comisión Europea pudiera, en su caso, realizar, una vez fuese notificada dicha ayuda.

## **VI.1 Elementos de ayuda de Estado presentes en la medida**

El art. 87.1 TCE establece que:

*“Salvo que el presente Tratado disponga otra cosa, serán incompatibles con el mercado común, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones”.*

A continuación se analiza la concurrencia de cada uno de estos elementos en la medida en cuestión.

### **A) Existencia de fondos públicos**

Desde el punto de vista económico, el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro se caracteriza por una retribución económica a determinadas centrales que utilizan carbón autóctono como combustible por la generación de energía con arreglo a dicho procedimiento, unido a una compensación a las centrales cuya producción se vea reducida como consecuencia de la energía incorporada para la resolución de restricciones por garantía de suministro.

El Anexo II del PRD, en su apartado Quinto (asignación y liquidación de los costes derivados del proceso), establece cómo se van a financiar ambas retribuciones:

- El párrafo 1 de dicho apartado Quinto establece que la liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema.
- Posteriormente, el párrafo 2 determina: *“El saldo de los derechos de cobro establecidos en el apartado tercero para las centrales de carbón autóctono y de las obligaciones de pago del apartado cuarto será sufragado con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución antes de su liquidación a la CNE”,* y continúa el PRD *“El saldo restante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el RD 2017/1997, de 26 de diciembre”.*
- Finalmente, el párrafo 3 de este mismo apartado dispone que *“Los derechos de cobro establecidos en el apartado cuarto ... serán sufragados por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medios en el período de programación correspondiente...”*

Así, la financiación de estas retribuciones, en las dos formas señaladas en los párrafos 2 y 3, corre a cargo de los propios operadores del sistema.

En principio, el hecho de que el coste de la medida sea soportada por determinados operadores privados parecería descartar la presencia del elemento “fondos públicos” en el diseño del mecanismo de compensación. Así, partiendo de la consideración del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea en su asunto *PreussenElektra*<sup>22</sup>, sólo las ventajas concedidas directa o indirectamente a través de fondos estatales se consideran ayudas a los efectos del Tratado. En dicho asunto, se indica que la obligación, impuesta a las empresas privadas suministradoras de electricidad en Alemania, de adquirir a precios mínimos establecidos determinada cantidad de electricidad procedente de fuentes de energía renovables no supone ninguna transferencia directa o indirecta de recursos estatales a las empresas que producen este tipo de electricidad, sino una mera carga financiera derivada de una decisión regulatoria que tienen que soportar estas empresas. En definitiva, se excluirían de la noción de “fondos estatales”, decisiones regulatorias que simplemente establezcan obligaciones de transferir rentas de unos operadores privados a otros.

Sin embargo, en opinión de esta Comisión, esto no es suficiente para poder descartar sin ningún género de dudas que estemos en presencia de “fondos públicos” en el sentido del artículo 87.1 TCE y ello en virtud de lo establecido en sentencias del Tribunal de Justicia más recientes y en otros precedentes de la Comisión Europea, en particular ciertas decisiones referidas al sector eléctrico.

#### *La Decisión de la Comisión Europea sobre los Costes de Transición a la Competencia (2001)*<sup>23</sup>

En esta Decisión<sup>24</sup>, la Comisión admite que las medidas adoptadas en relación con los Costes de Transición a la Competencia (CTC) presentan los elementos característicos de las ayudas de Estado, si bien se considera, finalmente, que éstos no serían incompatibles con el TCE.

El modo de financiación de los CTC se basaba en una exacción obligatoria similar a una tasa parafiscal y cuyo beneficio estaba reservado a empresas nacionales. Estos CTC se repercutían al conjunto de los consumidores en las mismas condiciones que el conjunto de los costes permanentes del sistema eléctrico español, a través de las tarifas de acceso a la red para los consumidores cualificados en el sentido que dispone la Directiva 96/93/CE y a través de la tarifa para los consumidores no cualificados según la misma Directiva.

