

LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO A LA LUZ DE LOS DICTÁMENES DEL CONSEJO DE ESTADO

José Américo Alonso
Letrado del Consejo de Estado



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ENERGÍA, TURISMO
Y AGENDA DIGITAL

LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO A LA LUZ DE LOS DICTÁMENES DEL CONSEJO DE ESTADO

José Américo Alonso
Letrado del Consejo de Estado



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ENERGÍA, TURISMO
Y AGENDA DIGITAL

Panamá, 1. 28071 Madrid
Tels.: 91.349 51 29 / 49 68 / 40 00
Fax: 91.349 44 85
www.minetad.gob.es

La reforma del sector eléctrico a la luz de los
dictámenes del Consejo de Estado

DL: **M 7954-2017**
NIPO: **084-17-002-2**
E-NIPO: **084-17-003-8**

Diseño y maquetación: DiScript Preimpresión, S. L.
Impresión y encuadernación: DiScript Preimpresión, S. L.
Papel:

Exterior: Estucado ecológico
(70.100/300)
Interior: Offset ecológico
(65.90/90)
(Certificados EFC y FSC)

ECPMINETAD: 1.ª ed./90/0517
EUAEVF: 0,00 €



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ENERGÍA, TURISMO
Y AGENDA DIGITAL

Panamá, 1. 28071 Madrid
Tels.: 91.349 51 29 / 49 68 / 40 00
Fax: 91.349 44 85
www.minetad.gob.es

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
 PARTE PRIMERA:	
ASPECTOS TRANSVERSALES O COMUNES	9
I. Procedimiento de elaboración de la reforma del sector eléctrico ..	9
I.1. Ritmo de tramitación	10
I.2. Trámite de audiencia.....	17
I.3. Trámite de informes.....	22
I.4. Aprobación previa del entonces Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.....	30
I.5. Notificación a la Comisión Europea	33
I.6. Dictamen del Consejo de Estado	41
II. Competencia del Estado para la reforma del sector eléctrico.....	50
III. Rango	61
IV. Técnica normativa.....	67
IV.1. Estructura del grupo normativo	68
IV.2. Claridad normativa	80
 PARTE SEGUNDA:	
ESTUDIO DE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO	85
I. Legislación del sector eléctrico	85
II. Retribución de las redes eléctricas	95
III. Régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos.....	102
III.1. La nueva regulación de energías renovables, cogeneración y residuos.....	103
a) Antecedentes del régimen legal en vigor.....	104
b) Líneas directrices de la nueva regulación	107
c) Valoración general del Consejo de Estado.....	123
III.2. Principales problemas jurídicos	127
a) La sucesión normativa	127
b) El carácter excepcional del régimen retributivo específico	147
c) Inclusión de determinados elementos retributivos	153
III.3. Otros aspectos incidentales.....	156
a) Utilización de combustibles en instalaciones solares termoeléctricas.....	156
b) Garantía de origen de la electricidad	168

IV. Precios voluntarios para el pequeño consumidor	180
IV.1. Antecedentes y adecuación al marco legal	181
IV.2. Designación de los comercializadores de referencia	191
IV.3. Cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia	195
V. Financiación de la deuda tarifaria	211
V.1. Régimen anterior al 1 de enero de 2013	212
V.2. Régimen posterior al 1 de enero de 2013	227
VI. Financiación del bono social	234
VII. Sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP) ...	247
VII.1. Antecedentes y líneas directrices de la nueva regulación de los SENP	248
VII.2. Cuestiones tratadas	261
a) La adecuación terminológica y conceptual a la legislación de cobertura	261
b) Eficacia temporal de la revisión retributiva.....	265
c) Distinción entre las instalaciones de los SENP en función de su carácter gestionable.....	267
d) Tratamiento de las instalaciones de bombeo	271
VIII. Autoconsumo	274
VIII.1. Contexto técnico y normativo del autoconsumo	275
VIII.2. Análisis de las principales decisiones regulatorias en la materia	285
a) Imposición de peajes, cargos y costes al autoconsumo	286
b) Régimen económico de la energía excedentaria.....	292
c) Tratamiento de los elementos de acumulación	295
d) Particularidades para pequeños consumidores	297
e) Valoración general del Consejo de Estado.....	300
CONCLUSIÓN.....	309
 ANEXO: LISTADO DE DICTÁMENES DEL CONSEJO DE ESTADO SOBRE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO..	 315

INTRODUCCIÓN

El Consejo de Estado ha tenido un papel destacado en la reforma del sector eléctrico¹. En el ejercicio de su función consultiva, el Consejo de Estado ha participado en el procedimiento de elaboración de las normas jurídicas a través de las cuales dicha reforma se ha fraguado entre 2013 y 2015², salvo en la aprobación de los reales decretos-leyes con incidencia en

¹ Los dictámenes que sirven de base para esta disertación han sido aprobados por la Comisión Permanente del Consejo de Estado, a propuesta de la Sección Cuarta, a la que me ha honrado pertenecer. Por ello, he de agradecer a todos sus componentes el extraordinario ambiente de trabajo y reflexión que preside sus sesiones, sin el que me habría sido imposible alcanzar un entendimiento suficiente del sector eléctrico como para afrontar con garantías de acierto mis deberes como Letrado. Este agradecimiento he de personalizarlo, en primer lugar, en la figura del Consejero Presidente de la Sección, don Fernando Ledesma Bartret, cuya confianza en mi trabajo ha sido motivo de hondo orgullo. Y hacerlo extensivo al Letrado Mayor don Leopoldo Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín y a la Letrada doña Rocío Tarlea Jiménez.

² El análisis está centrado en las iniciativas normativas impulsadas durante la X Legislatura, en la que la reforma del sector eléctrico se abordó en profundidad para revertir un déficit tarifario insostenible. Con todo, por haber sido publicadas antes de la edición de esta obra, se hará mención a varias disposiciones adoptadas al comienzo de la XII Legisla-

la materia, los cuales, sustentados en razones de extraordinaria y urgente necesidad, conforme al artículo 86 de la Constitución, se caracterizan por una instrucción expeditiva, ajena, por tanto, a la intervención del Alto Cuerpo Consultivo.

El objeto de esta obra reside en la aproximación a la reforma del sector eléctrico a través de los dictámenes del Consejo de Estado³. En ellos se analizan con detenimiento los problemas jurídicos que la ejecución de la reforma ha suscitado, enmarcados en la realidad económica que ha inspirado las medidas adoptadas. Se advierte un especial esfuerzo por contextualizar las iniciativas a la hora de valorar su contenido, esfuerzo que, lejos de ser exclusivo de estos dictámenes, está siempre presente en la labor consultiva del Consejo de Estado, si bien se ha visto potenciado en ellos ante el carácter marcadamente técnico de la normativa dictaminada, con la consiguiente necesidad de arrojar luz sobre su alcance y significado. Ciertamente, las explicaciones sobre los antecedentes normativos y la finalidad perseguida por el proyecto de turno son innecesarias —por conocidas— para el destinatario último del dictamen, la autoridad consultante, pero el ejercicio de la función consultiva trasciende la mera emisión de un juicio sobre la disposición en curso para conformar un cuerpo doctrinal de utilidad para los distintos actores, desde los estudiosos en la materia hasta los agentes del sector eléctrico, pasando por los órganos administrativos encargados

tura, particularmente a la modificación reglamentaria del precio voluntario del pequeño consumidor en materia de costes de comercialización.

³ Se incluye en anexo la lista completa de los dictámenes que componen el material de trabajo de esta obra, con referencia a su número y fecha, el proyecto sobre el que versó, el enlace por medio del cual puede accederse a su contenido íntegro, así como la norma que fue aprobada tras su emisión.

de la aplicación normativa y los órganos judiciales que eventualmente habrán de pronunciarse sobre la validez de esta regulación, en resolución de los recursos que se planteen.

Por consiguiente, las pretensiones de la presente obra son humildes. Se trata de desgranar los dictámenes del Consejo de Estado en la materia, utilizando sus explicaciones para exponer los distintos elementos a partir de los cuales se ha construido el nuevo régimen eléctrico. Con esta metodología de trabajo, podrá asimismo valorarse el impacto de los dictámenes en los textos finales⁴.

De acuerdo con la estructura común de los dictámenes, la primera parte está dedicada a las materias transversales o co-

⁴ Al objeto de facilitar la distinción entre las consideraciones de los dictámenes del Consejo de Estado y las aportaciones del autor, se ha optado por emplear un diferente tipo de letra en uno y otro caso.

Los extractos de los dictámenes están tomados de sus consideraciones, en particular —casi siempre— de las de carácter general, incluidas las relativas a cuestiones transversales, como la tramitación del expediente y la constatación de la competencia estatal para la aprobación de la iniciativa. Se renuncia, por ende, a descender a la mayoría de las observaciones particulares de los dictámenes, dirigidas a la redacción de preceptos concretos, para evitar que un exceso de detalle dificulte la adquisición de una visión global del proceso o pueda hacer farragosa la lectura (que exigiría conocer en qué términos fue planteado el proyecto para entender el sentido de la observación). Como excepción, serán plasmadas aquellas observaciones particulares en que ello se justifique por su importancia o alcance.

Respecto de las distintas aportaciones contenidas en los dictámenes, se dejará constancia del tratamiento recibido en el texto publicado, tanto si fueron acogidas como si no, lo que permitirá al lector formarse su propio juicio acerca del acierto de la decisión normativa.

munes, es decir, las abordados en todos o la mayoría de los casos. Se incluyen en esta categoría los aspectos procedimentales, con vistas a conocer los trámites que han sido seguidos en la adopción de las normas del sector eléctrico, la cobertura competencial para la aprobación por el Estado de las mismas, así como las cuestiones de rango y técnica normativa que se han ido planteando.

Estos aspectos transversales servirán de pórtico para adentrar, en la segunda parte, en el estudio normativo, partiendo de la norma legal de cabecera, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. A partir de la misma, se ha producido un extenso desarrollo reglamentario, con incidencia, entre otros ámbitos, en la retribución de las redes eléctricas, el régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos, los sistemas eléctricos no peninsulares y el autoconsumo.

PARTE PRIMERA: ASPECTOS TRANSVERSALES O COMUNES

Dentro del esquema habitual de los dictámenes relativos a iniciativas normativas, antes de iniciar el examen de fondo, el Consejo de Estado analiza la tramitación del expediente, al objeto de constatar la incorporación al mismo de todos los informes preceptivos y realizar, en su caso, sugerencias que puedan ser atendidas en el propio asunto consultado o en futuros procedimientos. Asimismo, en el marco de la distribución vertical de competencias, procediendo el impulso regulador del Estado, se verifica su competencia para adoptar el acto normativo de que se trate. Por último, es frecuente que merezcan atención la suficiencia del rango y cuestiones de técnica normativa, en aras de la consistencia del grupo normativo, la claridad de la redacción y la adecuada utilización del lenguaje.

Se abordan por separado estos cuatro campos.

I. Procedimiento de elaboración de la reforma del sector eléctrico

El procedimiento administrativo de elaboración de normas, ya se trate de anteproyectos legislativos que, previa elevación como proyectos de ley, vayan a ser objeto de tramitación parlamentaria, ya de proyectos reglamentarios llamados a cristalizar mediante la aprobación de la disposición de carácter general correspondiente, es una herramienta fundamental para garantizar

el acierto de la regulación. Debido al carácter final del dictamen del Consejo de Estado, el texto sometido a consulta viene siempre acompañado del expediente instruido para su redacción, lo que permite comprobar, no solamente la unión al mismo de cuantos documentos resulten preceptivos, sino también la influencia de cada trámite en la versión consultada. No se trata de solicitar apresuradamente informes, acumularlos y generar nuevas redacciones precipitadas del texto, sino de analizar de forma pausada las observaciones recibidas en cada trámite para fijar un criterio razonado sobre su aceptación o rechazo, de forma que se asegure la decantación sucesiva de la iniciativa normativa.

A través de este prisma, el Consejo de Estado ha valorado en cada procedimiento la tramitación otorgada al texto. Tratándose de disposiciones pertenecientes al mismo sector, la mayoría de los trámites han sido encauzados de igual forma en los distintos expedientes, aunque es posible identificar cuestiones procedimentales suscitadas en un solo caso particular, como la notificación a la Comisión Europea del proyecto sobre los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Es importante conocer qué aspectos formales han sido objeto de debate durante la reforma del sector eléctrico para tomar conciencia de la importancia del plano procedimental.

Se repasan a continuación las principales cuestiones analizadas por el Alto Cuerpo Consultivo en relación con el procedimiento de elaboración de dicha reforma.

1.1. Ritmo de tramitación

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, sentó las bases de la reforma del sector eléctrico, después ratificadas y ampliadas a través de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Como señalaba el preámbulo de dicho real decreto-ley, el sistema

eléctrico español generaba entonces un déficit tarifario que, con el paso del tiempo, se había convertido en estructural, debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultaban superiores a la recaudación por los peajes fijados por la Administración y abonados los consumidores. Los datos resultaban elocuentes: entre los años 2004 y 2012 los ingresos del sistema eléctrico por peajes de los consumidores se habían incrementado en un 122%, mientras que el aumento de los costes regulados del sistema en dicho periodo ha sido de un 197%, siendo las partidas de costes que habían contribuido en mayor medida a dicho incremento las primas del entonces denominado régimen especial (actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) y las anualidades de déficits acumulados; todo lo cual había conducido a un saldo de deuda acumulada superior a 26.000 millones de euros.

Pese a que la corrección de los desajustes producidos por la evolución expansiva de las partidas de costes del sistema eléctrico había sido el objetivo de diversas disposiciones desde 2009 (la mayoría adoptadas a través de real decreto-ley), tal objetivo no había sido alcanzado, al no haberse podido cerrar la brecha entre ingresos y costes. Por consiguiente, las razones que motivaron la aprobación de esta norma de urgencia derivaron de la mencionada evolución expansiva de los costes del sistema, unida a las consecuencias de la crisis económica y a la necesidad de cumplimiento de los objetivos de déficit para el año 2014, que determinan la necesidad de adopción de una serie de medidas dirigidas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, mediante una revisión de su marco regulatorio⁵.

⁵ La intervención del legislador de urgencia se ha estimado adecuada al artículo 86.1 de la Constitución por el Tribunal Constitu-

A su vez, este real decreto-ley avanzaba los nuevos criterios que habían de regir aspectos retributivos de enorme importancia, pero que estaban necesitados desarrollo, con el consiguiente apremio que conllevaba la aprobación del mismo.

En este contexto, no es difícil de entender que la urgencia presidiera la tramitación de los expedientes de elaboración de las normas a través de las cuales se pretendía articular la reforma, ante los problemas que acuciaban la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico y la necesidad de concretar las nuevas bases sentadas por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Ello se plasmó durante los primeros meses en la tramitación sucesiva del anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y su diverso desarrollo reglamentario, si bien muchas de estas iniciativas fueron impulsadas simultáneamente, sometándose a trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad en el verano de 2013 el citado anteproyecto y doce disposiciones de carácter general engarzados al mismo. Ahora bien, una vez aprobada la legislación de cabecera, fueron decantándose una por una las iniciativas reglamentarias, en algunos casos transcurridos muchos meses desde que se presentara al sector el borrador inicial, dando lugar a expedientes dilatados y de instrucción intermitente.

Los aspectos relativos al ritmo de tramitación del procedimiento de elaboración normativa que han sido tratados en los dictámenes del Consejo de Estado pueden exponerse del siguiente modo:

- Pendencia de la cobertura normativa: En ocasiones, fruto de la urgencia, se sometía a dictamen un proyecto concebi-

cional en sus Sentencias 270/2015, de 17 de diciembre, 19/2016, de 4 de febrero, 29 y 30 de 2016, ambas de 18 de febrero, 42/2016, de 3 de marzo, y 61/2016, de 17 de marzo, dada la concurrencia del presupuesto habilitante de la extraordinaria y urgente necesidad.

do para el desarrollo de una previsión de rango superior cuya aprobación era inminente pero no se había producido todavía. En estos supuestos, se estimaba condicionado el ejercicio de la potestad reglamentaria a la previa aprobación de la norma que estaba llamada a servir de cobertura, dejándose reflejo de ello en la conclusión. Así sucedió en tres dictámenes:

– Dictámenes 1.344/2013 (sobre el proyecto de real decreto de retribución del transporte) y 1.345/2013 (sobre el proyecto de real decreto de retribución de la distribución), ambos de 18 de diciembre de 2013. Estas dos iniciativas fueron las primeras en ser aprobadas tras la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), con la que siguieron una tramitación *pari passu*. Con todo, la vigencia de la disposición legal era una premisa ineludible para la adopción de la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte y distribución de la energía eléctrica.

Señalaba el dictamen 1.344/2013:

En cuanto al fondo, el proyecto de real decreto que se consulta parte implícitamente de la base de que su aprobación tendrá lugar una vez que se haya publicado y haya entrado en vigor la Ley del Sector Eléctrico, que hoy se tramita como proyecto de Ley ante las Cortes Generales. Dicha hipótesis es, sin duda, correcta, en cuanto que el destino natural del real decreto proyectado es integrarse en el grupo normativo cuya norma de cabecera será, precisamente, la nueva Ley del Sector Eléctrico. Consecuencias elementales de esa hipótesis son que dicho proyecto no podrá someterse al Consejo de Ministros hasta que la Ley del Sector Eléctrico se haya publicado y haya entrado en vigor; y que habrá que asegurarse de que ninguna disposición del proyecto contradiga lo introducido en la ley durante su tramitación parlamentaria.

Por lo demás, hay que tener en cuenta que, entre otras cosas, la Ley del Sector Eléctrico contendrá las habilitaciones a la potes-

tad reglamentaria que han de constituir el fundamento del real decreto que se proyecta. De este modo, y además de la habilitación general que aparece en la disposición final cuarta del actual proyecto de ley, el artículo 14.2 del propio proyecto dispone lo siguiente:

«La retribución de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico».

Más específicamente, el artículo 14.8 prevé que «las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1,1».

Por otra parte, la última oración del artículo 34.4 del proyecto de Ley que se cita dice que «[l]a empresa transportista deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten aprobados por la Administración General del Estado».

Por todo lo anterior, el dictamen 1.344/2013 concluyó que podía elevarse al Consejo de Ministros el proyecto reglamentario, una vez que hubiese tenido lugar la entrada en vigor de la nueva Ley del Sector Eléctrico. Esta conclusión fue similar a la del dictamen 1.345/2013, en el que igualmente se partía de la premisa de que la disposición examinada no podía adoptarse hasta que la nueva Ley del Sector Eléctrico no se hubiera publicado y entrado en vigor.

– Dictamen 252/2014 (sobre el proyecto de real decreto de los precios voluntarios para el pequeño consumidor o PVPC), en cuya génesis se situó una reforma exprés de la LSE para superar el modelo anterior de cálculo de dichos

precios, basado en la celebración de las llamadas subastas CESUR. El hecho de que dicho proyecto se instruyera simultáneamente a la modificación en sede parlamentaria de la LSE hizo necesario el análisis acerca de la adecuación de la iniciativa a la legislación de cobertura, del que resultó:

En mérito de lo expuesto, la introducción del nuevo modelo de cálculo del coste de energía eléctrica incorporado al PVPC no tiene cabida en la LSE mientras el artículo 17.2 a) imponga tomar como referencia el precio medio previsto en el mercado de producción durante un plazo fijado reglamentariamente. Por ello, tal y como se plasmará en la conclusión del presente dictamen, el parecer favorable del Consejo de Estado a la aprobación del reglamento en tramitación ha de quedar condicionado a que se modifique dicho precepto en la línea proyectada en el texto transcrito, entrado en el Senado el 24 de febrero de 2014.

Como fue avanzado en las consideraciones del dictamen, de ello se dejó constancia en la referida conclusión, conforme a la cual podía elevarse el proyecto al Consejo de Ministros cuando hubiese tenido lugar la entrada en vigor de la reforma del artículo 17.2 a) de la LSE, en los términos contemplados en el cuerpo de dicho dictamen.

- Repetición del trámite de audiencia: Como será puesto de relieve a propósito de este trámite⁶, el hecho de que se remitieran al sector a un tiempo el anteproyecto legislativo y sus disposiciones de desarrollo en el verano de 2013 condujo al Consejo de Estado a recomendar la repetición del trámite de audiencia en la instrucción de estas últimas, cuando ello fuera posible, de cara a una valoración más sosegada.

- Paralización de la instrucción: La intensa actividad normativa del trienio 2013-2015 tuvo como consecuencia la priorización en el impulso de las iniciativas, de modo que algunas

⁶ *Infra* Parte Primera, I.2.

ya iniciadas sufrieron interrupciones prolongadas mientras culminaban otras, lo que no es fácil de cohonestar con los principios de celeridad e impulso de oficio, tal y como se expresó en el dictamen 883/2014 (sobre el proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013):

En línea con lo que fue apuntado a propósito de la participación del Consejo Consultivo de Electricidad, cabe constatar la celebración en el procedimiento de elaboración del texto sometido a consulta de todos los trámites preceptivos, si bien ninguna explicación se ofrece acerca de las razones por las que el expediente estuvo paralizado desde octubre de 2012, cuando ya solamente estaba pendiente la remisión del mismo al Consejo de Estado para dictamen, hasta julio de 2014. Aunque este hecho pudiera estar vinculado a la concentración de los esfuerzos de la Secretaría de Estado de Energía en el impulso de una reforma integral del sistema eléctrico, iniciada con la publicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y plasmada a continuación en la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y sus disposiciones de desarrollo, lo cierto es que la demora en la instrucción del presente procedimiento ha contribuido a una conflictividad judicial a la que luego se hará referencia.

En la situación expuesta se considera oportuno recordar la importancia de que los principios de celeridad e impulso de oficio rijan la tramitación de los expedientes administrativos.

El retraso en la aprobación también es objeto de reproche cuando la disposición tiene por finalidad la incorporación al ordenamiento interno de una directiva y la dilación conlleva la superación del plazo de transposición (dictamen 52/2015, sobre el proyecto de orden de garantía de origen):

[...] Cabe constatar la superación del plazo de transposición de la Directiva 2012/27/UE desde el 5 de junio de 2014, situación que afecta no solamente al proyecto consultado (que atañe a un aspecto muy concreto de dicha norma europea),

sino a otros contenidos más sustanciales, como los relativos al proyecto de Real Decreto por el que se transpone la citada directiva en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos. Procede indicar, como se ha hecho en ocasiones anteriores, que una adecuada planificación de los trabajos de incorporación al ordenamiento interno de las directivas europeas resulta imprescindible para asegurar la observancia de los plazos fijados en ellas.

- Solicitud de dictamen urgente del Consejo de Estado: La mayoría de los dictámenes recabados del Consejo de Estado en el marco de la reforma del sector eléctrico lo han sido con carácter urgente, siendo el plazo máximo para su despacho —como regla— de quince días. Ello pudo entenderse en el contexto de premura en el que se tramitaban las iniciativas, pero fue censurado cuando la tramitación anterior no se había inspirado en el principio de celeridad. Sobre ello se volverá en el estudio de este trámite⁷.

1.2. Trámite de audiencia

El artículo 105 de la Constitución garantiza la audiencia de los ciudadanos en el procedimiento de elaboración de las disposiciones administrativas que les afecten, audiencia que puede materializarse directamente o a través de las organizaciones y asociaciones reconocidas por la ley. Este trámite, regulado en el artículo 24 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, está llamado a hacer posible la participación de los ciudadanos en los asuntos públicos que les conciernen.

La audiencia al sector se ha venido encauzando en este ámbito a través del Consejo Consultivo de Electricidad, lo que ha

⁷ *Infra* Parte Primera, I.6.

sido respaldado por el Consejo de Estado en los siguientes términos (dictamen 574/2014, sobre el proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles):

Como ha señalado el Consejo de Estado en otros dictámenes, ha de darse por cumplido el trámite de audiencia a los interesados, en la medida en que todos los sectores afectados por el proyecto han tenido ocasión de participar en la elaboración de la norma, a través del Consejo Consultivo de Electricidad. Este órgano está integrado por representantes de la Administración General del Estado, el Consejo de Seguridad Nuclear, las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, las compañías del sector eléctrico, los consumidores y usuarios y los agentes de defensa de la preservación del medio ambiente (disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos).

La principal preocupación del Consejo de Estado en relación con este trámite ha estado centrada en el escaso margen otorgado al sector para asumir, valorar y expresar sus observaciones a la reforma entonces en ciernes, en la medida en que los distintos instrumentos a partir de los cuales iba a articularse se sometieron a audiencia al mismo tiempo (julio de 2013). Por este motivo, cuando fue dictaminado el anteproyecto de LSE, se apuntó la conveniencia de repetir dicho trámite en la instrucción de las sucesivas normas de desarrollo (dictamen 937/2013):

Tanto los dictámenes sobre anteproyectos de leyes como los que se refieren a disposiciones de carácter general suelen comenzar con una observación dedicada a la tramitación que han recibido. En el caso del anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico que ahora se despacha, esta observación resulta de particular importancia, porque en su tramitación ha habido carencias que deben examinarse con algún detenimiento, para, en la medida de lo posible, corregirlas, y también para evitar su repetición en el futuro.

