

Guía normativa del sector eléctrico

Novedades en la regulación del sector eléctrico del primer trimestre de 2014

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

Debido al volumen de normas relativas al sector eléctrico publicadas entre diciembre del 2013 y marzo del 2014, este documento elabora un resumen normativo que expone de forma sucinta las principales novedades regulatorias.

En el **ámbito comunitario**, destacan las siguientes:

1. El **Reglamento delegado (UE) n.º 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre del 2013, por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común**. El Reglamento (UE) n.º 347/2013 establece un nuevo marco para la planificación de infraestructuras y la ejecución de proyectos para el período que va hasta 2020 y se prolonga durante los años sucesivos. En él se señalan nueve corredores geográficos prioritarios de infraestructuras energéticas estratégicas en los sectores de la electricidad, el gas y el petróleo y tres áreas prioritarias de infraestructuras a escala de la Unión Europea, correspondientes a las autopistas de la electricidad, las redes inteligentes y las redes de transporte de dióxido de carbono y se establece un proceso transparente y global para determinar los proyectos concretos de interés común (PIC). Los proyectos etiquetados como PIC disfrutarán de unos procedimientos de concesión de autorizaciones acelerados y racionalizados, de un mejor tratamiento normativo y, en su caso, de ayuda financiera en el marco del

mecanismo «Conectar Europa». Conforme al Reglamento (UE) n.º 347/2013, la lista de proyectos PIC de la Unión debe adoptar la forma de anexo de dicho reglamento. Por ello, se modifica éste para introducir un nuevo anexo con el listado de proyectos PIC. En relación a España y a las infraestructuras eléctricas, se califican como proyectos PIC en el corredor prioritario de las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa Occidental, el proyecto de la línea interior de España entre Santa Llogaia y Bescanó para aumentar la capacidad de la interconexión entre Bescanó (ES) y Baixas (FR); el de la interconexión Francia-España entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES) y el de la interconexión Portugal-España entre Vila Fria-Vila do Conde-Recarei (PT) y Beariz-Fontefría (ES).

2. El **Reglamento (EURATOM) n.º 1314/2013 del Consejo, de 16 de diciembre del 2013, relativo al Programa de Investigación y Formación de la Comunidad Europea de la Energía Atómica**. El reglamento establece el Programa de Investigación y Formación de la Comunidad Europea de la Energía Atómica para el período comprendido entre el 1 de enero del 2014 y el 31 de diciembre del 2018 («el Programa Euratom»), así como las normas de participación en dicho programa, incluida la participación en los programas de organismos de

financiación que gestionan los fondos concedidos de conformidad con el reglamento y en las actividades realizadas conjuntamente en virtud del reglamento y del Programa Marco de Investigación e Innovación Horizonte 2020 («Programa Marco Horizonte 2020») establecido en el Reglamento (UE) n.º 1291/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre. El objetivo general del Programa Euratom es la realización de actividades de investigación y formación nuclear tendentes a conseguir la mejora permanente de la seguridad nuclear física y tecnológica y la protección radiológica con el fin potencial de contribuir a la descarbonización a largo plazo del sistema energético. Se especifican las acciones directas e indirectas tendentes a alcanzar objetivos específicos como el de apoyar la seguridad de los sistemas nucleares, contribuir al desarrollo de soluciones seguras a largo plazo para la gestión de los residuos radiactivos o avanzar hacia la demostración de la viabilidad de la fusión como fuente de energía.

En el **ámbito estatal**, dadas las numerosas normas publicadas, hemos optado por una exposición sistemática, y no cronológica, en función del objeto de la regulación.