Las contribuciones se recaudaban de ambas categorías de consumidores por las empresas distribuidoras de electricidad, quienes las ingresaban en una cuenta abierta a nombre de la CNE, en las condiciones previstas en el Real Decreto 2017/1997. La CNE

---

<sup>22</sup> STJCE de 21 de marzo de 2001 en el Asunto C-379/98 (PreussenElektra AG).

<sup>23</sup> Ayuda de Estado NN 49/99-España

<sup>24</sup> Ver apartados 36 y siguientes y 56 a 60 de la Decisión

efectuaba inmediatamente la liquidación de las sumas recibidas a las empresas beneficiarias según el porcentaje de reparto previsto en el Real Decreto 2017/1997. La CNE no disponía de ningún margen de apreciación sobre las cantidades a liquidar, ni percibía ningún interés sobre el tránsito de dichas sumas. Estas cantidades en ningún momento devenían propiedad del Estado o de la CNE.

Según la Comisión Europea este mecanismo tendría precisamente aquellas características que las sumas que transitan por un fondo deben cumplir para que pueda estimarse que constituyen fondos estatales:

- El fondo debe haber sido creado o hecho obligatorio por el Estado. Puede ser administrado por instituciones del Estado o distintas del Estado.
- El fondo debe ser alimentado por medio de contribuciones impuestas por el Estado.
- El fondo debe ser utilizado para favorecer a determinadas empresas.

La Comisión advierte sin embargo que en el caso del régimen de los CTC, el tránsito de las cantidades a través de la CNE es esencialmente de naturaleza contable. En efecto, las sumas transferidas a la cuenta abierta a nombre de la CNE no devienen nunca la propiedad de este organismo, y son inmediatamente liquidadas a las empresas beneficiarias según un porcentaje predeterminado que la CNE no puede en absoluto modificar.

Sería por tanto posible argumentar que el mecanismo es en esencia equivalente a uno mediante el cual la CNE daría la orden a cada contribuyente de transferir directamente las cantidades correspondientes a cada empresa beneficiaria del régimen.

A continuación, la Comisión, mencionando la ya aludida Sentencia *PreussenElektra*, indica que no está en condiciones de determinar si es posible aplicar la analogía entre el régimen de los CTC y el caso de la sentencia en cuestión. Por ello, no descarta que estemos en presencia de fondos públicos y por tanto de una ayuda, si bien admite la compatibilidad de la misma.

*La Decisión de inicio de procedimiento de investigación formal por el déficit de tarifa (2007)*<sup>25</sup>

En enero de 2007, la Comisión Europea inició un procedimiento de investigación formal, en relación con una serie de actuaciones dirigidas a la compensación del llamado déficit de tarifa, relativo a las tarifas eléctricas reguladas para el año 2005, año en que los precios al por mayor de la electricidad se incrementaron notablemente, mientras que las tarifas, en cambio, se mantuvieron relativamente estables. Como consecuencia de ello, el proceso de liquidación arrojó un déficit global de 3.811

---

<sup>25</sup> Ayuda de estado C 3/07 (ex NN 66/06)— Tarifas eléctricas reguladas en España

millones de euros, lo que significaba que los costes totales de adquisición de los distribuidores se dejaban de cubrir en dicha cantidad.

Las autoridades españolas decidieron cubrir este déficit, por un lado, exigiendo a determinadas empresas distribuidoras que adelantaran el dinero con arreglo a unos porcentajes de reparto; y, por otro lado, mediante el establecimiento de una exacción especial sobre toda la electricidad consumida en España, destinada a reembolsar a las cinco empresas anteriores su contribución a la cobertura del déficit.

A pesar del precedente *PreussenElektra*, que en principio supondría considerar el recargo a los consumidores para financiar el déficit adelantado por las empresas distribuidoras como fondos privados, la Comisión Europea no descarta en su Decisión que estemos en presencia de recursos públicos, toda vez que los recursos procedentes de este recargo, financiados con cargo a los consumidores, se ingresan en una cuenta abierta por la CNE en el Banco de España, desde la cual son redistribuidos.