Sin embargo, antes de analizar tales carencias, hay que identificar su principal causa, que es sin duda la extrema brevedad del plazo disponible para la tramitación del expediente. Según consta en los antecedentes de este dictamen, el anteproyecto se recibió en la Comisión Nacional de Energía el 16 de julio de 2013 y el Consejo de la CNE emitió su informe el 31 de julio siguiente. En los pocos días que median entre las dos fechas, los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad hubieron de presentar sus escritos de alegaciones, que sin duda constituían uno de los elementos más importantes que el Consejo de la CNE tenía que considerar a la hora de preparar su informe. Por lo demás, y según se desprende del expediente, la CNE y los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad tuvieron que informar durante el mismo plazo los proyectos de doce disposiciones de carácter general que forman parte del futuro desarrollo reglamentario del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.

Es al menos probable que la calidad de los escritos de alegaciones presentados ante la Comisión Nacional de Energía y del informe del Consejo de la propia CNE haya sufrido a consecuencia del escaso tiempo que sus autores tuvieron para redactarlos. [...]

Aunque no se refiere estrictamente al anteproyecto que se consulta, no debe cerrarse este apartado dedicado a cuestiones procedimentales sin hacer una reflexión sobre el trámite de audiencia relativo a los doce proyectos de reglamento que, según parece, se enviaron para informe de la CNE y de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad junto con el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico como parte de su futuro desarrollo reglamentario. Sugiere el Consejo de Estado que se considere la posibilidad de reabrir dicho trámite aprovechando la tramitación parlamentaria del anteproyecto, incluyendo, si así procede, en las proyectadas disposiciones de que se trata, las modificaciones que puedan resultar de la versión definitiva del anteproyecto. Podría ser, quizá, una manera de corregir los efectos de la precipitación con que, probablemente, se evacuaron los correspondientes informes y escritos de

alegaciones sobre los aludidos proyectos de disposiciones de carácter general.

Esta observación tuvo continuidad en los dictámenes posteriores, bien para lamentar que no se repitiera este trámite cuando no se procedió a ello (proyectos de reales decretos de transporte y distribución de energía eléctrica —dictámenes 1.344 y 1.345 de 2013—, proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles -dictamen 574/2014-), bien para emitir un juicio positivo acerca de dicha repetición cuando fue impulsada por el órgano instructor (proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos —dictamen 39/2014—, proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares —dictamen 381/2015—, proyecto de real decreto de autoconsumo —dictamen 820/2015—).

En estos términos se expresaron los dictámenes 1.344/2013 y 1.345/2013:

Es de lamentar que no haya podido seguirse la recomendación que se daba en el dictamen nº 937/2013 de este Consejo de Estado, relativo al anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, de que se reabriera el trámite de audiencia respecto de este y otros proyectos de disposiciones de carácter general en materia eléctrica, para así tratar de corregir los efectos de la precipitación con la que, probablemente, se elaboraron los correspondientes informes y escritos de alegaciones que fueron presentados en el breve plazo que para dichos efectos de audiencia se concedió en la fase inicial del expediente que se despacha.

Ahora bien, ello no suponía cuestionar la validez del procedimiento seguido en la elaboración de la norma, tal y como aclaró el dictamen 574/2014:

La decisión de no seguir la referida recomendación no invalida el trámite de audiencia celebrado ni lo convierte en una mera formalidad, como se ha aducido por alguna entidad del sector, por lo que ninguna objeción procedimental puede for-

mularse al respecto desde una perspectiva de estricta legalidad. Ahora bien, resulta llamativo que dicho trámite se convocara por vía de urgencia el 15 de julio de 2013 y que, paralizada la instrucción del procedimiento tras la emisión del informe de la Comisión Nacional de Energía el día 30 siguiente para el impulso de otras iniciativas normativas de mayor rango e importancia a las que tenía que ajustarse el proyecto en tramitación (particularmente la nueva legislación del sector eléctrico y la regulación por real decreto de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos), se solicitara la continuación del expediente el 4 de abril de 2014 sin repetir el mencionado trámite.

Con un fundamento similar, ante la paralización del expediente durante más de dos años y medio, se criticó la decisión de no repetir la audiencia en el dictamen 883/2014 a propósito del proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013:

Aunque ninguna objeción procedimental puede formularse a este trámite [el de audiencia] desde una perspectiva de estricta legalidad, cabe pensar que, a la vista del tiempo transcurrido desde su celebración a finales de 2011 y la reanudación del expediente en julio de 2014, habría sido pertinente reabrir el trámite de audiencia en este segundo momento temporal para así conocer la opinión de los sectores afectados sobre el criterio último del proyecto, máxime cuando, conocidos ya los parámetros en los que se asienta el cálculo, la orden determina el tipo de interés definitivo aplicable a los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales anteriores a 2013.

En contrapartida, el hecho de que se siguiera la aludida recomendación (recabándose incluso un nuevo informe del organismo supervisor, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pese a que había intervenido inicialmente la Comisión Nacional de Energía) fue valorado positivamente en

el proyecto de real decreto de autoconsumo (dictamen 820/2015):

En cuanto hace al procedimiento, destaca que el borrador inicial, tras ser remitido el 18 de julio de 2013 —junto con el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varios reales decretos y órdenes ministeriales— para alegaciones en el seno del Consejo Consultivo de Electricidad e informe por la Comisión Nacional de Energía (CNE), que evacuó su parecer el 4 de septiembre siguiente, reiniciara su tramitación en junio de 2015, una vez acogidas muchas de las observaciones formuladas en dicho informe.

En atención a ello, al igual que en los dictámenes números 39/2014, de 6 de febrero (sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos) y 381/2015, de 7 de mayo (sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares), merece mención positiva el hecho de que haya podido seguirse la recomendación que se formulaba en el dictamen número 937/2013, de 12 de septiembre, de este Consejo de Estado, relativo al anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, de que se reabriera el trámite de audiencia respecto a los proyectos de disposiciones de carácter general en materia eléctrica, para así tratar de corregir los efectos de la precipitación con la que, probablemente, se elaboraron los correspondientes informes y escritos de alegaciones que fueron presentados en el breve plazo que para dichos efectos de audiencia se concedió en la fase previa de este expediente.

En definitiva, en los tres supuestos citados la intervención del Consejo de Estado resultó decisiva a la hora de favorecer una nueva participación del sector en audiencia.

1.3. Trámite de informes

Con carácter preceptivo, han intervenido en todos los expedientes el organismo supervisor (la Comisión Nacional de

Energía, después reemplazada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en ocasiones por partida doble por repetirse el trámite de informe, a la vista de la sugerencia del Consejo de Estado) y la Secretaría General Técnica del departamento proponente, el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (hoy Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital). Se constata del siguiente modo en el dictamen 883/2014 (sobre el proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013):

Obran en el expediente los informes de la Comisión Nacional de Energía (actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), cuyas observaciones han tenido un impacto notable en el texto, y de la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en su calidad de departamento proponente, preceptivo conforme al artículo 24 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

En ocasiones, el Consejo de Estado ha hecho descansar en la alta cualificación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el juicio sobre el acierto de aquellos aspectos de la iniciativa normativa en los que primaba el contenido técnico. Así sucedió en el dictamen 539/2014 (sobre el proyecto de orden de parámetros):

Es evidente que en una orden ministerial como la proyectada los aspectos técnicos tienen una importancia capital. De ahí que el respaldo otorgado al contenido del proyecto por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia constituya garantía suficiente del acierto global de las medidas que introduce.

También ha sido frecuente la incorporación del informe de la Dirección General de Coordinación de Competencias con las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales acerca de la distribución de competencias a nivel territorial, preceptivo conforme al artículo 24.3 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno cuando la norma reglamentaria pu-

diera afectar a la distribución de las competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas, como sucedía en el proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos (dictamen 39/2014). La ausencia de este informe fue, sin embargo, advertida en el dictamen 252/2014, a raíz de la instrucción del proyecto de real decreto sobre los PVPC, lo que dio pie a examinar las consecuencias de esta omisión en el caso concreto y a fijar una regla general sobre la preceptividad de este trámite en función de la naturaleza del título competencial invocado por el Estado:

Cabe advertir la omisión del informe de la Dirección General de Coordinación de Competencias con las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales acerca de la distribución de competencias a nivel territorial, al que alude el artículo 24.3 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

El apremio real que evidencia el contenido del proyecto, sumado, de un lado, al hecho de que las cuestiones competenciales no han sido objeto de especial debate en el seno del Consejo Consultivo de Electricidad en el que están representadas las Comunidades Autónomas y las Ciudades de Ceuta Melilla, y, de otro, a la cobertura que proporcionan al proyecto las habilitaciones de desarrollo reglamentario contenidas en la LSE a favor del Gobierno, permiten la aprobación del texto consultado sin recabar preceptivamente el informe sobre la distribución vertical de competencias. En cualquier caso, en ausencia de estas circunstancias excepcionales u otras similares, cuando el título competencial en el que se ampare la potestad normativa del Estado afecte a normativa básica, dicho informe debe reputarse preceptivo como regla general.

Indica el artículo 24.1 b) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno que a lo largo del proceso de elaboración deberán recabarse, además de los informes, dictámenes y aprobaciones previas preceptivos, cuantos estudios y consultas se estimen convenientes para garantizar el acierto y la legalidad del texto. En ocasiones, ello ha conducido a solicitar el parecer de otros departa-

tamentos ministeriales, como el Ministerio de Economía y Competitividad o el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, o de otros órganos, como el Centro Español de Metrología (CEM) o el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que participaron en la tramitación del proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos (dictamen 39/2014). La ausencia de un informe facultativo o su escasa profundidad también pueden fundar observaciones como la realizada al procedimiento de elaboración del anteproyecto de LSE (dictamen 937/2013):

Por lo demás, sorprende que el Ministerio de Economía y Competitividad haya intervenido en el expediente en una fecha tan tardía y que su informe no contuviera una reflexión general de alguna amplitud sobre la reforma global del sector eléctrico que el anteproyecto se propone introducir. Cabe añadir, por último, que habría convenido contar con el informe del Consejo Económico y Social y de las organizaciones sindicales del sector eléctrico.

En cualquier caso, en el trámite de informes el documento al que mayor atención ha prestado el Consejo de Estado es la memoria del análisis de impacto normativo, de presencia generalizada en todos los expedientes, dada su preceptividad. Sirve de ejemplo el dictamen 381/2015, relativo al proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares:

[...] El proyecto sometido a consulta va acompañado de la memoria del análisis de impacto normativo, que responde a lo dispuesto en el Real Decreto 1083/2009, de 3 de julio, por el que se regula la memoria del análisis de impacto normativo y a su Guía Metodológica, aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de diciembre de 2009, constanding de la ficha del resumen ejecutivo, la justificación de la oportunidad de la norma, la descripción del contenido, el análisis del impacto económico y de las cargas administrativas y el análisis del impacto por razón de género.

Los comentarios vertidos a la memoria del análisis de impacto normativo han estado dirigidos a la subsanación de tres defectos extendidos: i) la insuficiencia de los datos económicos en los que se sustentan las medidas proyectadas; ii) la falta de valoración de las alegaciones formuladas en el procedimiento por los interesados; y iii) el inadecuado análisis de las cargas administrativas generadas por el proyecto de turno. Procede desgranar cada uno de estos comentarios.

i) En una reforma con un trasfondo eminentemente económico y de un alto contenido técnico la explicación de la oportunidad de la iniciativa, su contenido e impactos previstos adquiere una importancia capital para la correcta comprensión del texto. A falta de las explicaciones oportunas, el Consejo de Estado abogó por completar la memoria mediante la inclusión de los razonamientos económicos sobre los que pivotaban las ecuaciones contenidas en el proyecto de real decreto de retribución del transporte (dictamen 1.344/2013):

Por otra parte, y en la línea de lo apuntado por la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debe llamarse la atención aquí sobre la insuficiencia del apartado que la memoria del análisis de impacto normativo dedica a las consecuencias económicas del proyecto. Aun admitiendo que, como dice la propia memoria, faltan en el momento actual datos importantes, como los valores unitarios de referencia o el inventario auditado de las instalaciones, sí podrían incluirse en el referido apartado los razonamientos económicos que están detrás de las distintas ecuaciones que el proyecto introduce, o de alguna regla como, por ejemplo, la de que el volumen anual de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la red de transporte de energía eléctrica no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España (artículo 11.1 del proyecto).

Con base en una reflexión similar, el dictamen 883/2014 solicitó el desglose de los datos de los que se extraía y cuanti-

ficaba el impacto económico previsto del proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013:

Con todo, resultaría pertinente un desglose mucho más detallado de los cálculos que han conducido a valorar en unos 30 millones de euros el coste adicional para el sistema eléctrico que conllevará la aplicación de la norma proyectada, en comparación con la cifra resultante de aplicar el tipo de interés provisional, para lo que sería imprescindible reflejar en la memoria a cuánto ascendieron los derechos de cobro afectados por la orden, esto es, los déficits de ingresos en el sistema eléctrico desde el año 2010 hasta el año 2012 inclusive, así como los desajustes temporales desde el año 2009 hasta el año 2012 también inclusive.

ii) La opinión que merecen al centro directivo impulsor de la iniciativa normativa las observaciones realizadas a lo largo de la instrucción del procedimiento es de mucha utilidad para conocer las razones por las que tales observaciones son aceptadas o rechazadas. En ocasiones, el criterio del órgano promotor del proyecto quedó reflejada en la memoria del análisis de impacto normativo, tratándose de los comentarios contenidos en los informes evacuados en el expediente, no así respecto de las alegaciones formuladas por los agentes del sector a través del Consejo Consultivo de Electricidad. Desde el Consejo de Estado se llamó la atención acerca de esta omisión en varios dictámenes, como en el 936/2015, referido al proyecto de real decreto llamado «escoba» por modificar diversas disposiciones del sector eléctrico:

En relación con las observaciones formuladas por diversos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, se echa en falta en el expediente una exposición de las razones que han llevado a rechazar su reflejo en el texto del proyecto. Al igual que en la memoria se hace referencia en el sentido expresado a las observaciones contenidas en el informe de la CNMC, habría resultado de utilidad una valoración de aquellas que,

aun no siendo objeto de análisis por el organismo regulador, se realizaron en el seno del Consejo Consultivo de Electricidad.

iii) Entre los aspectos que la memoria ha de abordar se encuentra la detección y medición de las cargas administrativas, entendiéndose por tales cargas todas aquellas tareas de naturaleza administrativa que deben llevar a cabo las empresas y los ciudadanos para cumplir con las obligaciones derivadas de la norma en curso. La citada Guía Metodológica recoge el método de medición de tales cargas, incluyendo su identificación y valoración económica.

Cuando se ha considerado que este análisis resultaba demasiado superficial (por limitarse a negar la existencia de tales cargas, sin que tal negación estuviera suficientemente fundada), ello ha sido apuntado por el Consejo de Estado. Así ocurrió en el dictamen 539/2014, sobre el proyecto de orden de parámetros, en el que también se hizo constar la necesidad de completar el análisis del impacto presupuestario:

[...] No goza de profundidad suficiente el examen del impacto presupuestario y de las cargas administrativas. En el primer ámbito, porque se niega la incidencia del proyecto en los gastos públicos, sin especificar si la puesta en marcha del sistema puede afrontarse con los medios disponibles en la Secretaría de Estado de Energía. No conviene olvidar que, según apunta la Secretaría General Técnica, la extraordinaria complejidad de la disposición en tramitación hará necesarios «medios extraordinarios para su gestión». En el segundo ámbito, porque en la parte final del texto consultado se regulan varios procedimientos en los que se impone a los interesados la aportación de diversa documentación, con las consiguientes cargas administrativas, cuya cuantificación ha de acometerse en la memoria, tal y como ha resaltado el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas en el informe adjuntado a la aprobación previa. Por consiguiente, debe modificarse la memoria, al objeto de abordar las dos cuestiones indicadas: primero, para acometer un examen detenido de la sufi-

ciencia de los medios personales y materiales de la Secretaría de Estado de Energía para afrontar la aplicación de la compleja disposición proyectada, valorando en caso negativo el impacto presupuestario previsto; y, segundo, para calcular las cargas administrativas derivadas de la participación de los interesados en los distintos procedimientos regulados en la orden en tramitación.

Sobre ello volvió a incidir poco después el dictamen 574/2015, acerca del proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles:

[...] No goza de profundidad suficiente el examen de las cargas administrativas (como ya ha tenido que advertir el Consejo de Estado en relación con otras iniciativas, como el proyecto de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, sobre el que versa el reciente dictamen 539/2014, de 12 de junio). En este sentido, ha de tenerse en cuenta que el proyecto obligará a los titulares y explotadores de las instalaciones afectadas a incorporar los equipos de medida necesarios para la aplicación de la metodología regulada en la orden y a remitir la información recabada a través de dichos equipos al organismo encargado de las liquidaciones con una periodicidad mensual, lo que sin duda conllevará las consiguientes cargas administrativas. Debe, por ello, modificarse la memoria del análisis de impacto normativo para incluir la cuantificación de tales cargas.

El Ministerio consultante no ha sido impermeable a estas observaciones, sino que ha profundizado en el contenido de la memoria del análisis de impacto normativo. De este modo, a medida que se iba fraguando la reforma del sector eléctrico, las memorias tenían un contenido más extenso y didáctico, lo que ha sido reconocido por el Consejo de Estado, tal y como puede comprobarse en los siguientes dictámenes:

- Dictamen 539/2014, relativo al proyecto de orden de parámetros:

Debe valorarse positivamente el hecho de que dicha memoria contenga una valoración, no solamente de las observaciones formuladas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sino también de las alegaciones formuladas en audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad, identificando —de una forma genérica, dada la respuesta «masiva» a este trámite— cuáles han sido acogidas y cuáles no, así como los motivos. Igual valoración merece el detallado análisis del impacto económico de la disposición en tramitación, que recoge —primero individualizadamente para cada tecnología y seguidamente de manera agregada— los datos que permiten ponderar la importancia económica de los cambios introducidos en el sistema de retribución de la producción energética a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

- Dictamen 820/2015, sobre el proyecto de real decreto de autoconsumo:

Es de destacar el esfuerzo que realiza la memoria a la hora de explicar las decisiones técnicas que el proyecto entraña. [...] Se realizaban varias sugerencias con vistas a favorecer la cognoscibilidad de las normas, una de ellas la concepción de la memoria del análisis de impacto normativo como una herramienta esencial para expresar el significado del proyecto, particularmente en lo que concierne a sus aspectos más complejos. Esta finalidad clarificadora está presente en el análisis técnico y jurídico que la memoria contiene, gracias al cual es posible comprender el sentido de las previsiones del texto.

I.4. Aprobación previa del entonces Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas

El artículo 67.4 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de organización y funcionamiento de la Administración General del Estado obliga a recabar la aprobación previa del Ministro de Administraciones Públicas (en el trienio estudiado, el Ministro de Hacienda

y Administraciones Públicas, hoy Ministerio de Hacienda y Función Pública), antes de ser sometidos al órgano competente para promulgarlos, de los proyectos de disposiciones de carácter general que afecten a las materias a que se refiere el artículo 66.1 del mismo texto legal, a saber: organización administrativa, régimen de personal, procedimientos e inspección de servicios⁸.

No ha sido infrecuente que las normas reglamentarias del sector eléctrico hayan incidido en alguna de estas materias, particularmente en el ámbito procedimental, lo que ha exigido obtener la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, por ejemplo, en el expediente relativo al proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos (dictamen 39/2014).

En relación con la preceptividad de este trámite, debe citarse el dictamen 252/2014, sobre el proyecto de real decreto sobre los PVPC:

También se ha unido al expediente, estando ya en el Consejo de Estado, la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas. De conformidad con el artículo 67.4, en conexión con el artículo 66.1, de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de organización y funcionamiento de la Administración General del Estado, es necesaria la aprobación previa del titular de dicho departamento en relación con los proyectos que afecten a la «organización administrativa, el régimen de personal, procedimiento e inspección de servicios». En el asunto sometido a consulta, el artículo 3 del proyecto regula el pro-

⁸ Tras la reforma del régimen jurídico del sector público y del procedimiento administrativo común, entrada en vigor el 2 de octubre de 2016, este trámite de aprobación previa se recoge en los mismos términos en el artículo 26.5 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en la redacción procedente de la disposición final tercera de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

cedimiento que ha de seguirse para la designación de los comercializadores de referencia, distinguiendo en función del carácter obligatorio o voluntario de esta condición. Al hilo de dicha regulación, se contemplan el inicio del expediente, se atribuye carácter preceptivo al informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se encomienda la competencia para resolver al Ministro de Industria, Energía y Turismo y se fija el plazo de resolución. En relación con este procedimiento, se fijan también en la disposición adicional primera las especificidades para otorgar la condición de comercializador de referencia a la entrada en vigor de la norma tramitada. Con ello se hace uso, como se indicará más adelante, de la habilitación normativa contenida en el artículo 6.1 f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), conforme al cual «reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia». A la vista de todo ello, no cabe duda acerca de la verdadera naturaleza de procedimiento administrativo del mecanismo previsto en el artículo 3 y, por remisión a él, en el apartado 2 de la disposición adicional primera del proyecto, para la designación de los comercializadores de referencia, de lo que resulta el carácter preceptivo de la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

En conexión con lo anterior, ha sucedido en diversos expedientes que la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas fuera solicitada al mismo tiempo que se remitía el expediente al Consejo de Estado, lo que no ha sido valorado como una buena práctica administrativa (dictamen 381/2015, relativo al proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares):

Conviene recordar que, conforme al inciso final de dicho apartado [apartado 4 del artículo 67 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de organización y funcionamiento de la Administración General del Estado], «se entenderá concedida la aprobación si transcurren quince días desde aquel en que se hubiese recibido el proyecto del citado Ministerio, sin que éste haya

formulado objeción alguna». Para hacer prevalecer el carácter final del dictamen de este Cuerpo Consultivo, sería preferible que, en lugar de simultanearse la petición de dicha aprobación previa y la formulación de la consulta al Consejo de Estado, esta se remitiese una vez obtenida aquella.

I.5. Notificación a la Comisión Europea

En el expediente relativo al proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares (dictamen 381/2015) se planteó una cuestión procedimental de gran trascendencia, como fue la pertinencia o no de notificar la norma a la Comisión Europea antes de su efectiva aplicación, a los efectos de la política comunitaria sobre ayudas estatales, recogida en los artículos 107 a 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). El análisis de esta cuestión exigió un estudio pormenorizado de la jurisprudencia comunitaria acerca de la noción de «ayudas de Estado», como prolegómeno para dilucidar a continuación si tenía o no cabida en dicha noción el esquema retributivo previsto en la norma entonces en tramitación.

Por su interés, se reproduce íntegro la observación realizada por el Consejo de Estado en el dictamen de referencia:

La Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha suscitado en su informe la cuestión relativa a la notificación de la norma a la Unión Europea antes de su efectiva aplicación, «con el fin de evitar el riesgo impugnatorio que pudiera resultar en el caso de que por parte de la Comisión se estimase que las medidas recogidas en el proyecto son constitutivas de ayudas de Estado». A juicio de este órgano directivo, las medidas de la norma en tramitación tienen una finalidad compensatoria del extracoste de generación en los SENP y no suponen propiamente, por tanto, «una ventaja o beneficio competitivo», lo que no impide alertar acerca de las consecuencias «más gravosas» que podría conllevar la ausencia de notificación. Por lo demás, esta «no impediría la aprobación de la norma, por más que, en su caso, su efectiva apli-

cación pudiera quedar finalmente supeditada a un pronunciamiento de la Comisión, en los términos que resultan del ordenamiento comunitario».

Realizada esta sugerencia por la Secretaría General Técnica del departamento consultante, procede expresar un juicio acerca de la pertinencia de dicha notificación, lo cual presupone pronunciarse acerca de la naturaleza de la compensación extrapeninsular a los efectos de la política comunitaria sobre ayudas estatales, recogida en los artículos 107 a 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

Al abordar este tema, se debe comenzar por señalar que el TFUE no establece una definición clara y precisa de lo que es una ayuda de Estado, esto es, no las define como concepto, sino que ofrece una serie de requisitos (cuatro en total) que, si son cumplidos por una medida de un Estado miembro, dicha medida se considerará una ayuda de Estado. Entre las consecuencias de tal calificación, se encuentra la obligación de notificar a la Comisión Europea la medida en proyecto en los términos del artículo 108.3 del TFUE.

Dispone el artículo 107.1 de dicho tratado: «Salvo que los Tratados dispongan otra cosa, serán incompatibles con el mercado interior, 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».

De la dicción de este apartado la jurisprudencia europea y la doctrina académica han extraído cuatro requisitos para que una medida sea calificada como ayuda de Estado, en principio incompatible con el Derecho europeo (salvo que el Derecho originario disponga otra cosa o la Comisión Europea sostenga su compatibilidad con el mercado común por concurrir alguna de las circunstancias del artículo 107.3 del TFUE):

i) Se exige que la empresa beneficiaria de la medida obtenga una ventaja o beneficio económico, esto es, que la medida

en cuestión suponga un alivio de las cargas que normalmente recaen sobre el presupuesto de una empresa, con independencia de la forma que revista.