3. La **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico** deroga casi en su totalidad su homónima Ley 54/1997. Las principales reformas que introduce la nueva ley se estructuran en torno a tres ejes:
 - a) **Nuevo régimen de retribución de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica (producción, transporte y distribución).** Merecen especial atención las modificaciones relativas al régimen de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y análogas. Se establecen ciertas particularidades para algunas instalaciones de producción en función de la tecnología de producción empleada (art. 14.6) y su ubicación dentro o fuera del territorio peninsular (art. 14.7). Se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial y se procede a una regulación unificada de la producción de energía eléctrica, sin perjuicio de reconocer a ciertas instalaciones de producción una retribución específica adicional y excepcional, en función de la decisión

discrecional del Gobierno cuando concurren ciertos objetivos. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se realizará mediante procedimientos de concurrencia competitiva. El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en condiciones de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo (“empresa eficiente y bien gestionada”) aplicable en cada caso. Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Aunque no es propiamente una novedad normativa, por su interés e implicaciones sobre la regulación de las instalaciones de producción de energía eléctrica, se ha de citar la **Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones «Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030»** (COM/2014/015 final, Bruselas 22.1.2014)

Instalaciones preexistentes

A pesar del carácter excepcional del régimen de retribución específico, se encomienda al Gobierno la aprobación de un real decreto para la regulación del régimen jurídico y económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con derecho a retribución primada ya existentes. Las instalaciones, que a la entrada en vigor de la nueva ley tengan derecho a la percepción del régimen económico primado, continuarán percibiéndolo con carácter de pago a cuenta, en los términos previstos en la disposición transitoria tercera del Real Decreto Ley 9/2013. Con carácter transitorio, la **Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014** establece las tarifas y primas aplicables a estas instalaciones a partir del 1 de enero del 2014, que serán las establecidas

en la Orden IET/221/2013, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero del 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, salvo a las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2, del grupo c.2 y aquellas acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, a las que les resultarán aplicables las tarifas y primas establecidas en la Orden IET/1491/2013, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013 (DT 5ª).

- b) **Derechos de los consumidores y nuevo régimen de precios minoristas.** La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, dedica su título VIII a la regulación del régimen jurídico de los consumidores de energía eléctrica. Se regula el "autoconsumo"; los derechos y obligaciones de las empresas (distribuidoras y comercializadoras); se reiteran derechos ya reconocidos a los consumidores por la legislación anterior y como novedad, se reconoce expresamente el derecho a ser suministrados a unos precios fáciles y claramente comparables, transparentes (factura comprensible) y no discriminatorios y se establece un procedimiento administrativo y gratuito de resolución de reclamaciones ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. La resolución final podrá obligar a la restitución de lo cobrado indebidamente, así como a la indemnización de los daños ocasionados por la vulneración de derechos contemplados en la ley sectorial (ej. compensación por interrupción del servicio).

La ley introduce un nuevo régimen de precios minoristas regulados, distinguiendo entre los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) y las tarifas de último recurso (TUR). Se establece que las TUR se aplicarán a los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y a aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre. Mediante reglamento se concretarán los requisitos que han de

cumplir los consumidores para acogerse a las diversas modalidades de precios regulados (PVPC o TUR).

En relación al consumidor vulnerable, se califica el bono social como una obligación de servicio público cuyo coste será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, establece los aspectos relativos al cálculo y fijación de los porcentajes de reparto del coste del bono social. La **Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, fija los porcentajes de reparto de las cantidades relativas al bono social correspondientes a 2014** a financiar por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que desarrollan simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

- c) **Financiación del déficit de tarifa.** La Ley 24/2013 introduce nuevas medidas y deroga algunas de las aprobadas en el año 2013, presentadas como instrumentos imprescindibles para dar respuesta al problema del déficit de tarifa. La financiación pública de los costes del sistema eléctrico fue una de las principales novedades introducidas por la Ley 15/2012, de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, de modo que los costes del sistema eléctrico ya no son sufragados en exclusiva con cargo al propio sistema (peajes de acceso pagados por consumidores y productores), sino también con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Sin embargo, debido a la necesaria restricción del déficit público, la nueva Ley del Sector Eléctrico reduce gran parte de la financiación pública al sistema eléctrico durante 2013 (supresión del crédito extraordinario de 2.200.000.000 de euros previsto en la Ley 15/2013 y supresión de la financiación pública del 50% del extracoste de la producción de energía eléctrica en los sistemas insulares y extrapeninsulares) y hace de nuevo recaer sobre el sistema gran parte de la financiación del déficit tarifario (financiación a cargo de las eléctricas de los déficits de ingresos correspondientes a 2013 y prohibición retroactiva, con efectos desde el 1 de enero