#### *La Sentencia Alcoa del TPI (2009)*<sup>26</sup>

En la reciente Sentencia *Alcoa*, relativa al sector eléctrico en Italia, la entidad demandante discute la procedencia del procedimiento de investigación formal incoado por la Comisión. Lo que se dilucida en esta sentencia, en consecuencia, no es el fondo del asunto, sino si se pueden discutir por las instituciones comunitarias las medidas adoptadas a favor de las entidades beneficiarias, por considerarse ayudas en el sentido del art.87.1 TCE.

Las medidas adoptadas que se someten a la valoración por parte de la Comisión son básicamente tres: la extensión de una tarifa preexistente (de la que se beneficiaba una empresa privatizada y que había sido autorizada por la Comisión) hasta el año 2010; la limitación del incremento de la tarifa eléctrica a aplicar a los productores de aluminio en un porcentaje determinado (4%); y la atribución de la administración de los fondos procedentes de la tarifa a un fondo de compensación, que reembolsaría a los productores la diferencia de tarifa entre la establecida por un Real Decreto-Ley de 1995 (preexistente y aplicable con anterioridad a la anterior propietaria de las unidades de producción de aluminio, que habían sido privatizadas) y la efectivamente girada por Enel (la empresa suministradora de electricidad).

En este caso, se establece un gravamen especial de naturaleza parafiscal sobre la electricidad, que va a ser financiado por los consumidores. La Comisión cuestiona el establecimiento y funcionamiento de un sistema por el cual se establece un fondo de compensación, cuya administración corresponde a la autoridad del sector eléctrico italiano, mediante el que se administra una tarifa establecida para reembolsar directamente a los productores de aluminio la diferencia entre la tarifa que la empresa

---

<sup>26</sup> STJCE de 25 de marzo de 2009 en el Asunto T-332/06 (Alcoa Trasformazioni Srl).

En el cargo a los mencionados productores y la establecida por la regulación preexistente.

Se considera de especial relevancia el hecho de que, como resalta el TPI (apartado 67), el demandante no cuestiona la apreciación que la Comisión hace en el sentido de considerar que los fondos utilizados para financiar la tarifa en cuestión (la tarifa preferencial objeto de evaluación en el procedimiento) constituyen recursos públicos.

Como consecuencia de ello, el TPI no discute que se esté en presencia de fondos públicos, y establece que la Comisión puede legítimamente cuestionar la compatibilidad con el Tratado - y, por lo tanto, iniciar un procedimiento de investigación formal.

Aplicando los precedentes mencionados al caso que nos ocupa, hay elementos que permiten cuestionar que los fondos comprometidos para sufragar las retribuciones a centrales que participan en el procedimiento de restricciones por garantía de suministro, así como las compensaciones a las centrales perjudicadas, no hayan de ser considerados “fondos públicos” a los efectos del art. 87 TCE.

Así, lo que hace el PRD es establecer, a la manera de las exacciones parafiscales, un doble esquema: por un lado, para los derechos de cobro de las centrales del Anexo II y las obligaciones de pago que tienen asociadas las centrales cuyo programa resulte reducido, se establece un mecanismo de liquidación por diferencias, que realiza el operador del sistema para cada sujeto afectado, con carácter previo a la liquidación que tienen que abonar los operadores a la CNE en concepto de pago por capacidad. Por otro lado, los derechos de cobro de las centrales cuyo programa resulte reducido los sufragarán los titulares de unidades de adquisición, en proporción a su consumo. Al igual que, por ejemplo, el caso del déficit de tarifa, el mecanismo de redistribución de los fondos está predeterminado normativamente, sin que exista margen de discrecionalidad por parte del operador del sistema o el regulador para determinar el destino de dichos fondos.

En definitiva, a la vista de todos los precedentes, existen dudas fundadas sobre si los fondos y el mecanismo con el que se financian las medidas previstas por el PRD pueden considerarse ayuda de Estado conforme a la interpretación que del artículo 87.1 TCE hacen las instituciones comunitarias.