En este sentido, como tempranamente subrayó la jurisprudencia europea, el concepto de ayuda de Estado «comprende no solo las prestaciones positivas, como las propias subvenciones, sino también intervenciones que, bajo diversas formas, aligeran las cargas que normalmente pesan sobre los presupuestos de una empresa y que, por ello, sin ser subvenciones en el sentido estricto de la palabra, tienen la misma naturaleza e idénticos efectos» (Sentencia del Tribunal de Justicia de 23 de febrero de 1961, asunto Gezamenlijke Steenkolenmijnen In Limburg / Alta Autoridad).

ii) La medida de que se trate debe beneficiar a determinadas empresas únicamente, es decir, es requisito indispensable que se pueda predicar la selectividad de dicha medida. De este segundo requisito se deriva que el beneficiario de la ayuda debe ser una empresa, entendiendo por tal cualquier entidad que ofrezca bienes o servicios en un concreto mercado, con independencia de su estatuto jurídico y de su forma de financiación. La selectividad puede definirse como la discriminación, o trato diferenciado de una empresa, grupo de empresas o incluso un sector económico, con respecto a otras que se encuentran en una situación comparable.

A partir de esta definición, se debe distinguir entre medidas generales, que son aquellas que, de forma real y efectiva, son accesibles a todos los agentes económicos que operan en el territorio de un Estado y, por ende, no pueden nunca tener la consideración de ayuda estatal, y medidas selectivas, cuyo impacto se limita a un determinado territorio o sector empresarial.

A la hora de analizar la concurrencia de este requisito, es frecuente distinguir entre tres tipos de selectividad: territorial, sectorial y horizontal.

Las ayudas regionalmente selectivas son aquellas que buscan favorecer a determinadas empresas o producciones con

base en su localización geográfica. De acuerdo con la jurisprudencia europea sentada en el ámbito fiscal (de la que es exponente la Sentencia de 20 de septiembre de 2001, asunto Banks), los tratos diferenciados pueden no ser considerados selectivos, aunque de hecho favorezcan a determinadas empresas o sectores de actividad, siempre que cumplan con la condición de responder a exigencias relativas a la lógica del sistema en que se insertan. Ello ha planteado a su vez la cuestión relativa a cuál debe ser el marco general que debe ser tomado en consideración, lo que resulta especialmente problemático cuando entidades infraestatales con competencias normativas son las impulsoras de la medida enjuiciada. La postura tradicional de la Comisión Europea, respaldada hasta fechas recientes por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, ha sido la de considerar selectiva una medida fiscal por el mero hecho de no aplicarse a la totalidad del territorio del Estado. Frente a este criterio, a partir de la Sentencia de 6 de septiembre de 2006, asunto Portugal vs. Comisión — conocido como asunto Azores—, se ha admitido que el marco de referencia pueda ser un territorio inferior al nacional en el caso de que la medida en cuestión haya sido adoptada en el ejercicio de competencias autónomas por una entidad infraestatal que, desde el punto de vista constitucional, cuente con un estatuto político y administrativo distinto del Gobierno central, siempre que este no haya podido intervenir directamente en el contenido de la medida y que las consecuencias financieras de la misma no se vean compensadas por ayudas o subvenciones procedentes de otras regiones o del Gobierno central.

La selectividad sectorial es la que alude a un ámbito económico concreto, es decir, se refiere a medidas que pretenden beneficiar a las empresas que conforman un sector de actividad económica, en tanto que la selectividad horizontal concurre cuando una medida representa una ventaja para las empresas que cumplen ciertas características comunes (por ejemplo, un número determinado de empleados), independientemente del sector al que pertenezcan.

iii) Los recursos que constituyen la ayuda de Estado deben tener un origen estatal. A estos efectos, resulta indiferente si los fondos públicos se transfieren de forma activa al beneficiario o si lo que ocurre es que el Estado deja de recaudar ingresos debido a la medida analizada.

A la hora de ponderar la concurrencia de este requisito en el sector eléctrico, resulta imprescindible acudir a la reciente Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 22 de octubre de 2014, asunto *Elcogás*, en la que se dio respuesta a la cuestión prejudicial planteada por la Sala Tercera de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo español en un litigio después resuelto por Sentencia de 27 de febrero de 2015. Para el Tribunal de Justicia, en la línea marcada en su Sentencia de 19 de diciembre de 2013, asunto *Vent de Colère*, «un mecanismo de compensación de los sobrecostes cuya financiación recae en todos los consumidores finales de electricidad en el territorio nacional, con arreglo al cual las sumas recaudadas de esa forma se reparten y distribuyen a las empresas beneficiarias, conforme a la legislación del Estado miembro, por una entidad pública, debe considerarse una intervención del Estado o mediante fondos estatales» en el sentido del artículo 107.1 del TFUE.

No cabe ocultar la enorme trascendencia de dicho pronunciamiento en el análisis de las medidas retributivas con cargo al sistema eléctrico, que habrán de considerarse financiadas con fondos estatales en el marco estudiado. De esta manera, queda descartada la postura que se venía sosteniendo, conforme a la cual el vigente sistema de liquidación de las tarifas eléctricas que satisfacen unos sujetos privados a otros sujetos privados (y al resto de agentes del sistema, públicos o privados) no implicaba ayuda de Estado en el sentido del artículo 107 del TFUE, precisamente porque las cantidades pagadas por los consumidores y objeto de liquidación por el organismo supervisor (antes CNE, ahora CNMC) no constituían fondos públicos.

El criterio sostenido por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea condujo al Tribunal Supremo a afirmar en el pleito

mencionado que la financiación acordada en el año 2007 por el Consejo de Ministros a favor de ELCOGÁS a través de un plan de viabilidad específico constituía una «ayuda de Estado» en los términos del artículo 107.1 del TFUE, por lo que no podía, en consecuencia, ser hecha efectiva hasta obtener la declaración de compatibilidad por parte de la Comisión Europea, la cual no pudo obtenerse a falta de la preceptiva notificación.

iv) Es necesario que la medida falsee o amenace falsear la competencia y que repercuta en los intercambios comerciales entre los Estados miembros.

Ahora bien, la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, como recuerda la reciente Sentencia de 14 de enero de 2015, asunto *Eventech Ltd*, ha admitido que no es necesario «acreditar la incidencia real de la ayuda concedida sobre los intercambios comerciales entre Estados miembros» ni que «la propia empresa beneficiaria de una ayuda participe en los referidos intercambios». Ha afirmado que incluso cuantías relativamente reducidas de unas ayudas (salvo que se trate de las llamadas ayudas de minimis, cuyo importe se fija en 200.000 euros en tres años) o factores como el tamaño relativamente modesto de la empresa beneficiaria «no excluyen a priori la posibilidad de que se vean afectados los intercambios entre Estados miembros». Así, «cuando un Estado miembro concede una ayuda a una empresa, la actividad interior puede mantenerse o aumentar, con la consecuencia de que disminuyen con ello las posibilidades de las empresas establecidas en otros Estados miembros de penetrar en el mercado del Estado miembro en cuestión. Además, el fortalecimiento de una empresa que, hasta entonces, no participaba en los intercambios intracomunitarios puede colocarla en una situación que le permita penetrar en el mercado de otro Estado miembro».

Esta interpretación —prácticamente omnicomprendensiva— no ha estado exenta de crítica, tal y como reconoce en sus conclusiones al último asunto citado el Abogado General Wahl, al señalar cómo uno de los intervinientes ha solicitado, no sin motivo, que el Tribunal de Justicia «reconsidere su enfoque en

relación con el requisito del efecto en los intercambios entre Estados miembros dado que, en su opinión, dicho requisito se interpreta de un modo tan amplio que prácticamente ninguna medida puede sustraerse a él».

En general, no es difícil constatar la amplitud con la que han sido interpretados los cuatros requisitos expuestos, cuya concurrencia no determina per se la incompatibilidad de la medida con el mercado intracomunitario (correspondiendo a la Comisión Europea la competencia específica para decidir sobre tal compatibilidad), pero sí su consideración como ayuda de Estado, con la consiguiente obligación de notificación a dicha institución comunitaria.

La aplicación de las líneas hermenéuticas apuntadas conduce al Consejo de Estado a expresar una opinión coincidente con la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo acerca de la conveniencia de notificar el proyecto remitido en consulta a la Comisión Europea.

No cabe duda de que la retribución adicional en los SENP que la disposición consultada desarrolla ofrece una ventaja económica a favor de quienes la reciben y que dicha retribución está financiada con fondos públicos, considerando que desde el 1 de enero de 2014 el extracoste se nutre a partes iguales de los Presupuestos Generales del Estado y del sistema eléctrico (el cual sustenta también la procedencia estatal de los fondos, a la luz del asunto Elcogás). Tampoco es factible cuestionar la selectividad de la medida, habida cuenta de que beneficia a determinadas empresas, atendiendo a criterios territoriales y sectoriales: en el primer plano, ha de tenerse en cuenta que el acceso al régimen retributivo adicional está condicionado a la actividad de generación eléctrica en una ubicación territorial determinada (sin que resulte aplicable a este caso la doctrina Azores, al tratarse de un proyecto estatal, cuyo impacto debe, por ende, valorarse tomando como referencia el conjunto del Estado); y en el segundo plano, es patente que dicha retribución beneficia a las empresas del sector eléctrico y, además, no a todas, puesto que su otorgamiento dependerá de un procedimiento de competencia competitiva.

Más difícil es evaluar si la regulación proyectada afecta a los intercambios comerciales entre los Estados miembros.

Dicha afectación fue mantenida por el Tribunal Supremo en la citada Sentencia de 27 de febrero de 2015, al comprobar que el plan de viabilidad de ELCOGÁS beneficiaba selectivamente con fondos estatales a una relevante central de producción de energía dentro del sistema eléctrico español, pese a la limitada interconexión eléctrica de España y sus países vecinos. En el asunto remitido en consulta, a dicha limitada interconexión intracomunitaria se une otro factor relevante, cual es el carácter aislado de los SENP. Ahora bien, a la vista de los términos con que este requisito viene siendo interpretado en la jurisprudencia europea y la importancia económica del extra-coste de generación a cuya cobertura está orientado el concepto retributivo adicional (por encima de 1.600 millones de euros), entraña notables riesgos hacer depender la decisión de no notificar el proyecto a la Comisión Europea de la negación de su impacto sobre los intercambios comerciales entre los Estados miembros.

En suma, razones de prudencia aconsejan remitir el texto proyectado a la Comisión Europea a los efectos de apreciar su conformidad con la política comunitaria de ayudas estatales o, al menos, consultar con dicha institución la regulación en tramitación al objeto de recabar su parecer acerca de la consideración del esquema retributivo en ella previsto como ayuda de Estado en el sentido del artículo 107.1 del TFUE.

A este respecto, estima el Consejo de Estado, de acuerdo con el criterio mantenido en el dictamen n° 15/2010, de 28 de enero, que puede acogerse una solución análoga a la adoptada en otros supuestos de normas relativas al otorgamiento de ayudas, en las que dicho otorgamiento se sujeta al previo cumplimiento de las previsiones recogidas en los citados preceptos del tratado. De esta forma, podría aprobarse la norma siempre que se condicionara en ella la plena efectividad del régimen económico a la previa constatación de su conformidad con el mercado común.

Las razones de prudencia invocadas en el dictamen fueron atendidas en el texto final publicado en el BOE, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en cuya parte expositiva se indica:

«Aconsejado por el Consejo de Estado en su dictamen núm. 381/2015 de 7 de mayo, se ha remitido el texto del proyecto a la Comisión Europea a los efectos de apreciar su conformidad con la política comunitaria. Por ello, y ateniendo al propio dictamen se incluye una disposición adicional en el proyecto que condiciona la plena efectividad del régimen económico a la constatación de su conformidad con el ordenamiento comunitario.»

Es la disposición adicional undécima la que, bajo la rúbrica «Conformidad con el ordenamiento comunitario», aborda la cuestión en los siguientes términos:

«El régimen retributivo y el procedimiento de despacho previstos en los títulos IV, VI y VII, y en las correspondientes disposiciones de la parte final de este real decreto quedarán subordinados en su plena y definitiva eficacia a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne.»

1.6. Dictamen del Consejo de Estado

En relación con su intervención en los expedientes sobre la reforma eléctrica, las cuestiones sobre las que se ha pronunciado el Alto Cuerpo Consultivo son: i) el carácter preceptivo o facultativo del dictamen; ii) la urgencia de la consulta; iii) la naturaleza de la audiencia ante el propio Consejo; y iv) el carácter final del dictamen.

i) En la mayor parte de los supuestos la preceptividad de la intervención del Consejo de Estado estaba fuera de toda duda por tratarse de disposiciones de carácter general dictadas en ejecución de la legislación (artículo 22.3 de la Ley 3/1980, de 22 de abril, del Consejo de Estado). O por estar dirigido el proyecto a la transposición de una directiva (artículo 22.2 de la misma ley orgánica), como era el caso del proyecto de orden de garantía de origen (dictamen 52/2015).

Sin embargo, en dos supuestos fue controvertido el carácter preceptivo o facultativo de la consulta, lo que exigió un pronunciamiento expreso por parte del Cuerpo Consultivo:

- En el anteproyecto de LSE la participación del Consejo de Estado con carácter preceptivo se fundó en el 21.2 de su Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, que atribuye la competencia al Pleno⁹ para ser consultado preceptivamente en los «anteproyectos de leyes que hayan de dictarse en ejecución, cumplimiento o desarrollo de tratados, convenios o acuerdos internacionales y del derecho comunitario europeo». Ante las dudas que podían existir acerca de si la nueva legislación del sector obedecía o no a una finalidad de transposición del Derecho de la Unión Europea, el Consejo de Estado afirmó la preceptividad del dictamen, razonando del siguiente modo (dictamen 937/2013):

⁹ Pese a la competencia plenaria que resultaba del artículo 21.2 mencionado, establece el artículo 19.2 que «si el plazo fijado [para la emisión con urgencia del dictamen] fuese inferior a diez días, la consulta será despachada por la Comisión Permanente, aun siendo competencia del Pleno, sin perjuicio de que el Gobierno pueda requerir ulteriormente el dictamen del Pleno». A la vista del Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de septiembre de 2013, que declaró la urgencia de la consulta sobre el anteproyecto de LSE, fijando un plazo de cuatro días, la competencia para la evacuación de la consulta recayó en la Comisión Permanente de este Consejo de Estado.

Aun cuando el anteproyecto no está dirigido específicamente a la incorporación de la directiva europea vigente en la materia (Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE), toda vez que la oportuna transposición ya se operó —mediante la reforma de la vigente Ley del sector eléctrico— por parte del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, lo cierto es que la norma anteproyectada, al derogar la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, reemplazándola, está llamada a constituir el instrumento normativo por medio del cual se dé cumplimiento a las obligaciones derivadas de dicha directiva.

- En cambio, el Consejo de Estado consideró facultativa la consulta en el expediente relativo al proyecto de orden de parámetros (dictamen 539/2014), al tratarse de una disposición de carácter general que no engarzaba directamente con la legislación de cobertura, sino con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

El Consejo de Estado emite su dictamen de acuerdo con lo previsto en el artículo 25.1 de su Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, conforme al cual dicho Consejo deberá ser oído, «sea en Pleno o en Comisión Permanente, en cualquier asunto en que, sin ser obligatoria la consulta, el Presidente del Gobierno o cualquier Ministro lo estime conveniente».

A este respecto, como señala en su informe la Secretaría General Técnica del departamento consultante, no cabe hacer descansar la preceptividad del dictamen en los apartados 2 y 3 del artículo 22 de dicha ley orgánica (referidos, respectiva-

mente, a los dictámenes sobre «disposiciones reglamentarias que se dicten en ejecución, cumplimiento o desarrollo de tratados, convenios o acuerdos internacionales y del derecho comunitario europeo», y sobre «reglamentos o disposiciones de carácter general que se dicten en ejecución de las Leyes, así como sus modificaciones»). En primer lugar, la orden proyectada, aun cuando está llamada a incorporarse en un grupo normativo cuya cabecera -la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico- constituye en la actualidad el vehículo de incorporación al ordenamiento español de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, no tiene por finalidad incorporar o transponer dicha directiva ni ninguna otra disposición europea (razonamiento similar al que condujo a negar carácter preceptivo al reciente dictamen 1.434/2013, de 27 de febrero de 2014). En segundo lugar, resulta claro que la orden proyectada, como se verá con detalle al analizar su contenido, engarza directamente con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que contiene las habilitaciones para el ejercicio de la potestad reglamentaria por la autoridad consultante, de modo que el proyecto ahora consultado no se dicta en ejecución inmediata de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sino del citado real decreto, como primer escalón del desarrollo reglamentario, sin que desvirtúe esta conclusión el hecho de que la orden en curso concrete la noción de instalación tipo, presente en el texto legal, pero perfilada en dicho primer escalón.

ii) Como ha sido apuntado¹⁰, la urgencia que ha presidido la tramitación de las iniciativas dirigidas a la reforma del sector eléctrico se ha trasladado a las consultas al Consejo de Estado, particularmente al informar el anteproyecto de LSE (dictamen 937/2013), habida cuenta de que el Consejo de Ministros fijó a estos efectos un plazo de cuatro días hábiles. El Alto Cuerpo Consultivo advirtió que:

¹⁰ *Supra* Parte Primera, I.1.

[...] El brevísimo plazo con que el Consejo ha contado para la preparación de este dictamen ha venido obviamente a limitar la densidad y los matices de las observaciones sobre el contenido del anteproyecto que a continuación se hacen constar.

La declaración de urgencia ha sido respaldada por el Consejo de Estado, a la vista de las sólidas razones que, con carácter general, la fundamentaban. No obstante, se ha remarcado la importancia de una adecuada planificación de la actividad normativa para favorecer una tramitación pausada de los proyectos (dictamen 1.123/2014, dedicado al proyecto de orden sobre el bono social):

Dicha urgencia tiene su causa en que el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sobre el que se volverá, exige que la CNMC remita antes del 1 de diciembre [de 2014] una propuesta de porcentajes de reparto del sostenimiento al bono social entre las empresas obligadas a financiarlo, con sujeción al procedimiento y condiciones que se fijen reglamentariamente. Ahora bien, considerando el tiempo transcurrido desde la aprobación de la ley citada, es posible colegir que una adecuada planificación de la actividad normativa (que en este caso no se impulsó hasta julio de 2014) habría permitido una tramitación más sosegada del expediente.

Como excepción, el hecho de que la instrucción del proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares, que permaneció interrumpida durante meses, se reanudara, tras incorporar el informe de la Secretaría General Técnica del departamento impulsor, con una orden de remisión del expediente al Consejo de Estado, declarando la urgencia de la consulta, condujo a este Consejo a cuestionar la premura invocada y a resaltar el impacto negativo que ésta tenía en el ejercicio de la función consultiva (dictamen 381/2015):

Desde que el Consejo de Estado informara el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico con una urgencia declarada de cuatro días (dictamen n° 937/2013, de 12 de septiembre), este Cuerpo

Consultivo ha despachado las consultas sobre los siguientes reglamentos en la materia, todas ellas evacuadas con carácter urgente: Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (dictamen n° 1.344/2013, de 18 de diciembre); 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 (dictamen n° 1.345/2013, de 18 de diciembre); Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación (dictamen n°252/2014, de 20 de marzo); Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (dictamen n° 139/2014, de 6 de febrero, emitido —por consiguiente— cuatro meses antes de la aprobación de la norma dictaminada); Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (dictamen n° 539/2014, de 12 de junio); Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social (dictamen n° 1.123/2014, de 6 de noviembre); y Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores (dictamen n° 1.182/2014, de 11 de diciembre).

La urgencia del despacho de estos dictámenes, que se correspondía con la que había presidido la tramitación de los respectivos expedientes, se fundaba, en última instancia, en la necesidad de afrontar y corregir la situación de deuda tarifaria

del sistema eléctrico. También en este procedimiento puede apreciarse la oportunidad de una pronta aprobación de una norma que vendrá a concretar el régimen económico revisado en los SENP cuya aplicación temporal fue situada el 1 de enero de 2012 ya por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio.

Ahora bien, la urgencia con la que se solicita la emisión del presente dictamen contrasta con el ritmo al que se ha instruido su tramitación precedente. Así, incoado el procedimiento en julio de 2013, las observaciones formuladas en la primera consulta al Consejo Consultivo de Electricidad y en el informe de la CNE provocaron la elaboración de un nuevo proyecto y la repetición de los anteriores trámites, si bien ello no tuvo lugar hasta un año después del impulso inicial, esto es, en julio de 2014. Y, desde la aprobación del informe de la CNMC el 23 de septiembre de 2014, el proyecto no ha sufrido grandes variaciones (más allá de la inclusión de una disposición modificativa del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que —por lo demás— carece de conexión material con la regulación ahora examinada y que quizás podría haber sido objeto de una tramitación separada) ni ha sido objeto de otro trámite que el informe de la Secretaría General Técnica del departamento proponente (teniendo en cuenta que la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas fue solicitada prácticamente al mismo tiempo que el dictamen del Consejo de Estado).

En estas circunstancias, no cabe sino reiterar «la conveniencia —si no necesidad— de que se haga un uso meditado y prudente de las declaraciones de urgencia», a la que alude, entre otros, el dictamen n° 884/2009, de 28 de mayo, en la medida en que tales declaraciones no favorecen el ejercicio de la función consultiva, máxime cuando esta tiene como objeto proyectos normativos de la complejidad e importancia del ahora dictaminado.

iii) Dispone el artículo 18.1 de la Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, del Consejo de Estado que pueden ser oídos ante el Consejo los directamente interesados en los asuntos sometidos a consulta. Con fundamento en este precepto, muchas

asociaciones y operadores del sector han solicitado audiencia en el Consejo de Estado en la tramitación de las iniciativas estudiadas, en coherencia con su participación activa en el trámite de audiencia, tal y como se constataba en el dictamen 539/2014 sobre el proyecto de orden de parámetros:

Es muestra de la importancia del proyecto consultado la respuesta al trámite de audiencia, que la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia califica de «masiva», al haberse recibido más de seiscientos escritos. Sin aproximarse a esta cifra, también se ha personado ante el Consejo de Estado y formulado alegaciones un número relevante de asociaciones y operadores del sector.

En este contexto, algunas de las entidades intervinientes en audiencia ante el Consejo de Estado adujeron la insuficiencia del plazo concedido a estos efectos, cuya brevedad era a su vez consecuencia de la urgencia con la que había sido remitido el expediente para consulta. A ello dio respuesta el Consejo de Estado en el dictamen 252/2014, sobre el proyecto de real decreto sobre los PVPC, analizando la naturaleza de este trámite y su relación con la propia audiencia otorgada en el seno del expediente:

Algunas entidades que han solicitado y obtenido audiencia ante el Consejo de Estado, han calificado de insuficiente el plazo otorgado a estos efectos, considerándolo —en el caso de «Endesa Energía XXI, S.L.U.»— «frontalmente contrario a un correcto ejercicio del trámite de audiencia que ampara a los interesados, de conformidad con las previsiones recogidas en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de régimen jurídico de las Administraciones Públicas y del procedimiento administrativo común».

La audiencia ante el Consejo de Estado está contemplada en el artículo 18.1 de su Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, en virtud del cual «pueden ser oídos ante el Consejo los directamente interesados en los asuntos sometidos a consulta. La audiencia se acordará por el Presidente, a petición de aquéllos o de oficio. La audiencia se concederá, en todo caso, cuando

en la consulta esté directamente interesada, y así lo manifieste, una Comunidad Autónoma». Esta previsión encuentra desarrollo en el artículo 125 del Reglamento orgánico del Consejo de Estado, aprobado por Real Decreto 1674/1980, de 18 de julio, cuyo apartado 2 tiene el siguiente tenor:

2. El Presidente fijará el plazo de la audiencia que, en todo caso, deberá otorgarse con vista del expediente en la sede del Consejo de Estado, conforme a la Ley de Procedimiento Administrativo, salvo que la consulta fuera urgente, en cuyo caso el Presidente, oída la Sección respectiva, fijará el plazo que estime conveniente.

Respecto de este trámite, es importante resaltar que la audiencia ante el Consejo de Estado no sustituye a la que debe ser otorgada en el expediente a los interesados, quienes eventualmente pueden beneficiarse de una segunda oportunidad de ser oídos ante el Alto Cuerpo Consultivo. El cauce natural por el que se da audiencia a los ciudadanos cuyos derechos e intereses legítimos puedan verse afectados por una disposición de carácter general es el trámite previsto en el artículo 24 c) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, que en el asunto consultado se ha reconducido a través del Consejo Consultivo de Electricidad, al amparo de las previsiones antes citadas. Por este motivo, ningún reproche merece desde la perspectiva de la participación de los interesados en audiencia la fijación de un plazo ajustado a la urgencia de la consulta (o su denegación con base en ella) cuando se pretende una segunda intervención en el expediente por la vía del artículo 18.1 de la Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, del Consejo de Estado.

iv) La intervención del Consejo de Estado se caracteriza por ser inmediatamente anterior a la decisión de la autoridad consultante. Precisamente por el carácter final del dictamen, fue censurada la práctica de solicitar la autorización previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas al tiempo de remisión del expediente al Alto Cuerpo Consultivo¹¹.

¹¹ Vide supra Parte Primera, I.4.