del 2013, de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del sistema eléctrico, con el aval del Estado, de los derechos de cobro correspondientes a déficits de ingresos).

Por otra parte, también se ha de mencionar la **Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014**, que contiene novedades relativas a la financiación pública de los costes del sector eléctrico (el 10 por ciento de los ingresos de la subasta de gases de efecto invernadero se destinará a financiar políticas de lucha contra el cambio climático y no a financiar los costes del sistema eléctrico).

4. Ya se han aprobado algunos de los reglamentos y órdenes de desarrollo de la Ley 24/2013. Así, el **Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica** y el **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica**. Ambos reglamentos pretenden garantizar una "rentabilidad adecuada" al menor coste posible para el sistema.

Respecto a la **actividad de transporte** (construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte), se retribuirá la inversión en activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada al valor de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en doscientos puntos básicos; se retribuirá también por operación y mantenimiento y se incluye un incentivo (o penalización) asociado al grado de disponibilidad de las instalaciones; se incentiva que el funcionamiento de las instalaciones se extienda más allá de su vida regulatoria; el valor presentado del proyecto será vinculante y se limita su posible desviación a un 25 por 100 de dicho valor, previa auditoría; el devengo y el cobro de la retribución de las instalaciones se diferirá durante dos años, reconociéndose un coste financiero.

La retribución de la **actividad de distribución** incluye los pagos por los derechos de acometidas, enganches, verificaciones,

alquiler de aparatos de medida, realización de estudios de conexión y de acceso y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de los usuarios; se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada al valor de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en doscientos puntos básicos, además de la operación y el mantenimiento de los activos; se retribuirán también los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública y los costes de estructura; se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude. El devengo y el cobro de la retribución de las instalaciones se diferirá durante dos años, reconociéndose un coste financiero. Se establece un periodo transitorio de tres años para las distribuidoras con menos de cien mil clientes se adapten al nuevo sistema.

Se establecen instrumentos de control de la inversión. Así, tanto las empresas distribuidoras, como las empresas de transporte, someterán a aprobación ministerial sus planes de inversión anuales y plurianuales; presentarán a las Comunidades Autónomas afectadas el plan de actuaciones cuya autorización sea de su competencia y la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinará el volumen máximo de inversión autorizado anualmente a cada empresa (la inversión anual autorizada tendrá un límite máximo global del 0,065 por 100 del PIB para el transporte y del 0,013 por 100 del PIB para la distribución).

La **Orden IET/2442/2013**, de 26 de diciembre, ha establecido las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores. La disposición final primera de la **Orden IET/346/2014**, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden

IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad corrige algunos errores advertidos en la Orden IET/2442/2013.

Mediante la ya citada **Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014**, se desarrollan las previsiones sobre costes del sistema y peajes de acceso establecidas en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico y sus reglamentos de desarrollo. Conforme a los nuevos criterios, se aprueba la retribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y para las empresas titulares de instalaciones de transporte y se determinan los nuevos peajes de acceso. Se incrementa el precio del término de potencia contratada para todas las tarifas, desciende ligeramente el precio de la energía para las tarifas de menos de 15 kW contratados y aumenta, también ligeramente, para el resto de tarifas (la modificación afecta al cuarto decimal del precio definitivo de la energía).

