

Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

Comentario de urgencia

Ana Isabel Mendoza Losana

Profesora contratada doctora de Derecho Civil de la Universidad de Castilla-La Mancha

Departamento de Gestión de Conocimiento de Gómez-Acebo & Pombo

El Real Decreto Ley 9/2013 pretende frenar el desbordado déficit tarifario del sistema eléctrico español y para ello y entre otras medidas, sustituye el régimen de primas a las renovables por un sistema de retribución aplicable con carácter retroactivo y basado en la rentabilidad razonable de la inversión de una "empresa eficiente y bien gestionada"; modifica la retribución de las actividades de distribución y transporte considerándolas actividades de bajo riesgo; introduce nuevos criterios de distribución del bono social y autoriza la revisión de los ingresos siempre que se incrementen los costes.

El Consejo de Ministros del 12 de julio del 2013 ha aprobado diversas medidas para la reforma del sector eléctrico, una reforma tan necesaria como conflictiva que afecta principalmente a la financiación del sector. Sin perjuicio de las numerosas normas de desarrollo que se aprobarán en el futuro, por el momento, la reforma se concreta en dos instrumentos normativos: el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico (el "RDL 9/2013"), publicado en el BOE del sábado 13 de julio, que ha entrado en vigor al día siguiente de su publicación y un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, que, superado el trámite parlamentario, deroga casi en su totalidad la vigente Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. Se centra este documento en las novedades contenidas en el RDL 9/2013, posponiendo para un análisis más pausado las medidas recogidas en la que será nueva Ley del Sector Eléctrico.

1. El déficit tarifario insostenible como motor de la reforma

A pesar de los esfuerzos realizados desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico por implantar un sistema basado en los principios de suficiencia financiera, sostenibilidad, fomento

de las energías limpias y seguridad del suministro, el déficit tarifario se ha convertido en un problema estructural agravado en los últimos años porque los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagan los consumidores.

1.1. Algunos datos

Según datos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo entre los años 2004 y 2012 los ingresos del sistema eléctrico por peajes de los consumidores se han incrementado en un 122 por ciento, mientras que el aumento de los costes regulados del sistema en dicho periodo ha sido de un 197 por ciento. La propia exposición de motivos del RDL 9/2013 menciona que entre las partidas de costes que han contribuido en mayor medida a dicho incremento destacan las primas del régimen especial y las anualidades de déficits acumulados. Según los últimos datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía, a 10 de mayo de 2013, el déficit tarifario asciende a 26.062,51 millones de euros.

1.2. Insuficiencia de las medidas adoptadas en los últimos años

La exposición de motivos del RDL 9/2013 hace un detallado repaso de las medidas adoptadas desde el año 2009 dirigidas a paliar el problema del déficit tarifario. Las líneas de actuación normativa, -a las que ya nos referimos en el documento *&Análisis: "¿Por qué baja ahora la luz? Balance de las medidas de ajuste sobre el sector eléctrico"*-, han sido tres: reducción de costes, previsión de nuevas fuentes de ingresos y adopción de un sistema de financiación mixta de los costes del sistema eléctrico. Sin embargo, las medidas se han revelado insuficientes.

Desde el año 2009 en el que se preveía el año 2013 como año del fin de este extracoste, no ha habido ningún indicio que permitiera ratificar el cumplimiento de las previsiones. La muestra más reciente de este empeño por dar por extinguido el déficit tarifario se recoge en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, que procedió a mantener el precio de los peajes de acceso a las redes al considerar que los ingresos serían suficientes para cubrir los costes del sistema en el año 2013. Como advertimos en citado documento ("*¿Por qué baja ahora la luz?*"), las previsiones eran erróneas y la bajada no se correspondía con la realidad sino únicamente con el ánimo del Gobierno de dar cierto respiro a familias y empresas en uno de los momentos más agudos de la crisis. El Gobierno reconoce siete meses después que "durante el primer semestre de 2013 se han producido una serie de hechos [contracción de la demanda más acusada de lo previsto, razones meteorológicas que han incrementado la producción de las energías renovables, especialmente de la eólica] que han variado las hipótesis sobre las que se realizaron las estimaciones a principio de año, lo que traerá como consecuencia la aparición de nuevos desajustes al final del ejercicio si no se toman medidas de urgencia para corregir la situación".