Más complejo era dilucidar si dicho carácter final podía co-honestarse con el sometimiento del texto proyectado a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, como trámite previo a la aprobación de la norma consultada. A una conclusión afirmativa llegó el Consejo de Estado, invocando varios precedentes, en el dictamen 252/2014, al informar el proyecto de orden ministerial de parámetros, dada la naturaleza política de la participación de dicho órgano delegado:

Finalmente, con carácter previo a la aprobación de la orden ministerial, es precisa la intervención de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a la que alude la fórmula de expedición y que viene exigida por las aludidas habilitaciones específicas en que descansa la norma proyectada. Conviene precisar que dicha intervención, aunque se produzca con posterioridad al presente dictamen, no obsta el carácter final de éste. En tal sentido, el dictamen del Consejo de Estado es el último informe de índole administrativa que puede emitirse en relación con el proyecto ahora considerado, después del cual puede considerarse concluida la fase de asesoramiento y preparación técnica de la norma, que entrará así en la fase de su decisión política (dictamen núm. 47.451, de 10 de junio de 1985), a la que pertenece la intervención de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dada su composición y naturaleza (véanse, en el mismo sentido, los dictámenes 198/2012, de 8 de marzo, y 1.042/2012, de 15 de noviembre).

II. Competencia del Estado para la reforma del sector eléctrico

La competencia estatal para la aprobación de las normas reglamentarias a través de las cuales se ha desarrollado el régimen eléctrico no ha sido objeto de un debate especialmente intenso durante la instrucción de tales disposiciones.

Con carácter general, el Consejo de Estado ha invocado la doctrina del Tribunal Constitucional (en particular, la

Sentencia 4/2013, de 17 de enero) para respaldar la competencia estatal con fundamento en lo establecido en los artículos 149.1.13^a y 149.1.25^a de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen minero y energético. En este sentido, la finalidad económica de las reformas acometidas permitía establecer una conexión clara con el régimen retributivo de las actividades del ciclo eléctrico y, por ende, el amparo en dichos títulos competenciales, como ha sostenido igualmente en sus informes la Dirección General de Coordinación de Competencias con las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas.

Sirve de muestra el dictamen 1.345/2013, que afirma la competencia del Estado para dictar el proyecto de real decreto de retribución de la distribución en los siguientes términos:

La competencia estatal para la aprobación del real decreto proyectado se fundamenta en los títulos contemplados en las reglas 13^a y 25^a del artículo 149.1 de la Constitución (y que cita la disposición final primera del proyecto). Tales títulos atribuyen al Estado, respectivamente, la competencia sobre las «bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica» y sobre las «bases del régimen (...) energético».

Los preceptos mencionados amparan la competencia estatal para regular el objeto principal del proyecto de real decreto, cual es la determinación de un régimen retributivo de la actividad de distribución uniforme para todo el territorio español. En este sentido, como afirmó la sentencia del Tribunal Constitucional 4/2013, de 17 de enero, «el establecimiento de un régimen económico del sector eléctrico «constituye uno de los aspectos fundamentales de su ordenación» (STC 18/2011, FJ 8), así como que «la regulación de un régimen económico único

para todo el territorio nacional en la materia que nos ocupa tiene naturaleza básica, al ser necesaria esa regulación para calcular la retribución de los distintos operadores que realizan las diferentes actividades destinadas al suministro eléctrico y para repercutir los costes sobre los consumidores» [FJ 21 a)]».

Junto con la regulación de la retribución correspondiente a la actividad de distribución se incide en el proyecto de real decreto en otros aspectos que, sin formar parte en sentido estricto del régimen retributivo, tienen sin duda una inmediata incidencia en el mismo, tal y como sucede con los planes de inversión, el régimen de acometidas o los procedimientos de operación. Los títulos comprendidos en los apartados 13 y 25 del artículo 149.1 de la Constitución amparan también la competencia estatal para la regulación de este tipo de ámbitos, sin perjuicio de las competencias que sobre ellos puedan corresponder a las Comunidades Autónomas, puesto que, de acuerdo con lo señalado por la sentencia del Tribunal Constitucional 18/2011, de 3 de marzo, FJ 10^o, «las competencias estatales de regulación de la distribución abarcan la ordenación básica o primaria de la actividad para, entre otros objetivos, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y fijar las condiciones equiparables para todos los usuarios de la energía eléctrica...»¹².

Con mayor detenimiento fue abordada la cuestión competencial a propósito del anteproyecto de LSE (dictamen

¹² Pese a que 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, ha sido considerado conforme, con carácter general, con el sistema constitucional de distribución competencial, la Sentencia del Tribunal Constitucional 120/2016, de 23 de junio, ha estimado parcialmente el conflicto positivo de competencia planteado por el Gobierno de la Generalidad de Cataluña, declarando la inconstitucionalidad y nulidad de dos incisos incluidos en dicha norma.

937/2013), lo que se explica fácilmente si se tiene en cuenta, primero, la relevancia de esta norma como cabecera del grupo normativo y, segundo, la mayor conflictividad que suscitó la redacción de algunos de sus preceptos, cuya adecuación al orden constitucional de distribución de competencias fue cuestionada por varias Comunidades Autónomas. Por estos motivos, el dictamen llevó a cabo un análisis pormenorizado de los títulos invocados y su alcance, de cara a evaluar la conformidad del anteproyecto con el sistema vertical de reparto de competencias:

La competencia estatal para la aprobación de la ley cuyo anteproyecto se dictamina se fundamenta en los títulos competenciales mencionados en su disposición final segunda, los cuales coinciden con los citados en la disposición final primera de la vigente Ley del Sector Eléctrico. En concreto, tales títulos son los siguientes:

- *En primer lugar, y con carácter general, los establecidos en las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado, respectivamente, la competencia sobre las «bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica» y las «bases del régimen (...) energético».*
- *En segundo lugar, en lo que se refiere a las normas sobre expropiación forzosa y servidumbres contenidas en el Título IX del anteproyecto, se mencionan las reglas 8ª y 18ª del artículo 149.1, referidas a la competencia estatal sobre legislación civil y legislación sobre expropiación forzosa.*
- *Finalmente, en lo que respecta a la autorización de las instalaciones eléctricas, se cita el título reconocido por la regla 22ª del propio artículo 149.1, que se refiere a la competencia exclusiva del Estado para «la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial».*

A) Sobre el alcance de los títulos competenciales

En lo que hace a las reglas 8ª y 18ª, resulta claro que la referencia a estos dos últimos títulos como base competencial

para la aprobación de las disposiciones relativas a las servidumbres y a la expropiación forzosa es correcta, por lo que no se considera preciso realizar ningún comentario adicional.

En cuanto a las reglas 13ª, 22ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, se trata de los preceptos esenciales sobre los cuales se fundamenta la distribución constitucional de competencias en materia energética, en general, y en el sector eléctrico, en particular. Conviene, por ello, efectuar alguna reflexión adicional:

a) Artículo 149.1.22ª

En lo que respecta, primeramente, al artículo 149.1.22ª, el mismo establece la competencia del Estado para autorizar las instalaciones eléctricas «cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial».

Para que la competencia autorizatoria corresponda al Estado bastará que se dé una de las condiciones anteriores (Sentencia 108/1996, FJ 3º). La jurisprudencia del Tribunal constitucional tiene en cuenta una serie de criterios para determinar si existe esa afectación del aprovechamiento a más de una Comunidad Autónoma. Entre dichos criterios se encuentran las características técnicas de la instalación, como pueden ser el nivel de tensión o la potencia de las instalaciones, así como su interconexión con la red eléctrica nacional (Sentencias del Tribunal Constitucional 12/1984, de 2 de febrero, FJ 2º, 74/1992, de 14 de mayo, FJ 2º y, más recientemente, 18/2011, de 3 de marzo). Asimismo, en lo que hace a instalaciones ubicadas en el mar territorial, la autorización corresponderá siempre a la Administración General del Estado, criterio este que se desprende de la Sentencia del Tribunal Constitucional 8/2013, de 17 de enero (referida al sector de hidrocarburos, pero cuyas conclusiones resultan también aplicables en relación con la autorización de instalaciones eléctricas).

b) En lo que respecta a los artículos 149.1.13ª y 25ª, recogen dos títulos —general, el primero de ellos, y específico, el

segundo— que confieren al Estado competencias básicas en materia eléctrica. Si esto último resulta evidente en el caso del artículo 149.1.25^ª, en lo que respecta al título general del artículo 149.1.13^ª ello se desprende de la jurisprudencia del Tribunal Constitucional.

En este sentido, la sentencia 18/2011, de 3 de marzo, mantiene que la competencia atribuida por el artículo 149.1.13 al Estado incluye «no sólo las genéricas competencias relativas a las bases y coordinación de la planificación general económica, sino también las más específicas de ordenación del sector energético, referentes a las bases del régimen del mismo». Ello es así debido a que «el sector eléctrico no sólo constituye un sector estratégico para el funcionamiento de cualquier sociedad moderna, representando por sí mismo un conjunto muy importante dentro del conjunto de la economía nacional, sino que es clave como factor de producción esencial para la práctica totalidad de los sectores económicos, condicionando de manera determinante en muchos casos su competitividad (...). Estas circunstancias justifican que el Estado pueda intervenir en la ordenación del sector eléctrico tanto a través del título general relativo a la planificación general de la economía (art. 149.13^ª CE) como mediante el más específico relativo al sector energético (art. 149.1.25^ª CE),...».

La noción de «bases» que corresponde determinar al Estado de acuerdo con las reglas 13^ª y 25^ª del artículo 149.1 comprende, no solo las normas básicas con rango legal sobre la ordenación del sector eléctrico, sino también, excepcionalmente y de acuerdo con la doctrina constitucional sobre el concepto material de bases, normas reglamentarias e incluso ciertos actos de ejecución (STC 197/1996, de 28 de noviembre). Las facultades que al Estado reconocen los títulos competenciales de los artículos 149.1.13^ª y 25^ª alcanzan, pues, considerable amplitud, de modo que permiten configurar un sistema eléctrico único para todo el territorio.

La necesidad de mantener un carácter unitario de la ordenación del sector eléctrico encuentra su reflejo en los ámbitos

materiales a los que se extienden las competencias básicas del Estado, entre los que se encuentran los siguientes:

- La regulación de los sujetos del sistema eléctrico y de las grandes directrices de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

- La determinación de un régimen económico uniforme para todo el territorio español, puesto que, como establece la sentencia del Tribunal Constitucional 4/2013, de 17 de enero, «el establecimiento de un régimen económico del sector eléctrico «constituye uno de los aspectos fundamentales de su ordenación» (STC 18/2011, FJ 8), así como que «la regulación de un régimen económico único para todo el territorio nacional en la materia que nos ocupa tiene naturaleza básica, al ser necesaria esa regulación para calcular la retribución de los distintos operadores que realizan las diferentes actividades destinadas al suministro eléctrico y para repercutir los costes sobre los consumidores» [FJ 21 a)]».

Esta competencia estatal para el establecimiento de un régimen económico único, de carácter básico, incluye facultades de índole ejecutiva, como son las referidas a la gestión económica. De este modo, por ejemplo, la Sentencia del Tribunal Constitucional 102/2013 (FJ 6º) afirmó «la constitucionalidad de la atribución al Gobierno de la competencia para establecer las tarifas de último recurso».

- La planificación eléctrica, puesto que «en virtud de los títulos competenciales establecidos en el art. 149.1.13ª y 25ª CE, se encuentra habilitado para llevar a cabo una actividad planificadora en relación con el sector eléctrico. En relación con la actividad de planificación desarrollada por el Estado en subsectores económicos en los que existen competencias estatales y autonómicas ya hemos declarado que la atribución competencial a las Comunidades Autónomas, no excluye (...) «que el Estado intervenga «cuando para conseguir objetivos de política económica nacional se precise una actuación unitaria en el conjunto del territorio del Estado», aun si se trata de una «planificación de detalle» (STC 29/1986) o de acciones o me-

didadas singulares para alcanzar los fines propuestos en la ordenación de un sector económico (SSTC 95/1986 y 152/1988, entre otras)» [STC 225/1993, de 8 de julio, F. 3 D]».

- *La garantía de la seguridad y la calidad del suministro, cuyo carácter básico ha sido afirmado por el Tribunal Constitucional en sus Sentencias 18/2011 y 4/2013. Esta última señala que «la importancia de la necesaria garantía de calidad en el ordenado suministro de energía eléctrica, recurso esencial e imprescindible tanto para los ciudadanos particulares como para el conjunto de los sectores económicos, justifica, así, su carácter básico».*

B) Sobre la conformidad del anteproyecto con el sistema constitucional de distribución de competencias

A juicio de este Consejo, el anteproyecto de ley sometido a consulta se ajusta al sistema constitucional de distribución de competencias derivado de los títulos analizados. Sin perjuicio de los comentarios que se realizarán en relación con algunos preceptos con ocasión de exponer las observaciones particulares al articulado, procede destacar los siguientes aspectos:

a) En primer lugar, resulta conforme con el sistema de distribución constitucional de competencias la enumeración que se realiza en el artículo 3 del anteproyecto de aquellas que corresponden a la Administración General del Estado. Cabe subrayar que el anteproyecto no menciona, en cambio, cuáles son las competencias que corresponden a las Comunidades Autónomas; esto último resulta coherente con lo establecido en la Sentencia del Tribunal Constitucional 18/2011, de 3 de marzo, que declaró la inconstitucionalidad del artículo 3.3 de la vigente Ley del Sector Eléctrico por entender que al enumerar las competencias autonómicas en este precepto el legislador estatal había incurrido en un exceso competencial, «penetrando en el ámbito reservado por el bloque de la constitucionalidad a las Comunidades Autónomas» (FD 7°).

b) Durante la tramitación del expediente alguna Comunidad Autónoma ha puesto en duda la adecuación al orden

constitucional de competencias de los criterios seguidos para determinar la competencia estatal para la autorización de instalaciones en el artículo 3, los cuales se encuentran ya en la ley vigente. Sin embargo, de acuerdo con la jurisprudencia constitucional más arriba citada, deben estimarse los criterios de potencia (para las instalaciones de producción) y de tensión (para las de transporte) plenamente conformes con el título competencial contenido en el artículo 149.1.22ª de la Constitución. También resulta ajustado al bloque de constitucionalidad el criterio que, como novedad, establece el artículo 3 del anteproyecto para las instalaciones ubicadas en el mar territorial, cuya autorización corresponderá siempre a la Administración General del Estado.

La autorización de instalaciones que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 del anteproyecto, no corresponda a la Administración General del Estado, será competencia de las Comunidades Autónomas. Sin embargo, incluso en estos casos, resulta constitucionalmente legítima la intervención estatal a través de la emisión de informes previos vinculantes, técnica esta que prevé el anteproyecto y que ha sido avalada por el Tribunal Constitucional en los términos y con los límites que se expondrán más adelante en las observaciones particulares al articulado.

c) Una de las novedades del anteproyecto con respecto a la vigente ley consiste en la regulación del autoconsumo. Dicha regulación persigue integrar este modo de producción y consumo de electricidad en el sistema, así como prever el establecimiento por vía reglamentaria de un régimen económico de las distintas modalidades de autoconsumo, determinando la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico. A juicio de este Consejo, se trata de una cuestión que se sitúa en el ámbito de la ordenación básica de las actividades de suministro de energía eléctrica y del establecimiento de su régimen económico, por lo que los títulos recogidos en los artículos 149.1.13ª y 25ª sirven de fundamento competencial adecuado para la regulación del autoconsumo contenida en el artículo 9 del anteproyecto.

d) También se considera ajustada al reparto constitucional de competencias la regulación de la distribución recogida en el anteproyecto, que ha suscitado algún comentario por parte de las Comunidades Autónomas durante la tramitación del expediente.

De acuerdo con lo señalado por la Sentencia del Tribunal Constitucional 18/2011, de 3 de marzo, FJ 10º, «las competencias estatales de regulación de la distribución abarcan la ordenación básica o primaria de la actividad para, entre otros objetivos, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y fijar las condiciones equiparables para todos los usuarios de la energía eléctrica...».

Las competencias estatales descritas amparan, a juicio de este Consejo, la modificación que se establece en el anteproyecto con respecto a la ley vigente en lo que hace a la competencia para la aprobación de los planes de inversiones que corresponde elaborar a las empresas distribuidoras. En concreto, se prevé en el artículo 40.1 h) del anteproyecto la presentación de dichos planes ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y su aprobación «por la Administración General del Estado», frente a lo establecido en el artículo 41.1 o) de la ley vigente [entonces, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre], que se refiere a su presentación ante la Comunidad Autónoma en la que las inversiones vayan a realizarse, a la que corresponderá su aprobación (según determina el artículo 9.1 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica).

Sin perjuicio de la adecuación del anteproyecto al sistema en este punto a la interpretación que de las competencias básicas en materia de distribución eléctrica ha realizado el Tribunal Constitucional, se estima que podría resultar adecuado prever algún mecanismo de intervención de las Comunidades Autónomas en este sentido, dado que es la Administración autonómica

la mayor conocedora de las necesidades que afectan a las instalaciones de distribución radicadas en su propio territorio.

A raíz de esta última observación, se exigió en el artículo 40.1 h) de la LSE que, para la aprobación de los planes presentados por las empresas distribuidoras, éstos fueran acompañados de informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las instalaciones previstas en su territorio cuya autorización fuera de su competencia. La participación autonómica en el procedimiento de aprobación de dichos planes, recomendada por el Consejo de Estado y plasmada en el texto final, fue uno de los argumentos utilizados por el Tribunal Constitucional para entender salvaguardadas las competencias autonómicas¹³.

¹³ El juicio favorable del Consejo de Estado al reparto de competencias en materia eléctrica derivado del texto legal no impidió su impugnación ante el Tribunal Constitucional, que en Sentencias 32/2016, de 18 de febrero, 60/2016, de 17 de marzo, y 72/2016, de 14 de abril, ha desestimado los recursos de inconstitucionalidad interpuestos por el Gobierno de la Generalidad y el Parlamento de Cataluña y el Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía frente a la LSE, sin perjuicio de contener las dos primeras pronunciamientos interpretativos.

Entre los criterios expresados por el Tribunal Constitucional, destaca la afirmación de la constitucionalidad de los artículos 3 (competencias de la Administración General del Estado), 9 (autoconsumo) y 40.1 (en relación con los planes de inversión de las distribuidoras), que merecieron igual criterio positivo del Consejo de Estado. Sobre este último aspecto, la STC 32/2016 sostiene que «la atribución al Estado de la facultad de aprobar los planes de inversión de las empresas se relaciona directamente con las competencias estatales para establecer el régimen económico del sector eléctrico ya que con dicha aprobación se determina el volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio con derecho a retribución o, lo que es lo mismo, la retribución

III. Rango

Con una sola excepción, el rango de la disposición proyectada no ha sido controvertido en los dictámenes del Consejo de Estado relativos a la reforma eléctrica. Tras la aprobación de la LSE, cuyo rango legal no ofrecía dudas como norma de cabecera del sector destinada a reemplazar otra disposición del mismo rango, el desarrollo reglamentario ha descansado en habilitaciones específicas contenidas en el texto legal que, sumadas a la genérica atribuida al Gobierno en la disposición final cuarta, han proporcionado cobertura suficiente a los sucesivos reglamentos en la materia.

La mayor parte de los reglamentos de desarrollo de la legislación sectorial han sido aprobados por real decreto, lo que resulta coherente con la atribución constitucional de la potestad reglamentaria al Gobierno (artículo 97 de la Constitución).

Esta atribución no impide el desarrollo a su vez —en un segundo escalón— del real decreto mediante orden ministerial, como el acometido por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de

por inversión de las instalaciones de distribución en cuanto que es uno de los costes del sistema. La obligación de presentar los planes de inversión también se establece a favor de las Comunidades Autónomas, lo cual es lógico si se tiene en cuenta que les corresponde autorizar las instalaciones cuyo aprovechamiento no supere sus límites territoriales. [...] Por lo demás, el precepto salvaguarda expresamente las competencias autonómicas cuando supedita la aprobación estatal al «informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las instalaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia».

energía renovables, cogeneración y residuos (cuyo proyecto fue objeto del dictamen 539/2014); ni siquiera es óbice para la eventual habilitación por parte del legislador a favor del Ministro del ramo para el desarrollo de un aspecto concreto, en lo que se ha dado en llamar habilitación *per saltum*. De ello es ejemplo el proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles, en cuyo análisis el Consejo de Estado sostuvo la suficiencia del rango de la disposición proyectada en los siguientes términos (dictamen 574/2014):

En efecto, el artículo 14.7.d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico contiene una delegación per saltum, en la medida en que no tiene por destinatario al Gobierno, titular por antonomasia de la potestad reglamentaria, sino al Ministro de Industria, Energía y Turismo, para hacer pública la metodología de cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles. Disipando cualquier duda que pudiera surgir al respecto, el artículo 33.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, precisa que la metodología aprobada por esta vía también resulta aplicable a la generación eléctrica imputable al combustible de apoyo distinto de los de hibridación en las instalaciones híbridas.

En mérito de lo señalado, la regulación examinada cuenta con el rango normativo adecuado, pues desarrolla un aspecto concreto de la ley en virtud de la delegación referida.

Mayores explicaciones fueron necesarias en el dictamen 883/2014, en relación con el proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013, a la hora de considerar implícita la competencia del Ministro de Industria, Energía y Turismo para aprobar dicho proyecto en la habilitación para la fijación de los peajes de acceso:

En lo que atañe al rango de la disposición proyectada, el Consejo de Estado, cuyo parecer coincide con el expresado por

la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, considera suficiente el de orden ministerial. En las previsiones legales de cobertura es claro que la fijación del tipo de interés aplicable se remite a las disposiciones aprobatorias de los peajes, cuyo dictado compete al titular del departamento consultante, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos (artículo 16.1 de la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que da continuidad al criterio fijado al respecto por el artículo 17.1 de la anterior legislación). A pesar de que, como ha sido indicado, habría sido deseable la inclusión a nivel legal de una habilitación específica al Ministro del ramo para fijar la metodología definitiva de cálculo del tipo de interés, lo cierto es que, considerando la remisión del tipo de interés a las órdenes de peaje y la competencia del Ministro para adoptarlas, ha de entenderse implícita en ella la posibilidad de trazar una metodología que conduzca a su cálculo. En efecto, una vez dictadas las órdenes de peajes sin fijar el tipo de interés aplicable más que con carácter provisional, el mismo instrumento normativo (orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos), se revela como el cauce idóneo para subsanar dicha omisión.

Como excepción, la suficiencia del rango de orden ministerial se suscitó de manera frontal en el dictamen 1.123/2014 (referente al proyecto de orden sobre el bono social), que se pronunció en sentido negativo. A este respecto, resultó determinante que el desarrollo de esta cuestión hubiese sido remitido por el legislador a una norma reglamentaria, sin precisión adicional, lo que supone su atribución al Gobierno, titular por antonomasia de esta potestad:

En cuanto al rango de la norma proyectada, el Consejo de Estado considera que no es el adecuado a la vista de la materia que regula.

Como punto de partida, conviene citar las reflexiones contenidas en los dictámenes 2.472/2003, de 24 de julio, y

912/2004, de 1 de julio, acerca de la incardinación de la orden ministerial en nuestro sistema de fuentes:

«La orden ministerial es un instrumento formal a través del cual se pueden establecer normas jurídicas que se incardinan en el ordenamiento. Ahora bien, en cuanto instrumento normativo, ha tenido un ámbito limitado a la organización interna de la Administración Pública, a la regulación propia de las relaciones de sujeción especial y, sólo si existe una habilitación en disposiciones de rango superior, a la regulación propia de las relaciones de supremacía general. Este ámbito concreto, ceñido especialmente a la esfera doméstica o cuasi doméstica de la Administración o vinculado a él, se ponía de manifiesto incluso en la estructura formal de las órdenes.

Conforme al esquema de fuentes diseñado por la Constitución, la potestad reglamentaria corresponde al Gobierno según previene el artículo 97 del texto constitucional y el modo formal de expresión ordinario de dicha potestad es el Real Decreto acordado en Consejo de Ministros. Tras ciertas iniciales vacilaciones doctrinales y jurisprudenciales, es aceptada la afirmación de que los titulares de los departamentos ministeriales tienen potestad reglamentaria y que el instrumento formal mediante el cual la ejercen es la orden ministerial (artículos 23.3, apartado segundo, y 25.f) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno). Y también es aceptado que dicha potestad reglamentaria se ciñe al ámbito interno de la Administración, a la regulación de las relaciones especiales de sujeción o amparadas en un título habilitante específico y, solo si existe expresa habilitación normativa, a la relación general de supremacía. En otros términos, que, a falta de habilitación legal expresa, no se pueden regular situaciones jurídicas generales de los ciudadanos mediante orden ministerial».

En el asunto sometido a consulta, el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone que el porcentaje de reparto de la financiación del bono social será calculado anualmente por la CNMC, «de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan regla-

mentariamente». En otras palabras, dicho precepto contiene una remisión al desarrollo reglamentario sin precisión alguna acerca de quién deba acometerlo.