5. El primer trimestre del año 2014 ha estado precedido de una intensa polémica regulatoria en torno a la fijación del precio de la energía eléctrica. Los hitos normativos de esta polémica han sido los siguientes:
 - La **Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR convocada por Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos**. Esta resolución ha marcado un punto de inflexión en la elección del procedimiento de determinación de los precios de la energía, pues a pesar de que la nueva Ley del Sector Eléctrico no contiene novedades significativas sobre el procedimiento de fijación de los precios mayoristas (v. art. 17.2), a partir de esta fecha se abandona el sistema de subasta trimestral.
 - El **Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el**

precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014 tras la anulación de la vigesimoquinta subasta CESUR. Con carácter transitorio, se introduce un nuevo procedimiento de fijación de los precios mayoristas de la energía que prescinde de las subastas CESUR. La entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico el día 28 de diciembre obliga al Gobierno a fijar el mecanismo para determinar no ya las tarifas de último recurso, sino los precios voluntarios para el pequeño consumidor. Por ello, tras la anulación de la vigesimoquinta subasta CESUR y en espera de que el Gobierno apruebe la metodología definitiva de cálculo de los PVPC y de las TUR, el Real Decreto Ley 17/2013 establece de forma transitoria el procedimiento para la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, que será de aplicación a partir del 1 de enero y para el primer trimestre del 2014. La determinación del coste estimado de los contratos mayoristas se realiza considerando las referencias de precios de otros mercados a plazo donde se cotizan los mismos productos subastados en la CESUR y, en concreto, las referencias de precios públicos del Operador el Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta en los seis últimos meses de negociación disponibles a la fecha de aprobación del real decreto ley. Así y a diferencia de lo que ocurría con el sistema basado en la CESUR, en el que a partir de una única subasta se establecía el precio para el consumidor de un trimestre completo, se utiliza la media de la cotización del mismo producto pero durante los seis meses previos a la fecha de vencimiento. En aplicación de este mecanismo, se fija un precio de la energía en el mercado diario a considerar en el cálculo del PVPC de acuerdo a la metodología establecida en la Orden ITC/1659/2009, para el primer trimestre de 2014 de 48,48 €/MWh para el producto base y de 56,27 €/MWh para el punta, definidos en el artículo 10 de la Orden ITC/1659/2009.

Además, el real decreto ley comentado establece un mecanismo de cobertura

aplicable a los comercializadores de referencia basado en la liquidación por diferencias de precios, por un máximo igual a las cantidades destinadas al suministro de consumidores a PVPC durante el primer trimestre del año 2014. Los desvíos, positivos o negativos, entre el precio reconocido en el PVPC y el precio del mercado son reconocidos en la fijación del PVPC del periodo siguiente. En otros términos, de seguir la tendencia alcista del precio del mercado de la energía, los eventuales desajustes entre este precio y el PVPC regulado, serán pagados por los consumidores con cargo al PVPC en los periodos siguientes.

- La **Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor a aplicar a partir del 1 de enero del 2014**. Se fijan los PVPC en función de la tensión, horarios y potencia contratada. Como resultado del mecanismo transitorio aprobado por el citado Real Decreto Ley 17/2013, la tarifa eléctrica a la que pueden acogerse la mayor parte de familias y algunas Pymes (potencia contratada inferior a 10 kW) sube un 2,3% de media a partir del 1 de enero del 2014. Esta subida es resultado del incremento del 1,4 por 100 en el componente de energía del recibo, fijado con el nuevo mecanismo, y del 0,9 por 100 de los peajes eléctricos.
- La **Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor**. En ella figuran los nuevos precios de la energía y la potencia de esta tarifa que sustituyen a los vigentes desde el 01 de enero. Se constata un importante incremento del término de potencia que pasa de 35,649473 €/kW y año a 42,043426 €/kW y año y una leve reducción de los precios de la energía.
- A fecha de 17 de marzo, tras haber sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, está

pendiente de dictamen del Consejo de Estado, el **proyecto de real decreto por el que se introduce un sistema de facturación de la electricidad por horas**, que en principio, entrará en vigor el próximo 1 de abril. Se aplicará al consumidor alguna de las siguientes modalidades de cálculo del precio: a) precio por hora para todos aquellos consumidores que dispongan de un contador inteligente integrado; b) precio de mercado promedio diario aplicado al periodo de facturación para aquellos consumidores que no tengan instalado un contador inteligente integrado; c) precio derivado del contrato estándar anual que tendrán que ofrecer obligatoriamente los comercializadores de referencia a los consumidores; d) precio bilateral derivado de la negociación libre entre el comercializador y el consumidor.