### ***B) Ventaja económica y selectividad de la medida***

De acuerdo con la interpretación de estos requisitos seguida por las autoridades comunitarias, la noción de *ventaja económica* apunta a la obtención de un beneficio que no sería posible obtener en términos de mercado. Por su parte, la noción de *selectividad* hace referencia a que determinadas empresas o producciones se van a ver beneficiadas más que otras.

A los efectos de establecer la presencia de estos elementos en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, conviene distinguir entre tres

posibles beneficiarios de la medida: las empresas productoras de carbón autóctono, las empresas generadoras de energía eléctrica que cuentan con centrales de carbón incluidas en el Anexo II del PRD y las empresas que cuentan con centrales térmicas (por ejemplo de ciclo combinado) no incluidas en dicho Anexo II, que van a verse compensadas en la medida en que su producción se reduzca por la entrada en juego del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

### Productores de carbón autóctono

El PRD establece una reserva de cuota de generación eléctrica a determinadas centrales, sujeta al compromiso del consumo de carbón autóctono. Esta reserva de cuota es claramente una ventaja competitiva para los productores de carbón autóctono que venden dicho carbón a las empresas generadoras de electricidad, en cuanto que se asegura a aquéllos una demanda que en condiciones de mercado no estarían en condiciones de obtener, en principio debido a los menores precios y mayor calidad calorífica del carbón extranjero.

Por la misma razón, la medida es selectiva en relación con los productores de otros inputs utilizados para la generación de energía eléctrica, a los que acuden los productores que cuentan con otras tecnologías, tales como el fuel o el gas natural, al beneficiar el consumo de carbón frente a las mismas.

### Empresas generadoras de energía eléctrica que cuenten con centrales de carbón sujetas al Anexo II del PRD

También podría resultar que existe una ventaja económica para las empresas generadoras de energía que cuentan con centrales de carbón de las recogidas en el Anexo II del PRD en la retribución que se establece por la energía producida con arreglo a este procedimiento<sup>27</sup>.

En relación con el escenario anterior a la entrada en vigor del procedimiento, podría existir una ventaja para estas empresas que superase la estricta compensación por el uso del carbón autóctono en su proceso de generación de electricidad. Esto dependerá de los elementos que se hayan tenido en cuenta en la determinación de las compensaciones que figuran en el Anexo II del PRD.<sup>28</sup> En este sentido, se desconoce

---

<sup>27</sup> Para calcular la ventaja que la medida supone para estas empresas en términos netos, debe tenerse en cuenta que las empresas con centrales de carbón incluidas en el Anexo II del PRD pueden contar en su parque de generación con centrales de otras tecnologías que se pueden ver perjudicadas por la retirada de capacidad que les es impuesta como consecuencia del mecanismo de restricciones de garantía de suministro. Ya se ha explicado que estas centrales podrían estar infra-compensadas en su lucro cesante, con lo que al posible beneficio que los operadores obtuviesen por contar con centrales incluidas en el Anexo II habría que restar este perjuicio.

<sup>28</sup> Conviene tener en cuenta que las instalaciones de producción eléctrica que consuman carbón autóctono ya reciben ayudas al transporte de este carbón desde determinadas minas españolas (sitas en la cuenca del Pirineo, la cuenca del Norte de León, la cuenca Bierzo-Villablino, la cuenca de Mequinenza, y la cuenca de Puertollano) a la central en cuestión. Así, véase la Orden ITC/3186/2008, de

cómo se han calculado dichas cuantías. Estos beneficiosos podrían ser cuantiosos si se tiene en cuenta que estas compensaciones podrían afectar a un volumen de generación considerable. Como pone de manifiesto el Anexo I de este informe, la producción máxima anual con arreglo al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro podría superar los máximos establecidos por el Plan Nacional de Reserva Estratégica del Carbón.

También podría plantearse la ventaja de estas empresas en relación con la situación en que quedarían de no adscribir sus centrales al procedimiento. En este sentido, debe tenerse en cuenta que la participación en el procedimiento no es obligatoria para las centrales incluidas en el Anexo II, sino que se ve condicionada a que las centrales presenten un compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012, con lo que existe, en teoría, posibilidad de que estas centrales participen o no en el mecanismo, lo cual implicaría que si las empresas deciden tomar parte en él es porque les resulta más ventajoso entrar en el procedimiento que dejar de entrar.