A este respecto, como ya indicara el Consejo de Estado en su dictamen 44.397, de 16 de septiembre de 1982, «el primer nivel o escalón normativo en el desarrollo de una disposición con rango de ley, sobre todo cuando se trata de un desarrollo integral de la misma, es el Gobierno, como titular de la potestad reglamentaria, mientras que al titular del Ministerio le corresponde el desarrollo de segundo nivel». En consecuencia, tal y como se afirmara en el dictamen 2.177/2009, de 7 de enero de 2010, «no puede sostenerse (...) que, cuando la ley remite una cuestión al desarrollo reglamentario, este pueda llevarse a cabo mediante orden ministerial, siempre que no se exija expresamente real decreto. La regla opera al revés: el desarrollo de una disposición legal ha de hacerse mediante real decreto, salvo que aquella, mediante una habilitación per saltum, encomiende esta tarea al departamento ministerial competente». De este mismo criterio se ha hecho eco recientemente el Consejo de Estado en su dictamen 648/2013, de 24 de julio, relativo al entonces anteproyecto de Ley general de telecomunicaciones, en el que, tras constatarse la existencia de un número importante de casos en los que la norma habilitante no precisaba si el desarrollo reglamentario al que se remitía había de hacerse por real decreto o por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se estimaba procedente -tal y como se había sugerido ya en el dictamen 678/2011, de 12 de mayo- especificar en todos los casos el rango de la norma reglamentaria de desarrollo, añadiendo que, «como observó el Consejo de Estado en su dictamen 2.177/2009, de 7 de enero de 2010, una habilitación genérica a la potestad reglamentaria debe entenderse hecha al Gobierno para su ejercicio mediante real decreto. De ahí la importancia de precisar que la habilitación corresponde al Ministro, si así se quiere que sea».

La aplicación de esta doctrina al caso analizado arroja una conclusión clara: al haber remitido el legislador al desarrollo reglamentario la regulación del procedimiento y las condicio-

nes para que la CNMC calcule el porcentaje de reparto del bono social, dicho desarrollo compete al Gobierno mediante real decreto, siendo insuficiente el rango de orden ministerial que se pretende otorgar al texto remitido en consulta.

La conclusión anterior no queda desvirtuada por la circunstancia de que la aprobación final de los porcentajes de reparto corresponda al Ministro de Industria, Energía y Turismo, según prevé un párrafo distinto del mismo artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Como ha sido expuesto, este precepto articula el cauce de fijación de dichos porcentajes en tres pasos, siendo el primero —al que obedece el proyecto— el desarrollo del procedimiento y las condiciones de actuación a las que ha de sujetarse la CNMC. En el marco que tal desarrollo reglamentario fije, la CNMC ha de publicar la información recabada y realizar su propuesta anualmente, de modo que el titular del departamento consultante pueda con igual periodicidad aprobar los porcentajes de reparto. El que este paso final haya sido encomendado expresamente a la orden ministerial no resulta suficiente para hacer extensiva una habilitación per saltum para la adopción del marco general, no sujeto a una vigencia anual, sino indefinida, en la medida en que el legislador no lo ha atribuido a dicho instrumento normativo.

En consecuencia, no procede aprobar mediante orden ministerial el texto remitido en consulta. [...]

Dadas las circunstancias que han justificado la formulación con carácter urgente de la presente consulta, el Consejo de Estado considera procedente entrar a analizar el contenido del proyecto, del mismo modo en que ya lo han sido su tramitación, adecuación al orden constitucional de distribución de competencias y cobertura legislativa, en el bien entendido de que su aprobación solamente podría tener lugar, siempre que V. E. estimara conveniente elevarlo al Consejo de Ministros, mediante real decreto. Este planteamiento tendría que plasmarse en el título de la norma y la fórmula de expedición (a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo), así como

en la sustitución de toda referencia a la «orden» por el «real decreto» (entre otros, artículo 1 y disposiciones finales primera y segunda).

Esta observación tuvo su plasmación en la doble conclusión del dictamen citado:

1. *Que no procede aprobar el proyecto de Orden por la que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.*

2. *Que, una vez elevado su rango a real decreto y consideradas las observaciones formuladas [...], podría V. E. elevar al Consejo de Ministros para su aprobación el texto remitido en consulta.*

La aceptación de dicha observación se tradujo en la elevación del rango del proyecto (de orden ministerial a real decreto), plasmada en la aprobación del Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.

IV. Técnica normativa

La claridad y precisión de las leyes y reglamentos, así como su adecuado encaje en el grupo normativo que les es propio, son elementos integradores de una noción moderna de técnica normativa a la que el Consejo de Estado presta especial dedicación. No es de extrañar, por ello, que muchas de las observaciones generales y particulares contenidas en sus dictámenes estén orientadas a la satisfacción de los propósitos indicados.

En su estudio de la reforma eléctrica el Consejo de Estado ha expresado su preocupación por dos aspectos: en primer lugar, la progresiva disgregación de la legislación del sector y su desarrollo reglamentario; y, en segundo lugar, la difícil intelligen-

bilidad de la regulación, considerando su alto contenido técnico y su redacción no siempre cuidada.

IV.1. Estructura del grupo normativo

La excesiva fragmentación de la ordenación normativa de la electricidad es una inquietud que viene manifestando el Consejo de Estado en los últimos años y a la que dedicó un capítulo específico en la Memoria de 2010. Por lo tanto, su germen no se sitúa en la reforma ahora estudiada, pero, por desgracia, ésta no ha coadyuvado a su solución. Ya en el dictamen sobre el anteproyecto de LSE, el Alto Cuerpo Consultivo abogaba por la unificación en una sola norma legal de todas las previsiones de este rango que debieran configurar la cabecera de este grupo normativo (dictamen 937/2013):

Como consideración de carácter general, merece también un comentario la articulación del anteproyecto desde la óptica de la técnica normativa.

El Consejo de Estado ha llamado la atención en diversas ocasiones acerca de la necesidad de introducir claridad en la ordenación normativa del sector eléctrico, corrigiendo las consecuencias indeseables que derivan de la dispersión existente en esta materia, en la que conviven normas de distinto rango de difícil sistematización y conjugación para el operador jurídico. Así, como señalara este Consejo en su Memoria de 2010, la complejidad del marco normativo del sector eléctrico «es fruto en buena medida de la excesiva fragmentación de la regulación, lo que implica que la ordenación de una concreta materia se encuentre dispersa en una multitud de normas de diferentes rangos y procedencias»; tal acumulación de normas «responde, en ocasiones, a un proceso de sedimentación normativa, en el que cada nueva disposición está llamada a resolver un problema concreto o a lograr una finalidad particular, perdiendo en algunos casos la visión sistemática y de conjunto, lo que hace que el marco jurídico de la actividad se resienta, dando lugar a algunas redundan-

cias». Con el fin de hacer frente a los problemas detectados, el Consejo de Estado realizó varias sugerencias, entre ellas, consideró necesario, de un lado, «asumir, desde el momento inicial de la tramitación de las disposiciones, la finalidad de evitar la fragmentación normativa, para lo cual es fundamental buscar a cada nueva regulación la sede normativa adecuada, evitando que cada nueva regulación de una misma materia se lleve a cabo en diferentes disposiciones»; o, de otro lado, recalcó la procedencia de que «con ocasión de la tramitación de cada nueva disposición se plantee la incidencia que tiene la norma en el conjunto de la ordenación del sector, con el fin de llevar a cabo los ajustes necesarios y de simplificar la regulación».

Sin duda, las reflexiones anteriores cobran especial relevancia a la hora de elaborar la norma de cabecera del grupo normativo eléctrico. En efecto, aunque la dispersión se ha hecho patente, sobre todo, en el desarrollo reglamentario de la legislación del sector eléctrico, difícilmente puede subsanarse si la norma llamada a ocupar el primer escalón de dicho grupo no aúna todas las disposiciones de rango legal en la materia.

Pese a que, según la exposición de motivos del anteproyecto, «la nueva ley integra en un solo texto todas las disposiciones con rango legal dispersas en las distintas normas aprobadas desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre», este objetivo dista mucho de haber sido conseguido. Cabe identificar, en este sentido, tres factores.

En primer lugar, se ha renunciado a incorporar a la norma remitida en consulta el contenido tanto de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética como del proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, actualmente en tramitación en el Senado. Si bien la falta de integración en el anteproyecto de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, puede justificarse con base en su reciente promulgación y su finalidad estrictamente tributaria (lo que no ha impedido, sin embargo,

que otras normas sectoriales, como la Ley General de Telecomunicaciones, comprendan el régimen de los tributos que genera la actividad regulada), resulta difícil de fundamentar, desde la perspectiva de la técnica normativa, la decisión de tramitar simultáneamente el proyecto relativo a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que obliga al anteproyecto (artículo 10) a remitir a una reglamentación singular la ordenación de las actividades para el suministro de energía eléctrica desarrolladas en los sistemas eléctricos no peninsulares, con las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

Como muestra de los efectos indeseables asociados a la referida dispersión, ésta ocasionará la obsolescencia (tanto por numeración como por contenido) de las remisiones que la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, hace a la legislación del sector eléctrico, pues, como es obvio, están referidas a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, [entonces] en vigor. Para evitar esta situación, en lugar de incorporar al anteproyecto la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, adaptando su dicción a la normativa en curso, se ha optado en la última versión del texto consultado por añadir, en respuesta a las observaciones formuladas por la Secretaría de Estado de Hacienda del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, una disposición final (la segunda) encaminada a modificar algunas previsiones de dicha disposición legal, si bien, al no ser exhaustiva la adecuación de ambos textos, se generarán remisiones desfasadas (como, por ejemplo, la prevista al artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012).

En segundo lugar, ante la proliferación de reales decretos-leyes en el sector eléctrico, especialmente desde el año 2009, habría resultado preciso el análisis detenido de las previsiones contenidas en ellas que quedarán derogadas con la entrada en vigor de la ley que se proyecta. Es más, aun cuando el Real Decreto 1083/2009, de 3 de julio, por el que se regula la memoria del análisis de impacto normativo, incluye como contenido obligatorio de ésta «el listado pormenorizado de las

normas que quedarán derogadas como consecuencia de la entrada en vigor de la norma», tal listado no obra en la memoria adjuntada al texto sometido a consulta. Desde este punto de vista, la abrogación expresa —en la disposición derogatoria de la norma anteproyectada— de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, así como de los artículos 3 y 4 del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, no abarca todas las previsiones incluidas en normas de esta naturaleza que se verán desplazadas como consecuencia de la vigencia del anteproyecto. En particular, sorprende que no se haya procedido a una depuración explícita del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, elaborado al mismo tiempo que la primera versión del texto consultado.

Y, en tercer lugar, la disposición derogatoria del anteproyecto consagra la vigencia parcial de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, al excluir la derogación de varias de sus disposiciones adicionales. Esta decisión contrasta con la de incluir en el anteproyecto, respetando incluso su literalidad, varias previsiones de la parte final de la legislación en vigor, desconociéndose el criterio que se ha seguido para trasladar al texto analizado el contenido de unas disposiciones adicionales de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, y no de otras. Tampoco se explica la opción reflejada en la disposición final primera del anteproyecto respecto de la disposición adicional vigésima primera de la ley vigente, cuya vigencia mantiene, al tiempo que le otorga nueva redacción, en lugar de incluir directamente ésta como una disposición adicional más.

En suma, procede revisar el anteproyecto para que, como reza su parte expositiva, integre todas las disposiciones con rango legal dispersas en distintas normas, máxime teniendo en cuenta la importancia de la ley en tramitación como cabe-

cera del grupo normativo eléctrico. Esta integración resulta imprescindible para iniciar la labor de erradicar o, al menos, atemperar la dispersión por la que dicho grupo se caracteriza. Subsidiariamente, cabría incluir en el anteproyecto, como sugiere la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el mandato al Gobierno para consolidar en un texto único las disposiciones de rango legal reguladoras del sector eléctrico actualmente vigentes, incluyéndose la facultad de regularizar, aclarar y armonizar los textos legales.

Estas reflexiones merecieron insuficiente consideración, habida cuenta de que la vigente LSE convive con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera de la predecesora LSE, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Las anteriores consideraciones encontraron continuidad en el dictamen del Consejo de Estado 252/2014 a propósito del proyecto de real decreto sobre los PVPC, que incluyó una observación acerca de la inserción de dicho proyecto en su grupo normativo, partiendo igualmente de las afirmaciones contenidas en la Memoria de 2010¹⁴:

¹⁴ Con cita de este dictamen, la Sentencia del Tribunal Supremo de 3 de noviembre de 2015 (recurso 396/2014) enfatizaba «la necesidad de preservar la coherencia, la unidad y la completud regulatoria de cada una de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, evitando dispersiones normativas o defectos de técnica jurídica, que no pueden justificarse por razones de urgencia por tratar de desarrollar la nueva Ley del Sector Eléctrico, que constituye la norma de cabecera de la regulación de este sector».

La regulación del mecanismo de cálculo de los PVPC, que cuenta con su habilitación normativa específica (artículo 17.4 de la LSE), ha sido abordada a través del presente proyecto, tramitado por la vía de urgencia, como consecuencia de la anulación de la vigésimo quinta subasta CESUR. Ello ha provocado que dicho texto se haya adelantado al proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, sobre el que versó el informe de la Comisión Nacional de Energía 25/2013, de 12 de septiembre.

Durante la tramitación del expediente remitido en consulta se ha cuestionado la ubicación idónea de varios aspectos:

- En primer término, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuestionó la conveniencia de definir en el proyecto la estructura de los peajes de acceso y cargos implícitos en los PVPC, teniendo en cuenta que se hallaba en tramitación la disposición para determinar la estructura de los peajes de transporte y distribución. Esta observación condujo a la eliminación del Título VII de la versión inicial del proyecto, donde se determinaba la estructura de tales peajes y cargos.

- En segundo término, a sugerencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ha sido concretada la TUR para el colectivo de los consumidores vulnerables, estableciéndose el porcentaje de descuento respecto de los PVPC en un 25%. Aun cuando el Consejo de Estado comparte los argumentos esgrimidos por dicho organismo, dada la necesidad de impedir que el coste energético incorporado a las TUR para consumidores vulnerables pudiera llegar a ser en algún periodo superior al incluido en los PVPC, lo cierto es que el proyecto ofrece una regulación parcial del bono social, a falta de desarrollo del artículo 45 de la LSE en lo que concierne, entre otras materias, a la noción de «consumidor vulnerable».

- Y, en tercer término, frente al criterio mantenido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el texto consultado, en lugar de remitirse al proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las con-

diciones de contratación y suministro de energía eléctrica, regula las condiciones de contratación del suministro de referencia, al haber apreciado la Secretaría de Estado de Energía la conveniencia de reunir en la misma disposición todos los aspectos generales que afecten al suministro de los consumidores con derecho a acogerse al PVPC. Como resultado, el proyecto reglamentario sometido a consulta no permite por sí solo el cálculo del PVPC, puesto que uno de los conceptos que lo integran —los peajes de acceso y cargo— contará con su regulación específica; cuantifica las TUR para consumidores vulnerables, aunque esta noción está pendiente de adecuación a la LSE; y regula las condiciones de contratación del suministro de referencia, cuando muchas de ellas serán reiteradas en otra disposición que tendrá un alcance más general, al aplicarse a todos los suministros de energía eléctrica.

No hace falta insistir en la pertinencia de resolver en sucesivas iniciativas reglamentarias las dificultades apuntadas, que pueden encontrar explicación en la urgencia de la regulación proyectada, pero que no cabe perpetuar. La aprobación de la LSE, como nueva cabecera del grupo normativo, brinda la ocasión de evitar las deficiencias de técnica normativa que vienen caracterizando este sector. Por consiguiente, aunque la necesidad de abordar el cálculo del coste energético de los PVPC justifica una regulación como la proyectada, convendría que gran parte de su contenido —o todo él— fuera después subsumido en el Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, en tramitación, para preservar la unidad regulatoria de cada una de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica en sentido amplio, o, dicho de otro modo, para impedir la dispersión normativa a que conduce la aprobación de una disposición de carácter general para afrontar cada situación que esté necesitada de tratamiento específico en un momento dado.

Las anteriores reflexiones enlazaron con las realizadas por el Consejo de Estado en su dictamen 844/2016 (sobre el proyecto el real decreto relativo a los costes de comercialización),

al constatar que se planeaba normar tales costes, como parte integrante de los PVPC, al margen de la regulación de estos últimos. Tal planteamiento inicial fue criticado en el dictamen, habida cuenta de que para el entendimiento de la norma proyectada era imprescindible consultar conjuntamente la ordenación general de los PVPC. En este caso la observación del Alto Cuerpo Consultivo sí fue acogida, de modo que la iniciativa en tramitación dejó de estar concebida como una regulación específica de los costes de comercialización para configurarse como una reforma del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Gracias a la aceptación de esta observación, el real decreto citado residencia ahora el régimen general de los PVPC, incluidos los costes de comercialización que se integran en ellos.

Ciertamente, la complejidad de la regulación de la actividad de suministro de electricidad, desde su producción hasta el consumidor final, hace que el desiderátum de un grupo normativo compuesto por la legislación de cabecera y un reglamento general que lo desarrolla haya sido hace ya tiempo abandonado (lo que, por desgracia, es común a otros muchos ámbitos). Con todo, es imprescindible mantener, al menos, la unidad regulatoria a nivel reglamentario de aquellos aspectos que cuentan con una habilitación legal específica, lo que no sucede en el presente caso.

En efecto, al igual que el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, el texto en tramitación conecta con el artículo 17.4 de la LSE, que encomienda al Gobierno el establecimiento de la metodología de cálculo de los PVPC, los cuales, de acuerdo con el apartado 2 del mismo precepto, incluyen en su estructura el coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos, así como los costes de comercialización. Establecida dicha metodología en el citado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, su regulación se consideró incompleta por el Tribu-

nal Supremo al no desarrollar las pautas para el cálculo del tercero de dichos elementos, sino limitarse a fijar un valor para el mismo y atribuir al Ministro del ramo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, la facultad de alterarlo.

La configuración del proyecto dictaminado como una nueva disposición, aunque no resulta objetable en términos de legalidad de acuerdo con lo señalado por el Tribunal Supremo (que en este plano consideró indiferente que la metodología de cálculo de los costes de comercialización se integrase en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, o en un reglamento distinto), sí lo es desde la óptica de la técnica normativa. Como resultado, la metodología de cálculo de los PVPC aparecería desglosada en dos reales decretos: el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que, pese a la supuesta completitud que trasluce su título, se limitaría a establecer la forma en que se integran en dichos precios el coste de producción energética, los peajes y los cargos; y la norma proyectada, a la que aquél se remitiría en lo referente a los costes de comercialización, de forma que el operador tendría que recurrir necesariamente a ambas disposiciones de carácter general para dilucidar el mecanismo de determinación de los PVPC.

Entiende el Consejo de Estado que este planteamiento ha de ser reevaluado, a la vista de los argumentos expuestos. Sin que ello tenga que suponer merma alguna de su contenido, podría dotarse al proyecto del carácter modificativo del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, no simplemente para favorecer la articulación de ambos textos (fin que persigue la limitada reforma del reglamento vigente que contempla la disposición final segunda del texto analizado), sino para integrar en dicho real decreto la proyectada metodología de cálculo de los costes de comercialización. También cabría redactar un nuevo texto que sustituyese al Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, incorporando su regulación y añadiendo la proyectada. Cualquiera de estas dos soluciones resulta preferible a la prevista en el reglamento en curso.

La cita de la Memoria del Consejo de Estado de 2010 también sirvió de punto de partida para analizar otras dos cuestio-

nes conexas en el dictamen 1.182/2014 (sobre el proyecto de real decreto de tipo de interés para desajustes a partir de 2013): la introducción de disposiciones modificativas en la parte final de una norma, lo que era objetable si las reformas no guardaban conexión material directa con ésta; y la modificación de una norma mediante otra disposición de igual rango como vía para subsanar errores materiales, que resultaba admisible solamente cuando tales errores pudieran suponer una real o aparente alteración del contenido o del sentido de dicha norma. La observación de técnica normativa del dictamen terminó con un llamamiento a la reflexión sosegada de las decisiones regulatorias, como garantía de su perdurabilidad, y al cuidado de los textos, para evitar dichos errores.

En el asunto sometido a consulta, se ha incluido en la extensa parte final la reforma de varias disposiciones reglamentarias, algunas de ellas muy recientes.

En línea con las Directrices de técnica normativa, aprobadas por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de julio de 2005 (conforme a las cuales las modificaciones del Derecho vigente que no sean el objeto principal de la disposición han de tener «carácter excepcional» —directriz 42—, debiendo evitarse las modificaciones múltiples «porque alteran el principio de división material del ordenamiento y perjudican el conocimiento y localización de las disposiciones modificadas» —directriz 52—), así como con el criterio mantenido por este Consejo de Estado en diversos dictámenes (como el 1.279/2013, de 23 de enero de 2014, en el que se objetó la reforma de un reglamento a través de una disposición final en un proyecto de real decreto que transponía una directiva cuyo objeto, aunque relacionado, era perfectamente separable) o por la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en este mismo expediente (que ha llamado la atención sobre «la necesidad de evitar en lo posible que las normas reguladoras de un aspecto concreto incluyan regulaciones de materias que, aunque relacionadas, exceden de lo

que constituye el objeto principal del reglamento»), debe resaltarse la importancia de circunscribir a los casos estrictamente necesarios las modificaciones múltiples como la contenida en el proyecto consultado.

En este caso, el hecho de que una parte de las reformas acometidas en la parte final procediera de otro proyecto paralelamente en tramitación, transmite la impresión de que resulta indiferente dónde incardinar las modificaciones múltiples del régimen eléctrico, lo que no ayuda a reforzar la estabilidad de esta normativa.

A este factor se suma otro igualmente llamativo. Las reformas de los Reales Decretos 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y 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, se justifican tanto en el preámbulo como en la memoria del análisis de impacto normativo en la necesidad de realizar correcciones y mejoras de redacción. Así se constata de la lectura de las disposiciones finales cuarta y quinta del texto consultado, donde se reforman, respectivamente, ambas disposiciones con la finalidad de subsanar errores en remisiones o erratas y de introducir mínimas aclaraciones a las previsiones vigentes.

Sobre este particular, procede reproducir el apartado 2 del artículo 26 del Real Decreto 181/2008, de 8 de febrero, de ordenación del diario oficial «Boletín Oficial del Estado», el cual fija las siguientes reglas para la rectificación de las disposiciones oficiales publicadas:

«Cuando se trate de errores padecidos en el texto remitido para publicación, su rectificación se realizará del modo siguiente:

a) Los meros errores u omisiones materiales, que no constituyan modificación o alteración del sentido de las disposiciones o se deduzcan claramente del contexto, pero cuya rectificación

se juzgue conveniente para evitar posibles confusiones, se salvarán por los organismos respectivos instando la reproducción del texto, o de la parte necesaria del mismo, con las debidas correcciones.

b) En los demás casos, y siempre que los errores u omisiones puedan suponer una real o aparente modificación del contenido o del sentido de la norma, se salvarán mediante disposición del mismo rango.»

En la medida en que algunas de las modificaciones proyectadas de los Reales Decretos 1047 y 1048 de 2013, de 27 de diciembre, tienen un alcance de fondo, no procede objetar que los cambios se introduzcan mediante una disposición de igual rango, a pesar de que algunos de tales cambios obedecen a meros errores materiales que podrían haber sido salvados por medio de las debidas correcciones. En cualquier caso, ello da pie a una reflexión sobre la necesaria revisión de los textos normativos, sobre la que el Consejo de Estado se ve obligado a insistir continuamente, para evitar la publicación de textos oficiales necesitados de rectificación posterior.

Por otra parte, en el caso de la modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, sorprende el escaso tiempo transcurrido desde su entrada en vigor, el cual, al decir de la memoria, ha sido bastante para poner en marcha el nuevo modelo retributivo de la producción eléctrica a través de dichas tecnologías y detectar aspectos susceptibles de mejora. Hay que tener en cuenta que la primera versión de la reforma que ahora se analiza fue redactada en el mes de julio de 2014, cuando apenas había transcurrido un mes desde dicha vigencia. Además, algunos cambios, como la eliminación de la exigencia de que la modalidad de representación deba necesariamente coincidir a los efectos de las liquidaciones del operador del mercado y del régimen económico específico (artículo 53.1), fueron ya solicitados por las empresas del sector cuando la norma estaba en proyecto. Ello conduce a reco-

mendar una reflexión sosegada de las decisiones que traslucen los textos normativos como mejor garantía de su perdurabilidad.

En suma, en el marco de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, como nueva cabecera del grupo normativo, debe aspirarse a soslayar las deficiencias de técnica jurídica que han venido apreciándose en este sector, caracterizado, quizás, por la urgencia con la que ha tenido que afrontarse el progresivo deterioro financiero del sistema eléctrico, pero que, una vez controlado éste, no puede ser obstáculo para la adecuada ponderación de los intereses en concurso ni, particularmente, para la revisión detenida de los textos normativos en garantía, al menos, de su corrección formal.

IV.2. Claridad normativa

La forma de cohonestar la claridad de una norma del sector eléctrico y su contenido técnico es un reto para cualquier jurista. De ahí que a ello estén dedicadas varias observaciones del Consejo de Estado.