- Aunque no es propiamente una novedad normativa, por su relación con el tema tratado, se ha de citar la **Comunicación de la Comisión al Parlamento europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, "Precios y costes de la energía en Europa" [COM(2014) 21 final, Bruselas, 22.1.2014]**. En este documento, la Comisión expone datos y conclusiones para ayudar a fundamentar las decisiones sobre las medidas necesarias para abordar el problema del precio de la energía y propone líneas de actuación con el fin de garantizar que los ciudadanos y la industria puedan afrontar este desafío y que la UE pueda mantener su competitividad hasta el año 2030 y en los años sucesivos.
6. La **Resolución de 26 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2014**. Los perfiles y el método de cálculo figuran como anexos I, II y III de la resolución y serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2014.

7. La **Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.** Fija para el año 2014 los precios de retribución de la energía y el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro para cada una de las centrales que participan, así como las cantidades de carbón autóctono adicional a adquirir y consumir en 2014 por los titulares de las centrales adscritas al procedimiento.
8. La **Resolución de 15 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2013 y el importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2013, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico.**
9. El **Real Decreto 18/2014, de 17 de enero, por el que se aprueba el Estatuto del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)** para adaptarlo a su naturaleza de entidad pública empresarial y a las últimas normas relativas a la reorganización del sector público empresarial. Queda derogado el Real Decreto 802/1986, de 11 de abril.
10. La **Orden IET/75/2014, de 27 de enero, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2013, para la ejecución de las medidas del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.** Obliga a las empresas productoras de energía eléctrica a hacer efectivo el pago de sus respectivas contribuciones a la cuenta de depósito abierta por la CNMC, que ha de transferir trimestralmente y sin perjuicio de la liquidación final para 2013, al IDIAE para financiar las medidas previstas en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, correspondientes a 2013. Los ingresos se harán efectivos durante el primer trimestre de 2014 por terceras partes. Algunas de las medidas incluidas en el Plan y ejecutadas en 2013, que deberán financiarse con las citadas aportaciones son los Programas de Incentivos al Vehículo Eficiente (planes PIVE) o el programa Ciudad Sostenible que incluye ayudas a ayuntamientos para la sustitución de ópticas de semáforos a la nueva tecnología LED, con fines de ahorro energético; el programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes del sector residencial (uso vivienda y hotelero), entre otras.
11. La **Resolución de 27 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.** Dando un paso más en el proceso de integración del mercado interior de la electricidad en la Unión Europea, en el marco de adopción de las actuaciones precisas para que el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), que agrupa los mercados de España y Portugal, esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), a propuesta del Operador del Mercado Ibérico-Polo Español, S.A. se aprueban las nuevas reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica que modifican las contenidas en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 1 de agosto de 2013, que también aprobó el cambio de hora de cierre del mercado diario. A partir del día 4 de febrero del 2014, se pone en marcha un algoritmo de casación único común a todos los mercados participantes, contenido en las nuevas reglas.
12. La **Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.** Conforme a la Orden IET/2013/2013, el operador