En lo que respecta a la selectividad, las compensaciones aquí analizadas son necesariamente selectivas en la medida en que el cambio regulatorio no afecta a todas las empresas por igual. En unas y otras las centrales de carbón autóctono tienen diferente peso en su mix de generación, en relación con otras tecnologías de generación también disponibles.

#### *Empresas generadoras de energía eléctrica que se vean desplazadas de la casación en el pool*

Para las entidades que se van a ver predominantemente perjudicadas por la existencia del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro (el caso extremo consistiría en que una empresa no cuente con ninguna central de las incluidas en el Anexo II del PRD) se considera que el cambio regulatorio no supone la introducción de ventaja en términos netos, ya que, tal como se ha dicho anteriormente, la compensación que se les concede no cubre la totalidad del lucro cesante, en particular al no tener en cuenta la totalidad del coste de oportunidad en que se incurre por no poder casar la energía ofertada en el pool.

En todo caso, esto no implica que habrá empresas que, una vez sus centrales se vean afectadas en el sentido indicado, se verán menos perjudicadas que otras, en la medida en que puedan recuperar determinados elementos del coste de oportunidad no compensado por la retribución. Por ejemplo, una manera de compensar parcialmente dicho coste sería la reventa del gas natural que no se va a utilizar para la generación a consumidores industriales. Sin embargo, debido al diferente acceso a infraestructuras y

---

4 de noviembre, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras para las anualidades de 2008, 2009 y 2010. De acuerdo con el Preámbulo de dicha Orden, estas ayudas tienen la finalidad de compensar a las empresas eléctricas cuando tienen que transportar carbón a una central térmica desde una cuenca alejada de su área de influencia. No se tiene constancia de que este régimen haya sido notificado a la Comisión Europea.

presencia en el negocio del gas natural de los distintos grupos empresariales que participan en la generación de electricidad, no todas las empresas van a poder dar salida al excedente de gas en la misma medida.

### ***C) Falseamiento de la competencia***

Cuando una empresa o producción ve reforzada su posición en el mercado por otros motivos que no guardan relación con sus propios méritos o esfuerzos se considera por las autoridades comunitarias que existe un falseamiento de la competencia, lo que afectará de forma negativa a otras empresas o producciones. En el caso en cuestión, de nuevo, esto es más evidente en el nivel de los productores de carbón. La reserva de funcionamiento atribuida al carbón autóctono para la generación de energía eléctrica sitúa a los productores de carbón nacional en una posición privilegiada con respecto al carbón de otra procedencia geográfica, falseando claramente la competencia. También en el mercado de producción de electricidad tendrá la ayuda determinadas consecuencias sobre la competencia en los mercados, en el sentido apuntado en el apartado III del presente informe.

### ***D) Afectación al comercio intracomunitario***

La constatación de la existencia de una ventaja para la producción de carbón autóctono, junto a la posible existencia de ventaja para determinados operadores de producción eléctrica incide sobre el comercio comunitario. Según la práctica de la Comisión Europea, basta con acreditar que los posibles beneficiarios ejercen una actividad económica y operan en mercados en los que existen intercambios comerciales entre Estados miembros. Así, por ejemplo, en el ámbito de la producción de carbón, los productores de carbón comunitario pueden verse afectados por la medida en la medida en que la provisión a clientes en España les resulte más difícil. Incluso yendo más allá, cabe entender que la medida en cuestión puede tener incidencia sobre el comercio extracomunitario por los posibles perjuicios que la misma introduciría sobre el carbón procedente de fuera de la Unión Europea. Además, la medida puede incidir en el aprovisionamiento de otras fuentes de energía primaria que realizan las centrales eléctricas para producir electricidad.

De la misma manera, en lo relativo al mercado de generación eléctrica, en la medida en que el precio de generación del pool puede verse alterado al alza, los intercambios comunitarios de energía, ajenos al pool, entre España y otros países pueden verse igualmente afectados.