Probablemente el dictamen sobre la reforma eléctrica en la que este objetivo se trató con mayor profundidad fue el 381/015, al examinar el proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares. En él se cuestionaba la decisión de desarrollar las previsiones procedimentales del real decreto a través de sus propios anexos, al tiempo que se permitía reformar estos últimos por orden ministerial, lo que daba lugar a un texto largo y complejo. Esta discutible opción normativa dio pie a una reflexión más profunda acerca de la claridad normativa¹⁵:

¹⁵ Es de lamentar que esta observación no fuera acogida en la redacción final del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territo-

Desde la perspectiva de la técnica normativa, el proyecto se caracteriza por su gran extensión, complejidad técnica y elevado grado de detalle, lo que ha sido justificado en el expediente con fundamento en la decisión de aunar en una sola norma lo que en la regulación vigente consta en tres (un real decreto y dos órdenes ministeriales). Con ello se ha pretendido que la eficacia de la revisión del modelo no quedara condicionada al posterior desarrollo por parte del Ministro de Industria, Energía y Turismo de elementos indispensables para la aplicación del real decreto.

Como contrapartida, la CNMC ha alertado del riesgo de que, a la hora de implementar alguno de los aspectos regulados, especialmente los más novedosos, se aprecie la necesidad de acometer modificaciones, para lo que habrá que utilizarse un real decreto, situación calificada de «probable» en relación con los procedimientos de otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional, dada la regulación «de forma exhaustiva de todos los pormenores». A la vista de esta observación de la CNMC y siguiendo su sugerencia, la versión final del proyecto contiene en el Capítulo IV del Título IV las directrices procedimentales, incluida la enumeración de los trámites que han de seguirse para el otorgamiento y revocación de la retribución adicional en los SENP, si bien el desarrollo pormenorizado de los procedimientos ha sido ubicado en el anexo VIII, el cual, como el resto de los anexos, puede ser modificado mediante orden ministerial, de acuerdo con la cláusula habilitante —frecuente en normas de contenido técnico— prevista en la disposición final segunda.

Esta decisión de técnica normativa, al igual que la más general de elaborar una disposición omnicomprendiva, no deja de ser cuestionable.

rios no peninsulares, que mantiene esta extraña estructura de integrar en un mismo texto las líneas procedimentales generales —en el articulado— y su desarrollo —en anexos, modificables por orden ministerial—.

Por lo pronto, es anómalo que las previsiones procedimentales contenidas en el articulado de un reglamento sean desarrolladas en la misma norma, pero a través de un anexo, cuya modificación se autoriza mediante una disposición de rango inferior. Tampoco resulta obvio que, por su naturaleza y contenido, la regulación de procedimientos administrativos sea propia de los anexos, que, en general, se emplean para incorporar modelos de solicitudes, reglas o conceptos técnicos, así como relaciones de personas respecto de las cuales se concrete la aplicación del texto, tal y como indican las Directrices de técnica normativa, aprobadas por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de julio de 2005.

Esta articulación forzada entre el articulado del reglamento consultado y su anexo VIII, así como la extensión y grado de detalle de la norma, son resultado, como se ha dicho, de la decisión de reemplazar el modelo vigente, implantado mediante un real decreto y dos órdenes ministeriales, por una sola disposición. Para evitar las objeciones expuestas, tal vez habría sido preferible mantener un esquema normativo similar al actual, en el que el primer escalón reglamentario, aprobado por real decreto, fuera desarrollado por el Ministro de Industria, Energía y Turismo. Ello no habría supuesto una demora en la eficacia de la revisión del régimen retributivo de las instalaciones de generación en los SENP, de optarse por una tramitación pari passu.

Esta reflexión permite enlazar con otra más amplia acerca de la claridad normativa. En muchos sectores, pero particularmente en el eléctrico, la complejidad de las normas ha alcanzado un nivel en el que solamente la combinación de una formación jurídica con, sobre todo, una elevada cualificación técnica permite al lector tener un conocimiento exacto del contenido de la regulación, su alcance y significado. Es probable que tal situación, que opera en detrimento de la cognoscibilidad del Derecho, sea consecuencia necesaria de la dificultad intrínseca de la materia regulada y que la cualificación técnica requerida sea predicable de quienes son los principales destinatarios de la norma. Pero estas circunstancias

no deben conllevar la renuncia a la elaboración de disposiciones claras e inteligibles. A tal fin, se realizan varias sugerencias:

- La plasmación mediante fórmulas matemáticas de las operaciones de cálculo de los distintos componentes de los conceptos retributivos podría ir precedida de los principios y reglas a los que responden tales fórmulas, para favorecer la comprensión de los objetivos perseguidos en cada caso.

- La memoria del análisis de impacto normativo debe convertirse en la herramienta esencial para expresar el significado del proyecto, particularmente en lo que concierne a sus aspectos más complejos. Desde esta perspectiva, resulta loable el esfuerzo realizado en la memoria para explicar el sentido de las decisiones más relevantes, al hilo de la exposición del contenido del reglamento en tramitación, que marca una línea de trabajo en la que resulta procedente profundizar.

- Es imprescindible cuidar la redacción, puntuación y ortografía del texto, lo que no se ha logrado en el proyecto consultado, donde son reiteradas las faltas ortográficas, los errores de puntuación o, incluso, la omisión o reiteración de palabras que convierten ciertas previsiones en ininteligibles. Sirva de ejemplo el último párrafo del artículo 68.1 b): «La información de la potencia neta o, en su caso, la potencia instalada, será la aprobada por la Dirección General de Política Energética y de Minas e incluida en el registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo será la que figure en el registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en los casos que esté incluida en dicho registro». Párrafos como el transcrito transmiten la impresión de que el reglamento no ha sido releído por sus autores, lo que, al margen de cualquier consideración lingüística, podría llegar a arrojar dudas sobre su acierto. Se renuncia a enumerar aquí tales incorrecciones, no sin recomendar un repaso detenido del texto, que debería haber sido realizado antes de la consulta a este Consejo de Estado.

De esta observación se hizo eco el dictamen 820/2015, en el que precisamente se ensalzó el esfuerzo clarificador realizado por la memoria del análisis de impacto normativo del proyecto de real decreto de autoconsumo:

Es de destacar el esfuerzo que realiza la memoria a la hora de explicar las decisiones técnicas que el proyecto entraña. Como señalara este Consejo de Estado en el dictamen número 381/2015 citado, en el sector eléctrico «la complejidad de las normas ha alcanzado un nivel en el que solamente la combinación de una formación jurídica con, sobre todo, una elevada cualificación técnica permite al lector tener un conocimiento exacto del contenido de la regulación, su alcance y significado»; ante ello, se realizaban varias sugerencias con vistas a favorecer la cognoscibilidad de las normas, una de ellas la concepción de la memoria del análisis de impacto normativo como una herramienta esencial para expresar el significado del proyecto, particularmente en lo que concierne a sus aspectos más complejos. Esta finalidad clarificadora está presente en el análisis técnico y jurídico que la memoria contiene, gracias al cual es posible comprender el sentido de las previsiones del texto.

Con todo, la urgencia con la que han sido promovidas las iniciativas normativas no ha contribuido a la redacción de textos pulidos desde un punto lingüístico y ortográfico. Ello ha obligado al Consejo de Estado a recomendar frecuentemente la revisión general de los proyectos, con vistas a corregir erratas y faltas de ortografía y puntuación, en línea con la observación transcrita del dictamen 381/2015. Así sucedió en el dictamen 252/2014 (proyecto de real decreto sobre los PVPC):

La premura con la que ha sido preparada la disposición en tramitación así como la sucesión de distintas versiones han dado lugar a un texto poco cuidado desde el punto de vista ortográfico y de puntuación. También se advierten errores de remisión o referencias obsoletas, como consecuencia de los cambios acometidos en el texto durante su tramitación.

**PARTE SEGUNDA:
ESTUDIO DE LA REFORMA DEL SECTOR
ELÉCTRICO**

De acuerdo con la filosofía a la que responde esta obra, van a exponerse a continuación las premisas sobre las que se ha construido el nuevo régimen del sector eléctrico, partiendo de los dictámenes del Consejo de Estado que han informado las iniciativas a través de las cuales dicho régimen se ha erigido. Se trata, por ende, de mostrar, para cada una de las materias que integran la regulación, los objetivos a los que responden las normas dictadas, el marco en el que se adoptan y las principales dificultades jurídicas que fueron anticipadas por el Alto Cuerpo Consultivo.

Con este planteamiento, la exposición se inicia con la legislación del sector, para a continuación abordar las siguientes materias: la retribución de las redes eléctricas, el régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos (en el que merecerán atención particular las normas sobre utilización de combustibles para su generación y sobre garantías de origen), los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), la financiación de la deuda tarifaria y del bono social, los sistemas eléctricos no peninsulares y el autoconsumo.

I. Legislación del sector eléctrico

Aunque muchas de las decisiones sobre las que descansa la reforma del sector eléctrico fueron adelantadas por el Real

Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el primer hito de dicha reforma se sitúa en la aprobación de una nueva legislación de cabecera del grupo normativo. El anteproyecto que se halla en su origen fue objeto del dictamen 937/2013, en el que se realizaron diversas observaciones al contenido del texto.

Desde una perspectiva general, la finalidad —fundamentalmente económica— a la que obedecía el anteproyecto se describía del siguiente modo:

La idea básica del anteproyecto parece, sin duda, acertada: se trata de una reforma global del sector, basada en un nuevo régimen de los ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trata de devolver al sistema una sostenibilidad financiera perdida hace largo tiempo y cuya erradicación no se ha conseguido hasta la fecha mediante la adopción de medidas parciales.

Esta aproximación ha contado con la aprobación del Consejo de la Comisión Nacional de Energía y de numerosos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Mayores discrepancias ha suscitado uno de los elementos de ese nuevo régimen de ingresos y gastos, que deriva de la habilitación al Gobierno para establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (Artículo 14.7 del anteproyecto).

Como es sabido, la normativa reguladora de la retribución de las instalaciones del hoy todavía llamado régimen especial de producción de energía eléctrica ha sufrido varias modificaciones a lo largo de los años, siendo quizá los dos hitos más importantes del proceso el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que dispuso la supresión de todas las

primas del régimen especial derivadas del Real Decreto 661/2007.

Según se ha reflejado en los antecedentes de este dictamen, el artículo 14.7 del anteproyecto prevé que para el cálculo de la retribución específica de las instalaciones de que trata se considerarán, para una instalación tipo y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los ingresos por venta de energía a precio de mercado, los costes de explotación y el valor de la inversión inicial. Se crea así un mecanismo retributivo uniforme, que viene a sustituir a los regímenes anteriores, no sin dar lugar a discrepancias que han encontrado eco en el expediente. El problema se estudiará con detenimiento más adelante.

En sus observaciones generales, además de referirse al régimen retributivo específico para fomentar la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (cuyas reflexiones serán reproducidas en esta obra en el apartado dedicado a estas fuentes de generación eléctrica), el dictamen 937/2013 aborda el significado y el alcance de la expresión «sistema eléctrico», cuya aclaración se estima conveniente en el anteproyecto, por tratarse de una noción antigua en la normativa reguladora del sector y muy utilizada a lo largo del texto, pero cuyos perfiles distan de ser nítidos¹⁶:

La expresión [«sistema eléctrico»] tiene, por supuesto, un sustrato técnico, como pone de manifiesto la siguiente cita de una obra doctrinal: «La producción y el consumo son consecutivos y están concatenados, pero también son simultáneos y, junto con las redes de transporte y distribución, configuran un sistema único en el que todas sus piezas son imprescindibles

¹⁶ Este esfuerzo de concreción no fue realizado durante la tramitación de la LSE, por lo que sigue siendo labor del intérprete dilucidar el contenido de este concepto.

para que la electricidad pueda ser servida a los consumidores...».

Ciertamente, en la ordenación jurídica del sector, la frase «sistema eléctrico» tiene en ocasiones un sentido técnico. Pero en otras adquiere dimensiones distintas, como son las relativas a la planificación eléctrica, a los aspectos económicos y financieros de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, y a su reflejo contable. A continuación se ofrecen algunos ejemplos de las diferentes facetas del concepto de sistema eléctrico.

De este modo, habla de «sistema eléctrico» en sentido técnico el artículo 30 del anteproyecto al regular gran parte de las funciones del operador del sistema, al que sin duda está confiada la gestión técnica del sistema eléctrico que aparece en la rúbrica del Título V del propio anteproyecto. En cambio, en el artículo 4, el término «sistema» reviste un significado vinculado a la planificación eléctrica. Por otra parte, en el régimen de la contratación de la energía eléctrica, el término se colorea de sentido económico. Así ocurre cuando el artículo 24.2 del anteproyecto dice que «las ofertas de adquisición de energía eléctrica que presenten los sujetos al operador del mercado, una vez aceptadas, se constituirán en un compromiso en firme de suministro por el sistema». Significado propiamente financiero adquiere el término en la regulación de los ingresos del sistema (Artículo 13), y al disponer la aplicación de los peajes a retribuir el transporte y la retribución, y de los cargos a cubrir otros costes de las actividades del sistema (Artículo 16). Por último, la dimensión contable predomina en lo relativo a la liquidación de los peajes (Artículo 18).

Importa subrayar que, a pesar de esta aparente pluralidad semántica, la aparición del concepto de «sistema eléctrico» obliga a una interpretación de las correspondientes normas en la que han de predominar las ideas-fuerza de unidad y coherencia, que son las propias de toda noción de sistema. Según antes se dijo, podría convenir que una reflexión sobre los temas que acaban de plantearse inspirase algún párrafo de la expo-

sición de motivos del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, quizá indicando que las reformas que se introducen vienen a reforzar la unidad y la coherencia de los aspectos financieros del sistema eléctrico, bajo el signo de la sostenibilidad del propio sistema.

Tras sus consideraciones generales, el dictamen 937/2013 contiene un extenso repaso del articulado del anteproyecto de LSE, con múltiples observaciones a la redacción y contenido de sus previsiones. De ellas se seleccionan para esta obra algunas de las realizadas al régimen sancionador y de inspección, por la generalidad de la doctrina en que se fundan, aplicable a otros sectores y materias. Ambas cuestiones estaban previstas en el anteproyecto en el orden en que han sido ahora enunciadas, lo que dio lugar a la sugerencia de la alteración de dicho orden para situar en primer lugar la regulación de la función inspectora, cuyo ejercicio precede desde un punto de vista lógico el recurso a la potestad correctiva. Así se reflejó en el texto final, lo que tiene como resultado que la numeración del anteproyecto (sobre el que versó el dictamen) y la final no sean coincidentes. Más adelante se aclarará cuáles son los artículos a los que están referidas las observaciones realizadas, especificando el tratamiento que recibieron por parte de la autoridad consultante.

i) Por lo que se refiere al régimen sancionador, la principal preocupación del Consejo de Estado radicó en el respeto del principio de tipicidad, que exige que las infracciones y sanciones administrativas sean legalmente descritas de manera detallada:

Se realizan a continuación varias consideraciones con incidencia en más de una conducta tipificada en el anteproyecto:

- *El principio de tipicidad está reconocido implícitamente en el artículo 25.1 de la Constitución, junto con el principio de legalidad. En cualquier caso, el Tribunal Constitucional ha con-*

firmado la vigencia del principio de tipicidad en el ordenamiento administrativo sancionador (entre otras, las Sentencias 11/1988, de 2 de febrero; 12/1988, de 3 de febrero; 100/1988, de 7 de junio; 161/1989, de 16 de octubre; 200/1989, de 30 de noviembre; 219/1989, de 21 de diciembre; 207/1990, de 17 de diciembre; 41/1991, de 25 de febrero; 95/1992, de 11 de junio; 120/1996, de 8 de julio; 212/1996, de 19 de diciembre; y 133/1999, de 15 de julio), del que también se hace eco la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en su artículo 129.1 («Sólo constituyen infracciones administrativas las vulneraciones del ordenamiento jurídico previstas como tales infracciones por una Ley, sin perjuicio de lo dispuesto para la administración local...») y 129.2 («Únicamente por la comisión de infracciones administrativas podrán imponerse sanciones administrativas que, en todo caso, estarán delimitadas por la Ley»).

Como subrayó el Consejo de Estado en el dictamen 902/2006, de 8 de junio, «el principio de tipicidad comporta la exigencia de que las infracciones y sanciones administrativas estén legalmente descritas de manera concreta y detallada», algo que, si bien el anteproyecto legislativo cumple en términos generales, no puede predicarse de todas las infracciones contempladas.

En particular, en atención a las exigencias del principio de tipicidad, puede objetarse la amplitud de los términos con los que se describen las infracciones graves del artículo 63.a), apartados 5 («incumplimiento de las disposiciones contenidas en los Reglamentos de la Unión Europea que afecten al sector eléctrico, salvo que expresamente estén tipificadas como muy graves») y 14 («incumplimiento por parte del Operador del Sistema, del transportista, de los distribuidores y de los gestores de la red de distribución de las funciones y obligaciones que les corresponden de acuerdo con lo establecido en la presente ley y su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave»), así como la infracción leve del párrafo final del artículo 64 («Constituyen infracciones

leves aquellas infracciones de preceptos de obligada observancia comprendidas en la presente ley y en sus normas de desarrollo que no constituyan infracción grave o muy grave, conforme a lo dispuesto en los artículos 62 y 63»).

Por lo que se refiere al tipo previsto en el artículo 63.a) 5 del anteproyecto, esta previsión no concreta los elementos esenciales de la conducta antijurídica, sino que lo hace mediante una norma en blanco que remite, en bloque, al incumplimiento de los requisitos exigidos por la reglamentación de la Unión Europea en el ámbito de la electricidad. Con ello, no parece que se recoja, siquiera sea en sus elementos esenciales, la predeterminación normativa de las conductas ilícitas, ni que el legislador (prelegislador, en esta fase) cumpla con su deber de configurarlas en las leyes sancionadoras con la mayor precisión posible para que los ciudadanos puedan conocer de antemano el ámbito de lo proscrito y prever, así, las consecuencias de sus acciones (véase, en idéntico sentido, el dictamen 1.082/2012, de 8 de noviembre).

En definitiva, a juicio del Consejo de Estado, los tipos infractores mencionados deben recoger, con la mayor precisión posible, las conductas infractoras y, en todo caso, la determinación de sus elementos esenciales.

- *Los artículos 62.b) y 63.b) contienen sendas cláusulas de cierre, en virtud de las cuales las infracciones graves son castigadas como muy graves cuando durante los tres años anteriores a su comisión hubiera sido impuesta al infractor sanción firme en vía administrativa por el mismo tipo de infracción y las leves como graves de darse esta misma circunstancia durante el año anterior.*

Aunque no se indique expresamente, las previsiones referidas ofrecen un concepto de «reiteración», próximo pero diferente al de «reincidencia», que opera como criterio de graduación de las sanciones, conforme al artículo 65.3 del anteproyecto, en la misma línea del artículo 131.3 c) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y que se caracteriza por la comisión en el término de un

año de más de una infracción de la misma naturaleza cuando así haya sido declarado por resolución firme. Ahora bien, la reiteración en el incumplimiento aparece como elemento definidor de la conducta infractora en varios tipos. Así, sin ánimo exhaustivo, el artículo 62.a) tipifica como infracciones muy graves el incumplimiento reiterado de las obligaciones de información (apartado 9), el incumplimiento reiterado por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta o modificación de fronteras, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información (apartado 20) y el incumplimiento reiterado de los índices objetivos de calidad del servicio (apartado 30), mientras que el artículo 63.a) configura como infracciones graves el incumplimiento reiterado por parte de la empresa suministradora de aplicar los descuentos correspondientes a los consumidores afectados por interrupciones en las condiciones previstas en la normativa de aplicación (apartado 18), el incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos y contenidos establecidos para las comunicaciones con cualquiera de los sujetos que deben intervenir en el cambio de suministrador (apartado 22) y el incumplimiento reiterado por parte de los comercializadores de los requisitos establecidos para la formalización de contratos de suministro de energía eléctrica, así como de las condiciones de contratación y de apoderamiento con los clientes (apartado 23).

A partir de estas nociones, se suscitan dos cuestiones.

En primer lugar, es preciso dilucidar si el concepto de «reiteración» que se infiere de las cláusulas de cierre de los artículos 62.b) y 63.b) es el aplicable a los tipos en el que se recurre a dicho concepto para delimitar la conducta sancionable. Conviene tener en cuenta que la existencia de un incumplimiento reiterado o aislado puede dar lugar a una distinta calificación de la infracción; así, por ejemplo, el incumplimiento de los índices de calidad del servicio, como se ha indicado, es infracción muy grave cuando es reiterado, ex artículo 62.a) 30, pero únicamente grave cuando no concurre esta característica, de conformidad con el artículo 63.a) 17. Por tal motivo, es preciso que se especifique cuándo debe reputarse reiterado un incum-

plimiento en los casos en que dicha reiteración integra el tipo, aclarando si la misma coincide con la noción resultante de las cláusulas de cierre.

En segundo lugar, procede clarificar cómo se cohonesta el concepto de «reiteración» incluido como elemento definidor de determinadas infracciones con la operatividad de tales cláusulas de cierre, evitando que su aplicación simultánea en ambos terrenos conduzca a un resultado contrario al principio de proporcionalidad. De esta forma, cuando para la concurrencia de una concreta infracción grave se requiera el incumplimiento reiterado, como el de la aplicación de descuentos por la empresa suministradora a causa de interrupciones en el suministro, la apreciación de tal reiteración no puede tener a la vez como consecuencia que tal infracción grave sea castigada como muy grave, por mor del artículo 63.b).

Ambas cuestiones han de ser aclaradas en la norma en tramitación.

Estas observaciones recibieron un tratamiento dispar. Así, a raíz de las mismas, desaparecieron las cláusulas de cierre de los listados de infracciones muy graves y graves (finalmente contenidos en los artículos 64 y 65, respectivamente, de la LSE), aunque está pendiente de clarificación la noción de «reiteración», usada para tipificar varias conductas infractoras. Y se mantiene la amplitud de algunos tipos, como la infracción grave consistente en el incumplimiento de las disposiciones contenidas en los Reglamentos de la Unión Europea que afecten al sector eléctrico, salvo que expresamente estén tipificadas como muy grave (artículo 65.5 de la LSE), a cuya concreción tal vez pueda ayudar el desarrollo reglamentario, dentro del margen del que dispone éste para contribuir a la más correcta identificación de las conductas, sin alterar la naturaleza de las que la ley contempla.

ii) En lo que concierne a la función inspectora, se suscitó en el expediente una cuestión de sumo interés: el desempeño de

dicha función por empleados públicos que carezcan de la condición de funcionarios, la cual se rechazó con base en los siguientes argumentos:

Por último, el capítulo III del título analizado está dedicado a la función inspectora, regulando las facultades del personal de inspección en el artículo 79, cuya estructura y contenido son muy similares a los del artículo 27 de la reciente Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Se ha suscitado en el expediente la cuestión relativa a la atribución subjetiva de tales facultades. Y ello por cuanto en las primeras versiones del anteproyecto tramitado se otorgaban las funciones de inspección a los empleados públicos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, atribuyéndoles la condición de agentes de la autoridad, lo que, además de las pertinentes consecuencias penales, suponía reconocer el valor probatorio de las actas que levantasen, como resulta del artículo 137.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre (que, sin embargo, circunscribe a los funcionarios la aludida condición). El artículo 103.3 de la Constitución establece que la ley regulará el estatuto de los funcionarios públicos, finalidad a la que responde la Ley 7/2007, de 12 de abril, del Estatuto Básico del Empleado Público, que distingue en los artículos 8 y siguientes las clases de personal al servicio de las Administraciones Públicas, clasificando a los empleados públicos en cuatro categorías: funcionarios de carrera, funcionarios interinos, personal laboral y personal eventual. En concreto, de conformidad con lo previsto en el artículo 9.2 de esta legislación, el ejercicio de las funciones que impliquen la participación directa o indirecta en el ejercicio de las potestades públicas corresponden «exclusivamente» y «en todo caso» a los funcionarios públicos.

No se comparece con esta reserva propia del estatuto funcional, que engarza con el artículo 103.3 de la Constitución, la atribución de facultades de inspección a cualesquiera empleados públicos, con independencia de que ostenten o no la condición de funcionarios, dado que el ejercicio de tales facultades conlleva,

sin duda, la participación en una potestad administrativa. En el mismo sentido se ha pronunciado la Secretaría de Estado de Administraciones Públicas del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, a raíz de cuya observación la versión consultada del anteproyecto, a diferencia de las anteriores, circunscribe el ejercicio de la función inspectora al personal funcionario, criterio que el Consejo de Estado estima plenamente acertado.

La rotundidad del razonamiento anterior no es óbice para otorgar un papel limitado a los empleados públicos que no tengan la condición de funcionarios en el ejercicio de las actuaciones inspectoras, por ejemplo, permitiendo la atribución de labores auxiliares o de apoyo administrativo. Así se ha plasmado también en el artículo 79.1 del anteproyecto, en la dicción remitida en consulta, siguiendo el modelo de otras legislaciones (como el artículo 25.1 de la Ley 21/2003, de 7 de julio, de Seguridad Aérea).

Así se ha plasmado en el artículo 61.1 de la LSE, conforme al cual: «Los funcionarios públicos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debidamente autorizados por el Director General correspondiente, tendrán la condición de agentes de la autoridad y podrán realizar cuantas inspecciones sean necesarias para la debida aplicación de esta ley. No obstante, podrá encomendarse a empleados públicos destinados en dicho órgano la realización de tareas o actividades auxiliares o de apoyo administrativo a las anteriores».