Como elemento añadido, hasta ahora y sin perjuicio de moratorias excepcionales para 2012 y 2013, los Presupuestos Generales del Estado debían financiar el

extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares (Disp. Adic. 1ª RD Ley 6/2009). Sin embargo, en el procedimiento de elaboración de los PGE para 2014, el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas ha puesto de manifiesto la imposibilidad de hacer frente a esta dotación, dada la difícil situación presupuestaria y el necesario cumplimiento de los objetivos de déficit fijados para el ejercicio 2014.

2. Principales novedades

El RDL 9/2013 responde al compromiso asumido por el Gobierno de España ante la Comisión Europea en el marco del Programa Nacional de Reformas, presentado el pasado 30 de abril de 2013. En síntesis, lo que hace es distribuir el desajuste de 4.500 millones de euros entre los ingresos y gastos previsto para 2012 y no cubiertos mediante las medidas ya adoptadas, entre empresas consumidores y Estado. Las empresas eléctricas tradicionales y las del sector de las renovables aportarán 2.700 millones de euros gracias a la reducción de sus retribuciones, los consumidores aportarán 900 millones de euros mediante la inmediata subida de sus tarifas, y la Hacienda Pública contribuirá con una aportación de 900 millones de euros cargados a los Presupuestos Generales del Estado.

2.1. Principios de la reforma

La reforma, que pretende lograr la estabilidad financiera del sector, reducir sus costes y garantizar el suministro al menor coste posible para el consumidor, se sustenta sobre tres conceptos claves:

- "*Empresa eficiente y bien gestionada*". Es obvio que mediante la adopción de este concepto, se pretende evitar que se tomen como referencia los elevados costes de una empresa ineficiente. Pero más allá de esta intención, es un concepto jurídico indeterminado cuya concreción es discrecional. El regulador se esfuerza por definir este concepto pero lo cierto es que incurre en una tautología declarando que conforme a la jurisprudencia comunitaria se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada "aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su

actividad, cuyos *costes son los de una empresa eficiente* en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones”.

- “*Rentabilidad razonable*”. Este concepto se plasma en la Ley 54/1997 y en línea con la doctrina jurisprudencial de los últimos años, se concreta en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. A fin de mantener el principio de rentabilidad razonable reconocido legalmente, se prevé la revisión de los parámetros retributivos cada seis años.
- “*Estabilidad financiera*”. Se establece una regla de estabilidad financiera, mediante un sistema automático de revisión que evitará la aparición de nuevos desajustes. Se limita la introducción de nuevos costes en el sistema eléctrico sin que venga acompañada de un aumento equivalente de los ingresos. Aquellos sobrecostes generados por las normativas autonómicas o locales deberán ser asumidos por éstas.

2.2. Nuevo régimen de retribución de las instalaciones acogidas al régimen especial

Realmente el RDL 9/2013 no regula el nuevo sistema de retribución de las denominadas “instalaciones de régimen especial”, se limita a establecer los principios del nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y se remite al Gobierno para que mediante real decreto apruebe el nuevo régimen de retribución (Disp. Final 2ª.)

2.2.1. *Retribución basada en la participación en el mercado y cobertura de costes de una empresa “eficiente y bien gestionada”*

Desaparece el sistema de tarifas y se implanta un sistema de retribución basada en la participación en el mercado,

en el que sólo se abonará una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado (nuevo art. 30.4.I LSE). Además, se dispone que en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y que en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Para el cálculo de la retribución a una instalación específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se insta un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan.

Estas instalaciones recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías garantizando una rentabilidad razonable basada en las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado (art. 30.4.VI). Para las instalaciones que estuvieran disfrutando del régimen primado a la entrada en vigor del real decreto ley, este diferencial se sitúa en trescientos puntos básicos (Disp. Adic. 1ª), respecto de la media de las Obligaciones del Estado a 10 años en los diez años anteriores a la entrada en vigor del RDL 9/2013. No obstante, se ha de precisar que este nuevo sistema retributivo no se aplicará de inmediato, sino que permanecerá en periodo de *cuasi vacatio* hasta la aprobación del nuevo reglamento de desarrollo que sustituya a los reglamentos derogados (v. Disp. Trans. 3ª).