**En definitiva, a la vista de lo explicado anteriormente, no puede descartarse que la medida no reúna los elementos para ser considerada ayuda de Estado en el sentido del art. 87.1 TCE.**

## **VI.2 Obligación de notificar la ayuda**

Si, de acuerdo con lo explicado anteriormente, no puede descartarse que la instauración del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no constituya una ayuda de Estado en el sentido del art.87.1 TCE, se considera que procede la notificación de dicha medida a la Comisión Europea, sea cual sea la naturaleza que se considere tienen estas ayudas.

Se estima que la medida, por su finalidad, filosofía y beneficiario más inmediato puede considerarse como una Ayuda de Estado relativa al sector específico del carbón, sector que tiene sus reglas específicas (Reglamento comunitario de ayudas al sector del carbón de 2002<sup>29</sup>). Asumido lo anterior, se plantean dos opciones: bien que se considere un desarrollo del actual Plan Nacional 2006-2012, ya autorizado por la Comisión Europea, o que se considere fuera del mismo.

En principio, la medida estaría contemplada en el Apartado XIV.1 del Plan Nacional, que establece que *“[...] el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio adoptará las medidas e instrumentará los mecanismos que resulten necesarios, mediante incentivos (primas a la generación con carbón autóctono, etc.) u otros procedimientos ajustados a la normativa comunitaria para garantizar la compra por las empresas eléctricas de la producción nacional de carbón en las cuantías que se establecen en este Plan Nacional [...]”*.

Probablemente para intentar establecer dicha compatibilidad con el mencionado Plan, en el propio PRD se determina que el límite máximo establecido en el artículo 25 de la LSE no puede implicar, en el período anual correspondiente, el consumo de unas cantidades de carbón autóctono mayores a las apuntadas en el Plan Nacional 2006-2012 para ese año. Sin embargo, tal como el Anexo I de este informe pone de manifiesto, los volúmenes de generación máxima anual que establece el Anexo II del PRD para cada central sobrepasan, de acuerdo con los cálculos realizados por la CNC, los máximos establecidos para cada central incluso en 2007 (último ejercicio del que se tiene información desagregada por centrales a partir de la información del Plan)<sup>30</sup>, máximos que en todo caso deberían ir decreciendo con carácter anual. Así, se aprecia que la medida no es consistente con los objetivos de distribución de consumo reconocidos en el Plan y en consecuencia no debe entenderse amparada en el mismo, siendo necesaria una nueva notificación.

En todo caso, aun considerando que el régimen incluido en el PRD pudiera entenderse en mayor o menor medida amparado en el Plan Nacional, hay que insistir en que la

---

<sup>29</sup> Reglamento (CE) N°1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002 sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

<sup>30</sup> Esto es así para todas las centrales incluidas en el Anexo II del PRD, salvo para la central de Escucha, la cual, en todo caso, presenta el menor precio de retribución y un volumen máximo de producción unas 8 veces inferior al de la siguiente central en volumen de producción

medida debería notificarse igualmente, y ello en base a las obligaciones establecidas en los artículos 9 y 10 del Reglamento sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. En estos artículos se especifican obligaciones para los Estados en relación con la notificación de las ayudas, exigiendo que se notifique, además de cualquier modificación de dicho Plan, toda ayuda ulterior que se apoye en el plan vigente, así como, en general, cualquier medida de ayuda a la industria del carbón. En este último caso, se debe indicar la relación que guarda con el plan en que se engloba, si es el caso, así como el importe de las ayudas durante el ejercicio carbonero que proceda (a posteriori). En relación con todo ello, se pronunciará la Comisión Europea, autorizando o denegando las medidas.

En este sentido, junto con la notificación del propio plan, España ya realizó la notificación del tramo del Plan relativo al período 2006-2007 y posteriormente, el Estado español comunicó a la Comisión Europea las ayudas anuales para los ejercicios 2008-2010. Tras comprobar la Comisión Europea que las ayudas se habían venido ejecutando con carácter previo a su notificación, decidió abrir un procedimiento por ayuda no notificada, autorizando finalmente las ayudas. En este procedimiento, sin embargo, no se cubría la medida que ahora se analiza, con lo que la misma no puede entenderse amparada por dicha autorización<sup>31</sup>.