II. Retribución de las redes eléctricas

El primer desarrollo reglamentario del que fue objeto la LSE estuvo dedicado a la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Dicha regulación está contenida en dos reales decretos relativos a la retribución de cada una de estas actividades, cuyos proyectos fueron informados por el Consejo de Estado en sendos dictámenes (1.344 y 1.345 de 2013), evacuados el 18 de diciembre de 2013, esto es, con ante-

rioridad a la aprobación de la propia legislación de cobertura, con la que siguieron una tramitación paralela.

El día de la publicación en el BOE de la LSE fueron dictados los dos reglamentos de referencia, que, en fase de proyecto, se titularon: proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y se establece el régimen económico de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de transporte; y proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, el régimen económico de los pagos por los derechos de las actuaciones necesarias para atender al suministro y de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de distribución. Estos títulos fueron considerados por el Consejo de Estado demasiado largos para las disposiciones de cuya aprobación se trataba, al intentar abarcar la totalidad de las cuestiones abordadas en ellas. Sin embargo, a juicio del Alto Cuerpo Consultivo, no siempre que una disposición de carácter general se ocupa de una cuestión conexas a la principal resulta conveniente que tal cuestión figure en el título de la propia disposición (dictamen 1.344/2013), lo que dio lugar a la modificación de la denominación de ambos reglamentos:

- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- 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.

La regulación de estas materias recibió un juicio global positivo del Consejo de Estado, que remarcó en los dos dictámenes citados el esfuerzo realizado en aras de la seguridad jurídica. En este sentido, señaló el dictamen 1.344/2013:

[...] Cabe identificar en distintos lugares del proyecto un deseo de reforzar la seguridad jurídica de los mecanismos retributivos que se establecen. Así ocurre, por ejemplo, en el artículo 8.2 con la exigencia de ley formal para la modificación de la tasa de retribución financiera, y en el artículo 15.1, que dispone que la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo aprobatoria de los valores unitarios de referencia para las instalaciones de transporte peninsulares haya de adoptarse previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Asimismo, la voluntad armonizadora fue objeto de lo a en el dictamen 1.344/2013:

En punto al contenido del real decreto sobre el que recae el presente dictamen, el Consejo de Estado se une a la Comisión Nacional de Energía en el elogio al establecimiento de una única metodología de retribución para el conjunto de activos de transporte con independencia de la fecha de puesta en servicio de cada instalación. Parece claro que un criterio de estas características vendrá a contribuir a la mejora de la eficacia de la gestión y a la eficiencia económica y técnica de la actividad de transporte, cumpliendo así la misión que el artículo 14.2 del proyecto de Ley del Sector Eléctrico asigna a la regulación reglamentaria de la retribución de dicha actividad.

Otras normas hay en el real decreto proyectado que también pretenden introducir coherencia y armonía en el sistema retributivo de la actividad de transporte de electricidad, y que igualmente merecen un juicio positivo. Este es el caso del antes citado artículo 5 («Criterios generales de retribución de las redes de transporte»), donde, entre otras cosas, se establecen normas sobre las líneas de la red de transporte que discurren en suelo rural, y, con carácter general, se declara que «en la retribución de las instalaciones de la red de transporte con cargo al sistema eléctrico se considerarán exclusivamente la inversión o los costes de operación y mantenimiento reconocidos por la normativa básica estatal...».

En el mismo sentido, el artículo 19.1 dice que «en ningún caso se considerarán inversiones singulares (...) aquellas cuyo sobrecoste venga motivado (...) por aplicación de normativa no uniforme en todo el territorio nacional». También se detecta voluntad armonizadora en el artículo 26.1 cuando dispone que «con el fin de que toda la información aportada presente un carácter homogéneo sobre la inversión realizada, el Director General de Política Energética y Minas establecerá (...) los criterios que deberán seguirse para elaborar el informe de auditoría externa a que se hace referencia en el artículo 25.1 y toda aquella información auditada que resulte necesaria para el cálculo de la retribución».

Por su parte, el proyecto de real decreto de retribución de la distribución se caracteriza por aunar en una sola norma todos los aspectos retributivos asociados, no solamente con dicha actividad regulada, sino también a otras tareas imprescindibles para el suministro eléctrico, con los consiguientes beneficios desde la óptica de la técnica normativa (dictamen 1.345/2013):

Junto con la retribución de la actividad regulada de distribución en sentido estricto se regula el régimen económico de las acometidas y de otras actividades necesarias para la prestación del suministro, estableciendo en una norma única la regulación de todos los ingresos correspondientes a dicha actividad de distribución. Se valora favorablemente este extremo, por cuanto contribuye a paliar la extraordinaria dispersión normativa existente en el sector eléctrico.

Con base en estas apreciaciones, la valoración de conjunto que ambas normas merecieron fue, pues, favorable, sin perjuicio de las observaciones particulares realizadas en los dictámenes citados¹⁷. En consonancia con dicha valoración, se descar-

¹⁷ Este juicio global positivo coincide con la desestimación de la mayor parte de las pretensiones anulatorias ejercitadas por la «Asociación de Empresas Eléctricas» (ASEME) en su recurso frente al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la

tó en tales dictámenes que las normas entonces en tramitación incurrieran en retroactividad prohibida:

En cuanto a la alegación formulada con motivo de la evacuación del trámite de audiencia de que el nuevo modelo de retribución por inversión de las instalaciones de transporte que se contiene en el proyecto de real decreto podría incurrir en retroactividad prohibida, debe señalarse, en palabras del ya citado dictamen n° 937/2013, que «la aprobación de un régimen retributivo determinado (...) no genera en los titulares de las ins-

metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, resuelto por Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 14 de julio de 2016 (rec. 182/2014).

Ahora bien, sí fue acogida la pretensión de anular el artículo 8.1, párrafo primero, de dicho reglamento, conforme al cual las líneas de la red de distribución que discurriesen en suelo rural cuya autorización de explotación se otorgara en fecha posterior a la de entrada en vigor de la norma serían retribuidas como líneas aéreas. En el análisis de esta previsión el dictamen 1.345/2013 sugirió que se estableciese una salvedad que permitiera retribuir líneas soterradas en suelo rural cuando el soterramiento viniera impuesto por normas estatales, como podía ser el caso de las de protección del paisaje o de la fauna. Al no haber sido atendida esta observación (que reproduce literalmente la sentencia, con cita del dictamen), el Alto Tribunal consideró que la previsión de referencia era arbitraria y contraria la previsión contenida en los apartados 3 y 4 del artículo 13 de la LSE, en los que se establecen que los costes del sistema eléctrico, entre los que se incluyen la retribución de las actividades de distribución, serán con cargo al sistema y los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico. Por todo ello, el Tribunal Supremo anuló el párrafo primero del artículo 8.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, «en cuanto no establece previsión o salvedad alguna que permita retribuir el sobre coste derivado del soterramiento de una línea de la red de distribución eléctrica que discurra por suelo rural cuando dicho soterramiento venga impuesto por una norma estatal o comunitaria».

talaciones beneficiarias del mismo un derecho a la conservación de dicho régimen, sin que quepa aspirar legítimamente a la petrificación del ordenamiento jurídico». Cabe añadir, utilizando conceptos del mismo dictamen, que el nuevo régimen retributivo no está llamado a determinar la retribución pasada de las instalaciones existentes, sino la que puedan percibir las instalaciones, existentes o nuevas, con posterioridad a la entrada en vigor de la norma proyectada.

Finalmente, ha de hacerse alusión a la reforma de los reglamentos de referencia en virtud del Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas, sobre el que versó el dictamen 1.065/2015, de 5 de noviembre. Este dictamen contextualiza dicha reforma en los siguientes términos:

La reforma del sector eléctrico que se ha llevado a cabo durante la presente legislatura comenzó con la promulgación en los años 2012 y 2013 de cinco reales decretos-leyes que aprobaron diversas medidas urgentes y culminó con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sobre cuyo anteproyecto recayó el dictamen n° 937/2013, de 12 de septiembre, del Consejo de Estado, y que, según dice su preámbulo, pretendió introducir «una reforma global del sector basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trata de devolver al sistema una sostenibilidad financiera perdida hace largo tiempo y cuya erradicación no se ha conseguido hasta la fecha mediante la adopción de medidas parciales».

El desarrollo reglamentario de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, comenzó el propio día de su publicación con la aprobación de dos reales decretos de cuya reforma ahora se trata: el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se 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. Los proyectos de ambas disposiciones reglamentarias fueron asimismo dictaminados por el Consejo de Estado (dictámenes n° 1.344/2013 y n° 1.345/2013, ambos de 18 de diciembre de 2013), como también lo fue el proyecto del que luego se convirtió en Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que se retoca levemente en el real decreto que se proyecta (dictamen n° 39/2014, de 6 de febrero).

Se trata de un denso y complejo proceso de reforma que debe valorarse positivamente en cuanto que no solo ha llevado a la construcción de los escalones legal y reglamentario del correspondiente grupo normativo, sino que incluso está permitiendo completar el ciclo mediante la revisión y la corrección de algunas de las aludidas disposiciones reglamentarias de desarrollo, como se pretende hacer en el proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas, que ahora se despacha, y también en el proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, todavía [entonces] en consulta ante este Consejo de Estado.

Respecto del contenido de esta reforma, fue objeto de análisis la introducción en el régimen retributivo del transporte de electricidad del concepto nuevo de volumen anual de inversión sujeto a limitación de cantidad, en cuyo cómputo no entran las inversiones en interconexiones internacionales. El dictamen 1.344/2013 abogaba por la uniformidad terminológica en la individualización de este concepto, cuyo valor máximo quedaba sujeto a reglas novedosas en el proyecto dictaminado. Esta observación, que tuvo reflejo en la redacción final del texto, iba precedida de una serie de explicaciones sobre el significado de dicho concepto:

En la versión todavía vigente del artículo 11 del Real Decreto 1047/2013 solo existe un conjunto de inversiones en la red de

transporte de energía eléctrica con derecho a retribución a cargo del sistema, cuyo volumen anual no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad. El real decreto proyectado viene a dividir ese conjunto único en dos. Por un lado están las inversiones motivadas por interconexiones internacionales con países del mercado interior, cuya realización se trata de fomentar hasta conseguir el objetivo del 10 por ciento de interconexión de electricidad para España y Portugal. Por otro están las restantes inversiones en la red de transporte, cuyo volumen anual está sujeto a limitación de cantidad. Tal sujeción se cifra en un máximo y en este sentido el proyecto habla del «valor máximo del volumen sujeto a limitación de cantidad».

Pues bien, para que la innovación conceptual introducida por el proyecto se perciba con claridad, resultaría conveniente mantener una terminología homogénea y coherente a lo largo de los nuevos artículos 11, 12 y 13 del Real Decreto 1047/2013.

III. Régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos

El régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos, que bajo la anterior legislación sectorial se denominaba «régimen especial», ha sido el que ha sufrido una renovación más profunda, particularmente en su vertiente retributiva. A ello no ha sido ajeno, por descontado, la contribución de estas formas primadas de generación eléctrica a la deuda tarifaria, que ya había obligado a tomar medidas urgentes con anterioridad (incluida la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, medidas a las que procedió el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero).

En coherencia con los cambios impulsados por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas

urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, la LSE sentó las bases de un nuevo régimen de las energías renovables, cogeneración y residuos, que encontraron desarrollo en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Ambas normas fueron informadas en fase de proyecto por el Consejo de Estado en sendos dictámenes: el dictamen 39/2014 (sobre el proyecto de real decreto) y el dictamen 574/2014 (sobre el proyecto de orden ministerial).

En ellos se realizó un particular esfuerzo por explicar el contexto en el que tales normas fueron dictadas y la trascendencia de los cambios que se introducían. Y en ellos fueron abordados los principales problemas jurídicos derivados de la reforma, relacionados en buena medida con las tensiones transitorias que generó un cambio de modelo del calado descrito. A partir de las consideraciones de los dictámenes mencionados, se expondrán las características de la regulación en vigor, con mención a la valoración que recibió del Consejo de Estado, así como al tratamiento dado a las dificultades jurídicas aludidas. Para concluir, serán objeto de atención otros aspectos incidentales de la producción eléctrica mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos que fueron abordados mediante normas distintas: la utilización de combustibles para dicha generación y las garantías de origen.

III.1. La nueva regulación de energías renovables, cogeneración y residuos

Siguiendo la estructura del dictamen 39/2014, la exposición de la nueva regulación de la producción eléctrica a partir

de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos debe abarcar los antecedentes del régimen legal en vigor, las líneas directrices de la LSE y su desarrollo reglamentario en la materia y la valoración general de este desarrollo por el Consejo de Estado.

a) Antecedentes del régimen legal en vigor

Tales antecedentes fueron explicados en el dictamen 39/2014 del siguiente modo:

El fomento de determinadas formas de producción de energía –la cogeneración, las energías renovables y la valorización energética de residuos– se considera una herramienta esencial para la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efectos invernadero, teniendo en cuenta que tienen unos costes medioambientales menores que otras formas de producción energética. A este objetivo medioambiental hay que sumar otros como la disminución de la dependencia energética del exterior, la contribución a la seguridad del abastecimiento así como el desarrollo tecnológico y la innovación.

Dichos fines han estado presentes en las sucesivas regulaciones que, arrancando de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, han configurado el régimen específico de la producción de energía a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, denominado «régimen especial» hasta la reciente aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Aun sin establecerse en la regulación anterior una correlación exacta entre dicho régimen y las peculiaridades de su retribución (teniendo en cuenta que no todas las instalaciones de cogeneración, energías renovables o valorización energética de residuos tenían derecho a la prima o tarifa regulada, de la misma forma que a determinadas instalaciones, sin formar parte del régimen especial, se les reconocía una retribución adicional), lo cierto es que la característica principal del régimen especial radicaba en el reconocimiento de un régimen económico específico, traducido en la percepción de una prima o de una tarifa regulada. Los beneficios

anudados a dicho régimen no tenían la naturaleza de subvención, sino de coste del sistema eléctrico, lo que explica el impacto del desarrollo de dichas tecnologías en la sostenibilidad económica y financiera del mismo.

Como se explica en la parte expositiva del texto analizado, los sucesivos desarrollos reglamentarios del régimen especial, cuyo último exponente completo fue el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, propiciaron una rápida expansión de estas tecnologías, superando ampliamente las previsiones que presidieron la adopción de los correspondientes incentivos económicos.

El caso más representativo es el de las instalaciones fotovoltaicas. El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, establecía un objetivo de potencia instalada para cada tecnología, de modo que el régimen retributivo establecido en el mismo sería aplicable hasta cumplir dicho objetivo; ahora bien, una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia, se abría un periodo transitorio, nunca inferior al año, al finalizar el cual las nuevas instalaciones ya no tendrían derecho a la prima. Ocurrió, sin embargo, que en el caso de las instalaciones fotovoltaicas se produjo un incremento tan rápido de la potencia que el 31 de agosto de 2007 -esto es, escasamente tres meses después de la entrada en vigor del reglamento citado- se había alcanzado el 91% del objetivo planificado para 2010 y en octubre se había sobrepasado, a pesar de lo cual, de acuerdo con el mecanismo previsto, todavía se otorgó un plazo transitorio de doce meses para la percepción de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta finales de septiembre de 2008.

Aun cuando esta situación no se produjo con la misma intensidad para otras tecnologías, explica que se introdujeran correcciones al modelo, como la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a retribución primada (primero para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica en el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos

relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tales tecnologías, y después para las plantas fotovoltaicas en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico). Ante la insuficiencia de tales correcciones para revertir las dificultades que hacían peligrar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, se procedió a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial en virtud del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, y, sobre todo, se acometió una reforma en profundidad del marco regulatorio aplicable a las tecnologías del régimen especial a través del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Esta norma, que marcó el inicio de la reforma del sector eléctrico, incidió particularmente en el régimen especial de producción energética a partir de las siguientes previsiones:

- *Se dio nueva redacción al artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico para introducir los principios concretos del nuevo régimen jurídico y económico de la producción de energía a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, acotándose el margen de actuación del Gobierno. Las premisas de dicho régimen han sido recogidas en la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

- *Dicha modificación condujo a la precisión de la noción de rentabilidad razonable, la cual giraría, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. En virtud de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, para las instalaciones que a la fecha de su entrada en vigor ley tuvieran derecho a un régimen económico primado, tal diferencial fue fijado en 300 puntos básico, sin perjuicio de su posible revisión cada seis años.*

- En la disposición final segunda, se encomienda al Gobierno la regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada que modificará el modelo retributivo de las instalaciones existentes.

- En el plano normativo, se derogó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, no obstante lo cual, con arreglo a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se prevé la aplicación con carácter transitorio de aquella norma hasta la aprobación del nuevo régimen jurídico y económico (finalidad a la que obedece el texto analizado), correspondiendo al organismo encargado de la liquidación abonar, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

b) Líneas directrices de la nueva regulación

La nueva regulación de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se escalona en tres niveles: ley (LSE), real decreto (Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) y orden ministerial (Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos). Procede referirse por separado a cada uno de estos niveles.

- Las previsiones de la LSE sobre las energías renovables, cogeneración y residuos se analizaron de forma pormenorizada en el dictamen 39/2014:

La garantía de la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico es la razón fundamental de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la medida en que opera como principio inspirador que impregna toda la regulación. No es ello de extrañar si se toma en consideración que, como señala la exposición de motivos de la ley citada, la situación de desequilibrio que aqueja al sistema eléctrico español ha llegado al punto de que la deuda acumulada «[supera] en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema [alcanza] los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio [introduce] un riesgo de quiebra del sistema eléctrico».

En lo que atañe, en concreto, a la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, según se hace constar en el informe de la CNMC de 17 de diciembre de 2013, las primas a dicha producción han sido el componente de los costes de acceso que ha registrado un mayor incremento en los últimos años, originado por el aumento de este tipo de generación; así, el coste de las primas de la producción energética en régimen especial ha representado el 43,8% de los costes de acceso del ejercicio 2012 y se espera, de acuerdo con las últimas previsiones, que alcancen en el ejercicio 2013 alrededor del 45% (unos 9.322 millones de euros), lo que supone un incremento medio anual del 101% desde 1998 a 2012.

No es difícil engarzar el nuevo modelo diseñado legalmente con el Informe de situación sobre la energía renovable, aprobado por la Comisión Europea el 27 de marzo de 2013, conforme al cual, «dado el destacado papel que desempeñan en la actualidad los regímenes de apoyo financiero en el desarrollo de la energía renovable, y teniendo en cuenta la creciente importancia (y costes) del uso de dicha energía en el sector de la electricidad, es preciso reformar con urgencia los regímenes de ayuda para garantizar que estén concebidos de manera rentable y orientada al mercado». Este informe ha servido de punto de partida para la Comunicación de la misma institución europea sobre el mercado interior de la electricidad y la inter-

vención pública, dada a conocer el 5 de noviembre de 2013 y desarrollada en cuatro documentos de trabajo, uno de ellos dedicado al diseño de los sistemas de apoyo a las energías renovables. Dicho documento parte de que, si bien las energías renovables fueron durante mucho tiempo tecnologías novedosas que requerían una intervención estatal para desarrollarse, con el progreso tecnológico, la expansión de la producción y la disminución de los costes de inversión, muchos Estados han iniciado la reforma de sus sistemas de apoyo, proceso en el que, como mejores prácticas de la Unión Europea, se invocan los siguientes principios:

- La ayuda financiera debe limitarse a lo necesario y debe contribuir a hacer competitivas las energías, para lo que se propugna la utilización de mecanismos concurrentes de licitación.
- Los sistemas de apoyo tienen que ser flexibles y responder a la caída de los costes de producción. A medida que alcancen la madurez, las tecnologías deben ir siendo expuestas gradualmente a los precios de mercado, eliminándose eventualmente dicho apoyo.
- Procede evitar cambios sin previo aviso o retroactivos en los sistemas.

La primera nota por la que se define el vigente régimen legal relativo a la producción de energía a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos es su carácter detallado, el cual contrasta con las amplias habilitaciones concedidas a favor del Gobierno en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico hasta su modificación por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Ello hace especialmente pertinente, a la hora de valorar la disposición proyectada, la exposición del previsions de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico atinentes a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, previsions que pivotan sobre tres aspectos: las premisas a que ha de ajustarse la nueva retribución específica (artículo 14.7), los principios

para su revisión (artículo 14.4) y las particularidades relativas al tratamiento de las instalaciones existentes (disposición final tercera).

i) Tal y como se resalta en la exposición de motivos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la elevada penetración de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluidas en el denominado régimen especial de producción de energía eléctrica, hace preciso que la regulación contemple estas instalaciones «de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado, y en todo caso, que sean consideradas por razón de su tecnología e implicaciones en el sistema, en lugar de por su potencia, por lo que se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial», procediéndose «a una regulación unificada, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer».

La principal singularidad del tratamiento de dichas tecnologías reside en su régimen retributivo, al que se refiere el artículo 14.7 de dicha ley. Este extenso apartado habilita al Gobierno para establecer «excepcionalmente» un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

Los elementos vertebradores de este régimen excepcional se configuran legalmente, pudiendo destacarse los siguientes:

- **Finalidades:** Este régimen retributivo está claramente orientado a permitir que las instalaciones de producción energética a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

El primero de los objetivos marcados (que opera al mismo tiempo como límite, en la medida en que el régimen retributivo no ha de sobrepasar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir en igualdad) se plasma en la delimitación de los componentes de dicha retribución, adicional a la obtenida por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción. Así, el referido régimen retributivo está compuesto «por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo». Excepcionalmente el régimen retributivo puede incorporar además «un incentivo a la inversión y a la ejecución en un plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares». Como límites añadidos, la retribución adicional que se otorgue ha de ser compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico y estar limitada, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.

Respecto del segundo objetivo (la obtención de una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo en cada caso aplicable), esta noción se delimita por el propio legislador, al establecer que la aludida «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».

- *Cálculo: El cálculo del régimen retributivo específico pivota sobre el concepto de instalación tipo, de modo que la retribución adicional no se calcula de forma individualizada para cada instalación, sino para una instalación prototípica, a la que se vincula un conjunto homogéneo de instalaciones reales de la misma tecnología y características.*

En la ponderación de la instalación tipo se toman en consideración dos factores: uno de índole temporal, en la medida en que el cálculo abarca toda la vida útil regulatoria de la instalación, y otro de naturaleza económica, pues dicho cálculo tiene como referencia la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. Dadas las singulares características de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, es posible definir excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.

A partir de estos parámetros, se deducen los siguientes valores que han de permitir el cálculo de la retribución específica: los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes estándar de explotación y el valor estándar de la inversión inicial. En cambio, en ningún caso cabe tener en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español, ni aquellos costes e inversiones que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

- *Otorgamiento: Se exige que, como regla general, el otorgamiento de este régimen retributivo específico se establezca mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Tal cauce ha de permitir, además, determinar el valor de la inversión inicial, computándose como valor estándar de la misma el que resulte en el procedimiento de concurrencia competitiva.*

- *Inaplicación: Conforme al precepto analizado, el régimen retributivo específico devendrá inaplicable si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en Derecho, quedase constatado que con anterioridad al plazo límite reglamentariamente establecido la instalación no estuviera totalmente finalizada o sus características técnicas no coincidieran con las proyectadas en el momento del otorgamiento del derecho a la percepción del régimen retributivo específico.*

ii) Para procurar la flexibilidad, no solo del régimen retributivo de producción energética a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con ré-

gimen retributivo específico, sino también de las actividades de transporte y distribución así como de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional, el artículo 14.4 de la ley estudiada establece el cauce para la revisión de los parámetros retributivos.

Tales parámetros han de fijarse «teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años». En el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico, la modificación de los parámetros de retribución ha de realizarse de acuerdo con los criterios y periodicidad que fija la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En primer término, en la revisión correspondiente a cada periodo regulatorio de seis años es posible la modificación de «todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo», valor cuya fijación se reserva el propio legislador. Como excepción, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación, tales valores no son susceptibles de revisión.

En segundo término, se prevé la revisión cada tres años para el resto del periodo regulatorio de las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Asimismo, se contempla el ajuste de los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el periodo de tres años anterior, remitiéndose al desarrollo reglamentario el método de ajuste, que será de aplicación en lo que reste de vida útil de la instalación.

Y, en último término, procede la actualización, al menos, con una periodicidad anual, de los valores de retribución a la

operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

iii) La disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico está referida al nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado.

Esta previsión reitera el mandato dirigido al Gobierno —ya contenido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio— para que, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo apruebe «un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley». Asimismo, se insiste en que este nuevo modelo ha de ajustarse a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por el citado real decreto-ley, siendo aplicable desde la entrada en vigor de éste; no obstante, como ya se indicara en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el régimen retributivo específico que se establezca para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, ha de estar compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

Tal régimen económico, basado en parámetros revisables con arreglo a lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se perfila en los apartados 3 y 4 de la disposición final tercera de esta ley, los cuales, dada su relevancia para el análisis de la regulación aplicable a las instalaciones existentes, se transcriben a continuación:

«3. En los términos previstos en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para

garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, para el establecimiento de ese nuevo régimen retributivo la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria de la instalación girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de su ulterior revisión en los términos legalmente previstos.

4. En ningún caso podrá resultar de dicho nuevo modelo retributivo la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatare que en dicha fecha pudiera haberse superado dicha rentabilidad.»