2.2.2. Especial consideración de las instalaciones de generación en territorios extra-peninsulares¹

La imposibilidad de que los Presupuestos Generales del Estado para 2014 asuman la totalidad de las cantidades correspondientes al extracoste de los sistemas insulares y peninsulares correspondientes a 2013 obliga a derogar la disposición adicional primera del Real Decreto Ley 6/2009 (Disp. Derogatoria RDL 9/2013) y, a establecer la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado únicamente del 50 por ciento del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular. Así, reducido al 50%, el extracoste de cada año será incorporado en la Ley de Presupuestos Generales del año siguiente (Disp. Adic. 4ª RDL 9/2013).

Como consecuencia de las singulares características de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se establece un sistema básico de incentivos para Canarias e Illes Balears, dado que en estos territorios la energía eólica y fotovoltaica es más barata que la generación convencional. El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No sólo se admite, de forma excepcional, la definición de instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos, sino que también excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en estos sistemas insulares y extrapeninsulares

(nuevo art. 30.4.IV y V LSE).

2.2.3. Particularidades de las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica

El sistema basado en el nuevo artículo 30.4 de la LSE, no se aplica a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010. El régimen retributivo de estas instalaciones estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para la que resultaran adjudicatarias.

2.2.4. Posible retribución a instalaciones de potencia contratada superior a 50 MW

En principio, las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW quedan excluidas del régimen de retribución, si bien el Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, podrá determinar el derecho a una retribución para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW (art. 30.5).

2.2.5. Derogación normativa, derecho transitorio y la liquidación a cuenta como fórmula para dar cobertura a la retroactividad de las disposiciones no favorables

Uno de los aspectos que promete ser de los más conflictivos de la reforma es su carácter retroactivo. La necesidad de atajar el problema del déficit obliga a aplicar el nuevo sistema retributivo a las instalaciones que ya se estuvieran beneficiando del sistema de tarifas reguladas. Desaparecen las tarifas. Ahora la retribución se fijará en función de

¹ Las medidas específicas adoptadas sobre la financiación de las instalaciones de energías renovables no obsta la tramitación parlamentaria del Proyecto de Ley, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (121/000044), cuyo contenido es más ambicioso que la adopción de medidas de financiación de estas instalaciones.

los nuevos principios contenidos en el artículo 30.4 (participación en el mercado, rentabilidad razonable, empresa eficiente y bien gestionada). Para estas instalaciones, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre la rentabilidad de las Obligaciones del Tesoro a diez años incrementada en 300 puntos básicos, revisable a los seis años (Disp. Adic. 1ª RDL 9/2013).

Se deroga el artículo 4 del Real Decreto Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y del Real Decreto 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, para dicha tecnología. No obstante, lo previsto en las normas citadas se aplicará, salvo ciertos extremos (artículo 28 y del porcentaje de bonificación por cumplimiento en el rango del factor de potencia entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo recogido en el anexo V del Real Decreto 661/2007), con carácter transitorio en tanto no haya sido aprobada la nueva regulación (Disp. Trans. 3ª RDL 9/2013). De esta forma, las instalaciones serán objeto, en su caso, de una liquidación a cuenta al amparo de este régimen transitorio y posteriormente una vez se aprueben las disposiciones normativas necesarias para la aplicación del nuevo régimen económico, se someterán a la regularización correspondiente por los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la nueva metodología, con efectos desde la entrada en vigor del nuevo RDL 9/2013. Una vez aprobada la normativa de desarrollo, los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes se liquidarán en las seis liquidaciones posteriores y se considerarán coste o ingreso liquidable del sistema.

Habría que analizar con detalle si puede el Gobierno mediante este instrumento

normativo (real decreto ley) introducir este sistema de liquidación a cuenta de la regulación futura. En cualquier caso y más allá de su legalidad, hace un flaquísimo favor a la seguridad jurídica y económica y permite vaticinar un importante incremento de la litigiosidad a costa de la retroactividad del nuevo régimen.

2.2.6. *Nuevo registro*

Sin coste añadido para las arcas públicas (Disp. Final 7ª), -según el Gobierno-, se crea el Registro administrativo de régimen retributivo específico, necesario para el seguimiento y correcta aplicación del régimen económico a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico cuya competencia corresponde a la Administración General del Estado en exclusiva. Debe ser independiente del Registro administrativo de instalaciones de producción donde se incluyen los datos relativos a las instalaciones de producción cuya autorización corresponde bien a la Administración General del Estado o bien a las Administraciones Autonómicas.