Finalmente, aún en el improbable supuesto de que la medida instaurada por el PRD no se considerase como un régimen de ayuda al sector del carbón, o se considerase amparada en el mencionado Plan Nacional ya autorizado por la Comisión Europea, la CNC entiende que la medida debería notificarse igualmente a la Comisión Europea de acuerdo con el régimen comunitario general de supervisión de ayudas estatales, en tanto que posible ayuda de funcionamiento a la generación eléctrica a partir de carbón<sup>32</sup>.

**En definitiva, se considera que, toda vez que la medida es susceptible de constituir ayuda de Estado, bajo cualquiera de las calificaciones que se pueden dar a la ayuda en atención a su naturaleza, (ayuda al carbón, ayuda a la producción eléctrica, etcétera), la misma debería ser notificada a la Comisión Europea a los efectos del art. 88 TCE.**

## **VII. CONSIDERACIONES ADICIONALES SOBRE EL TEXTO PRESENTADO**

Sin perjuicio de todo lo manifestado anteriormente, se quieren poner de manifiesto determinadas consideraciones acerca del Proyecto de Real Decreto en su versión remitida para informe, referentes a las competencias que ostenta la CNC en relación con los mercados objeto de regulación.

---

<sup>31</sup> Ayuda nº NN 20/2009, Decisión de 13 de julio, publicada el 29 de septiembre del mismo año.

<sup>32</sup> Así consideró la Comisión Europea que fue el caso en la Decisión de 1999, ya comentada, relativa a los CTC, en la parte relativa a la prima por la producción de electricidad a partir de carbón autóctono.

En primer lugar, en el penúltimo párrafo del Preámbulo de la norma en proyecto se menciona que el mismo se ha sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, a trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha Comisión Nacional de Energía y sometido a examen de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos. Se solicita al Ministerio proponente que, en Proyectos de esta naturaleza, en los que se solicita informe a la Comisión Nacional de la Competencia, que ésta emite con carácter preceptivo, incluya la referencia expresa a dicha Comisión.

En segundo lugar, en el Anexo I, apartado Sexto, relativo a la supervisión del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, se establece que, cuando la Comisión Nacional de Energía detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia, *“lo pondrá en conocimiento de la Comisión Nacional de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos”*.

Se solicita que esta cláusula de puesta en conocimiento a la CNC se incluya, en los mismos términos, en el texto expositivo del PRD, en concreto cuando se hace referencia al contenido de dicho Anexo I, en aras de una mayor clarificación de las funciones que esta Comisión tiene atribuidas al respecto de las posibles prácticas restrictivas de la competencia en los mercados concernidos.

## ANEXO I

### COMPARACIÓN ENTRE LOS LÍMITES MÁXIMOS DE CARBÓN CONTENIDOS EN EL PLAN NACIONAL Y EN EL PROYECTO DE REAL DECRETO

El Plan Nacional del Carbón 2006-2012 establece unos consumos por central que utiliza carbón en términos de kTn. Los últimos datos allí recogidos son para el 2007. Aplicando un poder calorífico medio del carbón autóctono de 4.327 kcal/kg<sup>33</sup> y el rendimiento para el combustible carbón contenido en el PRD, 37,5%<sup>34</sup>, y las transformaciones correspondientes es posible calcular la energía generada en términos de MWh (ver Tabla 1).