del sistema sigue siendo el encargado de la gestión del servicio de interrumpibilidad, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación del mismo, pero además, se le atribuye una nueva función que es la realización de las subastas de asignación de la capacidad interrumpible. La retribución del servicio de interrumpibilidad estará constituida por dos términos: a) Un término fijo asociado a la disponibilidad de potencia, por el que el proveedor recibirá la retribución resultante de multiplicar la cantidad de potencia adjudicada en cada subasta por el precio resultante de la misma; b) un término variable asociado a la aplicación efectiva del servicio, esto es, a la ejecución de la orden de reducción de potencia emitida por el operador del sistema. Según la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, los costes de gestión de la demanda de interrumpibilidad dejan de ser considerados obligatoriamente como costes del sistema, de modo que sólo de forma potestativa serán considerados como tales. Según el regulador, dado que el servicio de interrumpibilidad que regula la Orden IET/2013/2013, se configura como un mecanismo competitivo de asignación de una potencia puesta a disposición del sistema eléctrico, "su forma de retribución ha de ser coherente con la metodología de reparto de los costes de los mecanismos de capacidad, lo que justifica la necesidad de que pase a ser un coste que se liquida con cargo a la energía de los participantes en el mercado de producción". Así, la Orden IET/346/2014 complementa el contenido de la Orden IET/2013/2013, en lo relativo a la financiación de los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, desarrollando un nuevo sistema en el que la retribución fija del servicio de interrumpibilidad que percibirán, en su caso, los proveedores del servicio, será soportada: a) por las instalaciones de producción en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema, en línea con la metodología que se establezca para los mecanismos de capacidad; b) por la demanda, en proporción a su consumo en barras de central. Por su parte, el coste variable horario consecuencia de la efectiva aplicación del servicio a través de órdenes de reducción de potencia, se integrará en el mecanismo de liquidación de las energías de balance del sistema.

13. La **Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.** La Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 ha derogado la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, salvo el artículo 5. En el nuevo marco normativo, se atribuyen a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia las funciones de regular mediante circular la función de establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen reglamentariamente, así como la función de desarrollar las metodologías relativas a la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema, que proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo. La Circular 2/2014 de la CNMC recoge los principios aplicables al procedimiento de separación de mercados así como el mecanismo coordinado de gestión a plazo de la interconexión eléctrica entre España y Portugal; los principios aplicables al procedimiento de subastas explícitas para la asignación de capacidad en el horizonte de largo plazo e intradiario, al mecanismo de acoplamiento de los mercados para la resolución de congestiones en el horizonte diario y a los servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema (interconexión España-Francia) y por último, los principios aplicables al mecanismo de resolución de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias (interconexión con Marruecos y Andorra).

En el **ámbito autonómico**, se ha de citar la **Ley 7/2013, de 25 de noviembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en la Comunidad Autónoma de Cantabria**. Esta ley establece el procedimiento para autorizar la construcción, explotación, ampliación, modificación, transmisión y cierre de los parques eólicos y crea un Fondo para la Compensación Ambiental y la Mejora Energética como instrumento para la preservación de la cohesión y equilibrio territorial y del medio natural, financiado, entre otros recursos, con las aportaciones económicas comprometidas por los promotores de los parques eólicos que hayan obtenido una autorización en competencia. En el procedimiento de autorización, se

incluye un trámite previo de selección competitiva de proyectos cuando haya más de un interesado en promover parques eólicos en una misma ubicación. Se deroga el Decreto 19/2009, de 12 de marzo, por el que se regula la instalación de Parques Eólicos en la Comunidad Autónoma de Cantabria, que establecía un sistema de asignación de potencia eólica fundamentado en el procedimiento de concurso público. Los procedimientos de aprobación de Planes Directores Eólicos y de autorización de parques eólicos que se encontraran en tramitación a la fecha de entrada en vigor del citado decreto seguirán tramitándose conforme a las normas vigentes en el momento de su solicitud.

Para más información consulte nuestra web www.gomezacebo-pombo.com, o diríjase al siguiente email de contacto: info@gomezacebo-pombo.com

Barcelona | Bilbao | Madrid | Málaga | Valencia | Vigo | Bruselas | Lisboa | Londres | Nueva York