2.3. Sistema de retribución de las actividades de transporte y distribución

Si la reforma afecta principalmente al sector de las renovables, tampoco las eléctricas clásicas se libran de la "podadora" retributiva. Como para la producción en régimen especial, el RDL 9/2013 se limita a dibujar las líneas maestras sobre las que el Gobierno mediante real decreto, a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debe edificar el nuevo sistema de retribución (art. 16 Ley 54/1997, en redacción dada por art. 1.Uno RDL 9/2013).

2.3.1. *Actividades de bajo riesgo*

En las metodologías de retribución de estas actividades se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el

territorio español. Esta retribución homogénea se adecúa a una actividad de bajo riesgo, pues las actividades de red no están expuestas directamente a los riesgos propios del mercado de producción y con independencia de la situación de la demanda, los regímenes retributivos otorgan retribución durante toda la vida útil regulatoria (nuevo art. 16 LSE).

Correlativamente, se pretende limitar el volumen máximo de inversión asumido por el sistema eléctrico como coste anual (cfr. arts. 14 y 15 Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico aprobado por el Consejo de Ministros del mismo 12 de julio del 2013). Las empresas denuncian que esto supondrá una clara limitación a las inversiones y las asociaciones de consumidores vaticinan una vuelta a los habituales cortes del suministro, propios de épocas que se pensaban superadas.

La retribución se fija en función de la rentabilidad de las Obligaciones del Tesoro a diez años más un diferencial, que sin perjuicio de ulteriores revisiones se ha fijado en doscientos puntos básicos (lo que equivale a una rentabilidad del 6,5%).

2.3.2. *Régimen transitorio: consolidada la retribución del primer semestre de 2013 con excepciones; nuevo régimen para el futuro*

Aprobada la reforma habiendo vencido el primer semestre del año, se ha optado por atribuir carácter definitivo a la parte proporcional de la retribución recogida en la Orden IET/221/2013 hasta la entrada en vigor del nuevo real decreto ley. No obstante, aquellas instalaciones que hubieran solicitado una revisión de su retribución al amparo del anexo I de la Orden IET/221/2013 (distribuidoras de menos de 100.000 clientes conectados a sus redes) podrán ver modificada su retribución por orden ministerial. De nuevo, la seguridad jurídica queda cuestionada.

A partir de la entrada en vigor del nuevo real decreto ley, se establece una metodología transitoria de retribución hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del real decreto de retribución de la actividad de distribución a que se hace referencia el Real Decreto Ley 13/2012. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previa autorización de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, -cuyas funciones son todavía ejercidas por la Comisión Nacional de Energía-, aprobará la retribución para cada una de las empresas distribuidoras para el periodo que transcurre desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley hasta el 31 de diciembre de 2013 (segundo periodo de 2013), a partir del 1 de enero de 2014 (primer periodo de 2014). Los anexos I y II y los anexos III y IV regula el régimen de retribución para las actividades de distribución y transporte, respectivamente en los periodos señalados (arts. 3 a 6 RD-Ley 9/2013).

Respecto a las instalaciones ubicadas en territorios insulares y extrapeninsulares, el artículo 12 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico señala que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en estos territorios serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Por su parte, el Real Decreto 325/2008, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, establece que los estándares serán únicos para todo el territorio nacional, lo que supone que, o bien se incluye el sobrecoste extrapeninsular en el cálculo de los estándares nacionales, o bien se crean unos estándares específicos para los sistemas insulares o extrapeninsulares. El Real Decreto Ley 9/2013 opta por esta segunda opción y con el fin de asignar los costes correctamente y no crear unos estándares distorsionados modifica el Real Decreto 325/2008 para determinar

unos estándares específicos para los sistemas insulares o extrapeninsulares.