**Tabla 1. Consumo de carbón y energía generada para el año 2007**

	Consumo carbón (kTn) Plan del Carbón 2006-2012	Energía generada a partir del Plan Carbón 2006-2012 (MWh)*	Energía máxima según RD (MWh)
Soto de Ribera	813,3	1.532.296	2.113.205
Narcea	547	1.030.574	1.832.455
Anllares	879,1	1.656.267	1.877.925
La Robla	960,1	1.808.874	2.841.416
Compostilla	2378,2	4.480.643	7.734.780
Teruel	2495,5	4.701.642	5.065.339
Velilla	757,7	1.427.543	2.764.766
Puentenuevo	532,5	1.003.256	2.579.432
Escucha	207,1	390.186	245.000
<b>TOTAL</b>	<b>9570,5</b>	<b>18.031.281</b>	<b>27.054.318</b>

\*Aplicando un poder calorífico medio del carbón autóctono de 4.327 kcal/kg<sup>35</sup> (dato medio para 2007) y el rendimiento para el combustible carbón contenido en el PRD.<sup>36</sup>

Fuente: *Elaboración propia a partir de Plan del Carbón 2006-2012; documento "La Energía en España 2008", Secretaría de Estado de Energía, MITYC, y propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

<sup>33</sup> Fuente: *La Energía en España 2008*, Subsecretaría de Estado de Energía, MITYC.

<sup>34</sup> El Real Decreto realiza este supuesto para el carbón importado, probablemente de mayor calidad que el autóctono. En todo caso si el rendimiento fuera menor la energía generada sería aún menor, por lo que con mayor motivo estaría por debajo de los límites establecidos en el Real Decreto.

<sup>35</sup> Fuente: *La Energía en España 2008*, Subsecretaría de Estado de Energía, MITYC.

<sup>36</sup> El Real Decreto realiza este supuesto para el carbón importado, probablemente de mayor calidad que el autóctono. En todo caso si el rendimiento fuera menor la energía generada sería aún menor, por lo que con mayor motivo estaría por debajo de los límites establecidos en el Real Decreto.

Por tanto, el RD prevé la producción de 9.000 GWh más a partir de carbón autóctono que lo previsto en el Plan Carbón 2006-2007 para 2007. Teniendo en cuenta que la producción prevista en el Plan Carbón 2006-2012 es decreciente cada año, este “exceso de producción” sería mayor hoy en día.

Para años posteriores no se dispone de datos desagregados por centrales pero sí de datos anuales de producción<sup>37</sup>. De modo análogo, utilizando el poder calorífico medio del carbón autóctono para el año 2008, 4.269 kcal/kg<sup>38</sup> y el rendimiento del 37,5% y suponiendo que el PRD aplica al 91,77% de la producción de carbón (tal y como ocurre en 2007) se observa que en 2010 el RD aplicaría a 11.000 GWh más que lo previsto en el Plan Carbón 2006-2012 (ver Tabla 2).

**Tabla 2. Producción de carbón y energía generada para los años 2007-2010**

	Total Producción Plan Carbón (kTn)	Producción imputable a centrales del Anexo II PRD (kTn)*	Energía imputable a centrales del Anexo II PRD (MWh)*	Energía máxima PRD (MWh)
2007	11.895	10.916	20.291.233	27.054.318
2008	10.660	9.783	18.184.493	27.054.318
2009	10.271	9.426	17.520.912	27.054.318
2010	9.900	9.085	16.888.037	27.054.318

\* Utilizando el poder calorífico medio del carbón autóctono para el año 2008, 4.269 kcal/kg<sup>39</sup> y el rendimiento del 37,5% y suponiendo que el PRD aplica al 91,77% de la producción de carbón.

*Fuente: Elaboración propia a partir de notificación de las ayudas corrientes a la producción de carbón en virtud del art. 5.3. del Reglamento (CE) Nº 1407/2002 del Consejo en el período 2008-2010 dentro del Plan del Carbón español 2006-2012; documento “La Energía en España 2008”, Secretaría de Estado de Energía, MITYC, y propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

<sup>37</sup> Notificación de las ayudas corrientes a la producción de carbón en virtud del art. 5.3. del Reglamento (CE) Nº 1407/2002 del Consejo en el período 2008-2010 dentro del Plan del Carbón español 2006-2012. Por motivos que se desconocen, estos datos difieren ligeramente para 2007 de los aportados en el Plan Carbón 2006-2012.

<sup>38</sup> Fuente: *La Energía en España 2008*, Subsecretaría de Estado de Energía, MITYC.

<sup>39</sup> Fuente: *La Energía en España 2008*, Subsecretaría de Estado de Energía, MITYC.