2.4. Financiación del bono social: obligación de servicio público

Se modifica el régimen de financiación del bono social, de modo que serán las cinco grandes eléctricas, "las integradas verticalmente" (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP España, Eon España) las que financien el bono social. Originalmente, también se les asignó este coste pero la sentencia de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo de 7 de febrero del 2012 declaró inaplicables, el artículo 2.5 y el último párrafo de la disposición transitoria segunda del Real Decreto Ley 6/2009, la Orden IET/843/2012, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Por ello, se estableció el bono social como coste del sistema eléctrico, y por tanto, cubierto por todos los consumidores de electricidad. La traslación del coste del bono social al conjunto de los consumidores se revela como especialmente inadecuada en un contexto de disminución de ingresos e incremento de costes. Se hace necesario modificar el régimen de reparto del coste introducido por la Orden IET/843/2012. Así, se impone como obligación de servicio público la asunción del coste del bono social a las matrices de las sociedades o grupos de sociedades que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica y que tengan el carácter de grupos verticalmente integrados (art. 8 RDL 9/2013). La participación de cada una de tales empresas o grupos de empresas en la financiación del bono social será proporcional al porcentaje que corresponda sobre una cuantía calculada considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización. A estos efectos, la CNMC calculará anualmente, sin perjuicio de

su ulterior aprobación por el MIET, los porcentajes de reparto aplicables y dará publicidad a la información empleada. A todas luces, parece que el sistema conllevará unos costes de gestión nada desdénables.

Antes de 1 de julio de 2014, se revisará la caracterización del bono social.

3. Otras reformas

- *Revisión de peajes de acceso por el MIET.* A fin de dar cumplimiento al principio de estabilidad financiera, se autoriza al Ministerio para revisar los peajes de acceso con una periodicidad máxima trimestral (art. 9 RDL 9/2013), aunque se impone una revisión urgente en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de la nueva norma (Disp. Final 4ª). Es esta la revisión adelantada por los medios de comunicación, que según las previsiones contenidas en el RDL 9/2013 supondrá un incremento del 3,2% de la factura eléctrica de los consumidores a partir del 1 de agosto.
- *Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.* Modificación de la Disposición Adicional vigésimo primera de la LES y el artículo 54 de la Ley 17/2012, de Presupuestos Generales del Estado para permitir una ampliación del aval otorgado por el Estado (hasta 4000 millones de euros) para garantizar la cesión por las empresas eléctricas al Fondo para la Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los derechos de cobro derivados de la elevación del déficit tarifario previsto para 2012, que ascendió a una cifra adicional de 4.109 millones de euros.
- *Pagos por capacidad:* se produce una drástica reducción de los pagos por capacidad que perciben en la actualidad fundamentalmente las centrales de ciclo combinado, pasando de 23.400 a 10.000 €/MW/año, dado que en la situación actual, la demanda de energía eléctrica experimenta una intensa reducción y el riesgo de déficit de capacidad instalada es mínimo.
- *Registro de autoconsumo.* Se crea este nuevo registro para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a

modalidades de suministro con autoconsumo, necesario para el adecuado seguimiento de su régimen económico (nuevo art. 30.9 LSE y DA 27ª).

- *Reducción del impuesto sobre el carbón para uso no profesional.* El RDL 9/2013 modifica la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales en relación al impuesto especial sobre el carbón. La Ley 15/2012, de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, modificó la Ley 38/1992 incrementando el gravamen aplicable al carbón hasta 0,65 euros por gigajulio. Pero con la finalidad de mantener la competitividad del sector industrial y poner en condiciones de igualdad a los diferentes consumidores de carbón y gas natural para similares fines y usos, se considera necesario establecer un tipo reducido de 0,15 euros por gigajulio para el carbón destinado a usos con fines profesionales, siempre y cuando no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica. Adicionalmente, se tipifica una nueva infracción por la comunicación incorrecta de datos a los sujetos pasivos en

relación con los suministros de carbón que se realicen con aplicación del tipo impositivo de 0,15 euros por gigajulio.

- *Posibilidad de hibernar.* Según se prevé en el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, el Gobierno permitirá desconectar temporalmente (hibernar) algunas de las plantas de ciclo combinado. Estas centrales usan gas para generar electricidad y en el actual contexto de caída de demanda algunas están siendo explotadas tan sólo a un 10% de su capacidad. La posibilidad de hibernar potencia equivalente a unos 6.000 megavatios, una cuarta parte del total de este tipo de plantas, contendrá las pérdidas derivadas de su infrautilización.

4. Lo que no se reforma

A pesar de la ambiciosa reforma, ésta no afecta a la formación de los precios de la energía en el mercado mayorista (*pool*), cuestión que queda pospuesta ante el asombro de los diversos agentes del mercado.