- Al analizar su proyecto, el dictamen 39/2014 resumió el contenido del vigente Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

El extenso contenido del proyecto de real decreto remitido en consulta está dirigido a desarrollar el marco normativo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en el contexto legislativo proporcionado por la Ley 24/2013, de 12 de julio, del Sector Eléctrico.

(...) Van a ser destacadas tan solo las dos principales ideas que guían la parte dispositiva del proyecto, en la medida en que influyen en la ordenación y coherencia interna del texto y su comprensión es imprescindible para valorarlo:

- *En primer lugar, hay que tener presente el diferente alcance entre, por una parte, el objeto y el ámbito de aplicación de la norma proyectada (que se extiende a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) y, por otra, el reconocimiento del derecho a la percepción del régimen retributivo es-*

pecífico (que presupone el ejercicio de dicha actividad, pero no va necesariamente ligado a ella). Por consiguiente, las previsiones del texto se extienden a las instalaciones basadas en la utilización de dichas tecnologías, sin perjuicio de las circunstancias específicas que han de concurrir para la aplicación del régimen retributivo específico a favor de ciertas instalaciones incluidas en el ámbito de la norma.

Ello se plasma en la dualidad normativa que afecta tales instalaciones, toda vez que están sujetas a un régimen administrativo a los efectos de las autorizaciones exigibles para su puesta en funcionamiento, transmisión, cierre temporal y definitivo, de un lado, y a otro régimen distinto a los efectos de la retribución específica que, en su caso, les sea concedida. A partir de esta distinción, se regulan los procedimientos administrativos conectados a uno y otro régimen. Clarificar los aspectos que resultan aplicables a todas las instalaciones y los que únicamente afectan a las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, así como atribuir a la Administración General del Estado los mecanismos de control y verificación de la observancia de las condiciones necesarias para tal percepción, son dos de los objetivos perseguidos por el reglamento en tramitación.

— En segundo lugar, la disposición proyectada está encaminada a la concreción de los distintos aspectos configuradores del régimen retributivo específico, previstos en la legislación de cobertura.

Así, respecto de su otorgamiento, el proyecto distingue las siguientes fases:

- El establecimiento mediante real decreto de las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que pueden participar en el mecanismo de concurrencia competitiva.

- La fijación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de los parámetros retributivos correspondientes a las instalaciones tipo de referencia que

sean objeto del mecanismo de concurrencia competitiva, así como los términos en que éste ha de desarrollarse.

- La terminación del procedimiento de concurrencia competitiva por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, con la consiguiente inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de los titulares y las potencias adjudicadas. La consolidación del derecho a percibir dicho régimen exige la inscripción en estado de explotación, una vez finalizada la instalación dentro del plazo concedido al efecto y en cumplimiento de las características técnicas con las que fue concebida.

El desarrollo de las herramientas para el cálculo de la retribución específica ocupa un lugar destacado en el proyecto en tramitación. A estos efectos, se enumeran los parámetros retributivos más relevantes para configurar cada instalación tipo y se perfilan las nociones de retribución a la inversión y a la operación, así como el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

También se abordan las singularidades de la revisión de los parámetros retributivos, incluido el valor sobre el que ha de girar la rentabilidad razonable, en este caso, imponiéndose al Ministro de Industria, Energía y Turismo la elevación del Consejo de Ministros de un anteproyecto de ley con la oportuna propuesta. Asimismo, se determinan las condiciones en las que pueden revisarse los demás parámetros, tarea que habrá de acometerse, en atención a la naturaleza del parámetro objeto de revisión, cada periodo regulatorio de seis años, semiperiodo de tres años o anualmente.

Finalmente, la concreción del régimen legal también alcanza a los procedimientos a través de los cuales puede producirse la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, tanto en estado de preasignación como de explotación.

Esta ilustración del contenido del citado real decreto puede completarse con los aspectos destacados del mismo,

una vez aprobado, en el dictamen 539/2014, al informar el proyecto de orden de parámetros. Dicho dictamen se detenía en la explicación del diferente tratamiento retributivo que merecían las instalaciones en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en función de si tales instalaciones tenían o no reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico:

Tan importante como el articulado de este reglamento es su parte final, de cuyas previsiones van a resaltarse las siguientes, por su conexión directa con el ámbito de aplicación del proyecto remitido en consulta:

- *Instalaciones existentes (en las que inciden especialmente las disposiciones adicionales segunda y tercera y transitoria primera):*

De conformidad con la disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, cuyo fundamento radica en lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se establece un régimen retributivo específico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley. En particular, tal régimen retributivo específico, con efectos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, está destinado a las instalaciones que a dicha fecha tuvieran reconocido el régimen económico primado previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la activi-

dad 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, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Son objeto de una mención específica en la disposición adicional tercera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador, al amparo del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Y ello porque, de acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la disposición final tercera, apartado 2, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para estas instalaciones el régimen retributivo específico estará compuesto, en vez de por una retribución a la inversión y otra a la operación, por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

La inscripción en el registro de régimen retributivo específico de las instalaciones existentes se regula en la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que contiene, como se ha visto, varias de las habilitaciones en que descansa la orden remitida en consulta.

- *Instalaciones de tecnologías de producción que no hubieran alcanzado los objetivos de potencia (a las que se refiere fundamentalmente la disposición adicional cuarta):*

Tal y como ha sido indicado, la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla la posibilidad de otorgar reglamentariamente —hasta un máximo de 120 MW y sin la tramitación de un procedimiento de concurrencia competitiva— el régimen retributivo específico previsto en el artículo 14.7 del mismo texto legal a las instalaciones de aquellas tecnologías de producción que no hubieran alcanzado los objetivos de potencia previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (esto es,

tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica), y que se vieron afectadas por la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución decretada por el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero. La disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, tiene por finalidad hacer efectiva dicha posibilidad, estableciendo el régimen retributivo específico a favor de estas instalaciones, al tiempo que remite la aprobación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo derivadas de ellas al Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, finalidad a la que también responde la norma sometida ahora a consulta.

- Finalmente, el dictamen 539/2014 describió así el alcance y finalidad de la —entonces proyectada— Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

En correspondencia con las distintas habilitaciones específicas en que se ampara el texto consultado, éste responde a una multiplicidad de objetivos, entre ellos, fijar la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las previstas en él, completar los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas o desarrollar la metodología de aplicación del régimen retributivo para aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realizase con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios.

Pese a tal multiplicidad, un objetivo destaca sobre los restantes: la clasificación de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del proyecto durante el primer semiperiodo regulatorio (desde el 14 de julio de 2013, fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta el 31 de diciembre de 2016) y la definición de los parámetros retributivos correspon-

dientes a cada una de ellas. Las instalaciones incluidas en dicho ámbito son las instalaciones existentes y las de tecnologías que no hubieran alcanzado los objetivos de potencia, nociones que han sido objeto de una ilustración detenida.

Por consiguiente, la importancia del texto proyectado deriva de la concreción de las instalaciones tipo —como piedra angular del nuevo régimen retributivo y jurídico— correspondientes a tales instalaciones. En este sentido, conviene recordar que cada instalación tipo engloba un conjunto homogéneo de instalaciones reales asignadas a la misma, para lo que la clasificación de instalaciones tipo atiende a la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como a cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

De esta forma, el régimen retributivo específico no se calcula de forma individualizada para cada instalación de producción, sino por instalaciones tipo, asociándose a cada una de ellas una pluralidad de instalaciones reales de la misma tecnología y características, a las que se aplica la misma retribución específica. Mediante la misma ha de permitirse «una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable» (artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), la cual está valorada, tal y como precisa la memoria del análisis de impacto normativo, en 7,398% para las instalaciones existentes (fruto de añadir 300 puntos básicos al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2003 y el 30 de junio de 2013, de acuerdo con la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico) y en 7,503% para las instalaciones de tecnologías que no hubieran alcanzado los objetivos de potencia (resultante de sumar la media de las cotizaciones de las Obligaciones del Estado durante los meses de abril, mayo y junio de 2013 más los 300 puntos básicos, con arreglo a la disposición adicional décima de la ley citada).

La extraordinaria complejidad de las operaciones de clasificación de las instalaciones tipo y concreción de sus respecti-

vos parámetros retributivos es notoria a la vista del volumen de tales operaciones. No hay que olvidar que la clasificación afecta a las más de 60.000 instalaciones existentes y que, como resultado de la clasificación de estas y de las instalaciones de tecnologías que no hubieran alcanzado los objetivos de potencia, se distinguen 1.492 instalaciones tipo, cada una de las cuales cuenta con una ficha descriptiva del cálculo de los parámetros retributivos en el anexo VIII del proyecto remitido en consulta. Como resalta la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la categorización se ha llevado a cabo atendiendo a las circunstancias normativas históricas existentes y a los años transcurridos, con el objetivo de ofrecer un tratamiento que se ciñese tanto como fuera posible a la realidad económica, también dispar, que han vivido las instalaciones.

La aprobación de la orden remitida en consulta tendrá importantes consecuencias para el sector en los planos jurídico y económico.

Desde una perspectiva jurídica, el proyecto completa la reforma del modelo retributivo de la producción energética a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Si hasta ahora los operadores del sistema conocían los pilares sobre los que pivota dicha reforma, la disposición proyectada procede a la concreción de estos pilares mediante la clasificación de las instalaciones tipo y la definición de sus parámetros retributivos, de modo que cada uno de los operadores afectados pueda calcular el impacto particular de la reforma sobre las instalaciones de la que es titular. Con ello se pondrá fin a la situación de incertidumbre que vive el sector (a la que se refería el dictamen 39/2014, de 6 de febrero, y que deriva del hecho de que los operadores siguen percibiendo como pagos a cuenta desde el 14 de julio de 2013 las liquidaciones resultantes del régimen primado del Real Decreto 661/1997, de 25 de mayo, de conformidad con lo previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la disposición transitoria sexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico). La trascendencia de la norma en tramitación es todavía mayor, si cabe, en lo que atañe a la determinación de la

vida útil regulatoria y la cuantificación de valor inicial de la inversión, al tratarse de parámetros no revisables.

Desde la óptica económica, las cifras en que se plasma el impacto de la norma en tramitación son suficientemente expresivas. De acuerdo con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el ajuste retributivo esperado como consecuencia de la aplicación de los parámetros introducidos por la disposición proyectada habrá de conducir a un descenso de aproximadamente 1.700 millones de euros en la retribución estimada para el año 2014. Este ajuste no significa, en absoluto, la desaparición del apoyo a las tecnologías de generación renovable, cogeneración y residuos, que, según la memoria del análisis de impacto normativo, han recibido hasta el año 2013 unos 56.300 millones de euros en concepto de primas y se espera que perciban desde el año 2014 hasta el final de su vida útil unos 142.530 millones de euros más, de modo que la cifra global de las retribuciones adicionales al precio de mercado percibidas y pendientes de percibir se sitúa en el entorno de los 200.000 millones de euros.

En definitiva, se trata de un proyecto trascendental para todas las instalaciones incluidas en su ámbito, que concluye la delimitación del régimen retributivo aplicable a las mismas, iniciada por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, con vistas a reforzar su previsibilidad y ajustar la rentabilidad razonable de dichas instalaciones a la correspondiente a la instalación tipo asociada.

c) Valoración general del Consejo de Estado

El desarrollo reglamentario de la LSE en materia de producción energética a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ha sido valorado positivamente, con carácter general, por el Alto Cuerpo Consultivo.

En el dictamen 39/2014, a propósito del proyecto después aprobado como Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se dijo:

Desde una perspectiva global, estima el Consejo de Estado que la disposición proyectada se compadece con la legislación

que sirve de cobertura y resulta adecuada para alcanzar los objetivos propuestos, que se relacionan en la memoria del análisis de impacto normativo.

Con base en las premisas contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el proyecto analizado construye un régimen jurídico y, sobre todo, retributivo que difiere sustancialmente de los anteriores sistemas de apoyo a la producción eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y valorización energética de residuos. Teniendo en cuenta el grado de implantación y madurez de estas tecnologías, el régimen retributivo específico se limita a garantizar la competencia con otras tecnologías en plano de igualdad. Mediante la utilización de procedimientos de concurrencia competitiva para acceder a dicho régimen y el diseño de un sistema flexible, capaz de adecuarse a circunstancias cambiantes gracias a revisiones periódicas, se persigue garantizar que la retribución adicional que se otorgue, en su caso, a las energías renovables, la cogeneración y la valorización energética de residuos no comprometa en el futuro la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Estos factores se acomodan a las mejores prácticas de la Unión Europea, de acuerdo con el documento de trabajo sobre el diseño de los sistemas de apoyo a las energías renovables hecho público por la Comisión el 5 de noviembre de 2013.

Sin duda, la tramitación pari passu de este proyecto y la reforma legislativa que pretende desarrollar, ha facilitado la sujeción de aquél a ésta. Sobre este punto, interesa resaltar otra vez que los principales elementos sobre los que descansa el nuevo régimen retributivo de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos han sido recogidos por el legislador. Aspectos como la configuración de la rentabilidad razonable con base en las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial, los términos en que se reconoce a las fuentes renovables y la cogeneración las prioridades de despacho y de acceso y conexión a la red, o el papel atribuido a la noción de instalación tipo como punto de partida para el cálculo de la retribución específica, han sido cuestionados en ocasiones en el trámite de audiencia en el seno del Con-

sejo Consultivo de Electricidad o ante el Consejo de Estado, no obstante lo cual, habiendo sido incorporados tales aspectos a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el principio de jerarquía normativa impone la plena acomodación a ésta del proyecto reglamentario. Igual razonamiento ha de presidir el análisis del régimen retributivo de las instalaciones existentes, al que se dedicará una observación general.

En el dictamen 539/2014 se expresó igual juicio global favorable a la aprobación del proyecto de orden ministerial de parámetros, con apoyo en el parecer expresado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

Es evidente que en una orden ministerial como la proyectada los aspectos técnicos tienen una importancia capital. De ahí que el respaldo otorgado al contenido del proyecto por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia constituya garantía suficiente del acierto global de las medidas que introduce. A juicio de este organismo, la clasificación empleada era, «pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta». También expresa el supervisor un parecer general favorable a los métodos empleados para el cálculo de los parámetros retributivos, conectando el ajuste económico cuya producción se anticipa, no a una cuantificación de tales parámetros inadecuada o alejada de la realidad, sino a la decisión del legislador de perfilar la rentabilidad razonable referida a cada instalación tipo que ha de resultar predicable de todas las instalaciones asociadas desde el inicio de sus respectivas vidas útiles. No hay que olvidar, por lo demás, el relevante impacto que han tenido el informe emitido por dicho organismo y las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia en el texto consultado, que, entre otros aspectos (como la delimitación de la metodología de cálculo de los precios estimados de mercado), ha dado lugar a una clasificación de las instalaciones tipo más matizada y próxima a la diversidad de las plantas de producción energética, pasando el número de tales instalaciones de menos de mil trescientos a una cifra muy próxima a mil quinientos.

Este juicio positivo que merece el proyecto y sus extensos anexos en opinión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha sido óbice para la detección de anomalías en ciertos estándares durante el proceso de evaluación de dicho texto, las cuales han sido consideradas y corregidas. En estas circunstancias, es recomendable una revisión final para depurar, de haberlas, situaciones similares. Hay que tener en cuenta que el desacuerdo expresado por varios interesados con los parámetros que afectan a las instalaciones de que son titulares viene apoyado en extensos informes periciales cuya ponderación es conveniente. En algún supuesto extremo la desavenencia con los estándares fijados en el proyecto están referidos a una instalación tipo con una única instalación real asociada, cuyo titular presenta la documentación acreditativa de la inversión y de los costes de explotación para reputar insuficientes los respectivos parámetros previstos en la orden. Es cierto que incluso en estos casos el texto debe velar por la coherencia entre los parámetros retributivos de todas las instalaciones tipo, de modo que el dato aislado de una instalación real que constituye por sí sola una instalación tipo no ofrezca unos estándares alejados de otras instalaciones tipo cuyas características comparte parcialmente, pero es preciso extremar las cautelas y respaldar técnicamente las diferentes operaciones que reflejan los anexos del proyecto.

En consonancia con la participación masiva en los procedimientos de elaboración de ambas disposiciones normativas, reflejo de su enorme impacto (particularmente sobre las instalaciones existentes), el Tribunal Supremo ha resuelto ya más de un centenar de recursos contencioso-administrativos contra ellas, predominando claramente los pronunciamientos desestimatorios¹⁸.

¹⁸ La primera resolución, en sentido desestimatorio, fue la Sentencia de 1 de junio de 2016 (rec. 650/2014). Muchos de los pronunciamientos desestimatorios cuentan con votos particulares.

Como excepción, la Sentencia del Tribunal Supremo de 20 de junio de 2016 (rec. 485/2014, interpuesto por la Asociación de Empresas para el Desimpacto Ambiental del Purín) y las que siguieron su estela

III.2. Principales problemas jurídicos

No cabe duda de que la profundidad del cambio acometido en el régimen retributivo de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos ha planteado importantes retos a los juristas, que tienen su máxima expresión en la sucesión normativa. No se trata, en cualquier caso, de una novedad, toda vez que la conformidad de los cambios regulatorios con los principios de seguridad jurídica y confianza legítima se viene suscitando con asiduidad en el sector eléctrico durante, al menos, la última década. Además de esta cuestión, merecieron reflexiones generales la configuración como excepcional del régimen retributivo de dichas fuentes de energía y la inclusión en el mismo de determinados elementos.

a) La sucesión normativa

Uno de los aspectos que mayor controversia suscitó en la tramitación administrativa de estas iniciativas (y, posterior-

estimaron parcialmente las pretensiones aducidas en la parte referida a las instalaciones de tratamiento y reducción del purín en cuanto a los valores y parámetros relativos a costes de inversión y de explotación, así como en la ponderación de otros ingresos de explotación y del autoconsumo, emplazándose a la Administración a aprobar en el plazo de cuatro meses la regulación sustitutiva de la anulada. Se sostuvo que la Orden IET/1045/2014 había ignorado las singularidades de las plantas de tratamientos de purines, que desde su origen habían venido siendo consideradas como instalaciones de producción de energía eléctrica distintas a las de cogeneración y estrechamente vinculadas al compromiso medioambiental de tratamiento y reducción de residuos; en efecto, la prueba pericial practicada había puesto de manifiesto que, al equiparar las plantas de tratamiento de purines con las instalaciones convencionales de cogeneración, la Orden IET/1045/2014 había asignado a aquéllas unos valores y parámetros que no se ajustaban a la realidad ni se correspondían con los estándares del sector, de lo que era indicativo el hecho de que todas las instalaciones de tratamiento de purines existentes en España hubieran cesado en su actividad.

mente, en sede jurisdiccional) fue el régimen retributivo aplicable a las instalaciones existentes de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, entendiéndose por tales aquellas que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Y ello por cuanto muchas de las empresas y asociaciones del sector invocaron en audiencia, primero, y en vía judicial, después, el principio de seguridad jurídica y sus derivaciones (confianza legítima e irretroactividad) para sustentar la oposición al nuevo régimen retributivo aplicable a tales instalaciones, el cual fue tachado de inconstitucional por vulnerar tales principios. La importancia económica derivada de este factor se deducía fácilmente del número de instalaciones integrantes de dicho colectivo (aproximadamente 63.000, de acuerdo con la memoria del análisis de impacto normativo del proyecto reglamentario aprobado como Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).

También se ha declarado la nulidad del artículo 49.1 m) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que establecía como motivo de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación «cualquier otro incumplimiento de las obligaciones y requisitos» previstos en dicho reglamento (entre otras, Sentencia del Tribunal Supremo de 20 de junio de 2016, rec. 452/2014). A juicio de la Sala Tercera, en los términos tan laxos en que aparecía redactada esta previsión, que no contenía ninguna especificación precisa acerca de la entidad, la naturaleza o la relevancia del incumplimiento de las obligaciones y requisitos exigidos a los titulares de instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables para acogerse al régimen retributivo específico, que comportaba en el supuesto de que se haya acreditado dicho incumplimiento la cancelación de la inscripción en el registro de dicho régimen retributivo específico, y, en consecuencia, la pérdida de la retribución, el Gobierno, en el ejercicio de su potestad reglamentaria, había vulnerado el principio de proporcionalidad.

Para reflejar el debate surgido en torno a esta cuestión, se reproducirá sucesivamente el tratamiento que recibió por parte del Consejo de Estado al informar el anteproyecto de LSE y las dos normas de desarrollo en la materia, para concluir con una breve referencia a la posición mantenida al respecto por el Tribunal Constitucional y el Tribunal Supremo.

El dictamen 937/2013 planteó frontalmente la conformidad del anteproyecto legislativo con el principio de seguridad jurídica en su regulación del régimen económico de las instalaciones existentes, acudiendo al origen y el contenido del principio de confianza legítima. Estas reflexiones terminaban con un llamamiento a la prudencia a la hora de considerar factores pretéritos para calcular la retribución futura de las instalaciones existentes:

Una de las principales novedades del anteproyecto remitido en consulta consiste en la desaparición del denominado «régimen especial» de producción de energía eléctrica, en cuyo lugar se prevé la posibilidad de establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Dicha posibilidad, calificada de «excepcional» por el artículo 14.7 del texto analizado, supone el abandono definitivo del modelo procedente del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, a cuya derogación procedió el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Como mero recordatorio, conviene apuntar las novedades que, a este respecto, introdujo el real decreto-ley citado:

- *Mediante la reforma del artículo 30.4 de la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, se habilitó al Gobierno para aprobar un nuevo régimen retributivo para la producción procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos, basado en los siguientes elementos:*

– primero, en la participación en el mercado de producción y la percepción del precio de mercado;

– segundo, en la eventual percepción adicional de una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo;

– tercero, en el cálculo de esta retribución adicional a partir de la consideración, a lo largo de toda la vida útil regulatoria, para una instalación tipo de cada tecnología y en referencia a la actividad de una empresa eficiente y bien gestionada, de unos valores estándares de los ingresos proporcionados por su participación en el mercado, de los costes de explotación medios necesarios para desarrollar la actividad y del valor de la inversión inicial de la instalación;

– cuarto, en la concreción de la noción de «rentabilidad razonable», al especificar que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado; y

– finalmente, en la revisión cada seis años de los parámetros retributivos para mantener la aludida rentabilidad razonable.

Se constata, por consiguiente, que estos elementos coinciden con los plasmados en el artículo 14.7 del anteproyecto.

• En virtud de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, para las instalaciones con derecho al régimen económico primado antes del 14 de julio de 2013 (fecha de su entrada en vigor), se fijó una rentabilidad, antes de impuestos, con un diferencial de trescientos puntos básicos, sumado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años.

- *Con el objetivo de mantener los flujos retributivos de las instalaciones primadas, conforme a la disposición transitoria tercera del real decreto-ley citado, se mantuvo —con carácter general— la aplicación transitoria del derogado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta la entrada en vigor del nuevo régimen retributivo, previéndose el abono, con carácter de pago a cuenta, de las correspondientes liquidaciones efectuadas de acuerdo con el reglamento derogado, para la posterior regularización (desde el 14 de julio de 2013 hasta la vigencia del nuevo régimen) de los derechos de cobro o las obligaciones de pago resultantes del carácter de coste o ingreso liquidable del sistema.*

Con arreglo a la disposición transitoria sexta de la ley en tramitación, las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor de ésta, «continuarán percibiéndolo con carácter de pago a cuenta, en los términos previstos en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio».

En definitiva, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, adelantó la desaparición del régimen especial de producción de energía eléctrica y estableció los elementos en que ha de basarse la implantación de un régimen retributivo específico en este ámbito.

En consonancia con el objetivo principal de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico a largo plazo, el anteproyecto incorpora dichos elementos. De lo dispuesto en el artículo 14.7 se infiere que el régimen retributivo específico que, en su caso, se establezca será único para todas las instalaciones, tanto para las que tienen derecho a la percepción de un régimen económico primado como para las nuevas instalaciones. Esta conclusión se ve corroborada por la disposición transitoria sexta citada, que remite a las previsiones transitorias del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, basadas en el abono, con carácter de pago a cuenta, de las liquidaciones efectuadas al amparo del derogado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El hecho de que los cambios sustanciales previstos en el anteproyecto en cuanto al régimen retributivo para la produc-

ción procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos tengan su origen en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, no ha impedido que durante el trámite de alegaciones seguido ante el Consejo Consultivo de la Electricidad haya sido reiterada la invocación del principio de seguridad jurídica y de sus derivaciones (confianza legítima e irretroactividad) para sustentar la oposición a tales cambios, los cuales son tachados de inconstitucionales por varias de las empresas y asociaciones participantes en dicho trámite.

El principio de protección de la confianza legítima, acuñado por la jurisprudencia de los Tribunales de la República Federal de Alemania en los años sesenta del siglo pasado, se incorporó al acervo comunitario, del que fue importado por la jurisprudencia del Tribunal Supremo y del Tribunal Constitucional y la doctrina del Consejo de Estado así como, finalmente, por el legislador (3.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, modificado por la Ley 4/1999, de 13 de enero). Como señalara este Cuerpo Consultivo en su dictamen 1.441/2012, de 21 de febrero de 2013, es nota común al proceso de propagación de este principio la atribución al mismo «de una doble virtualidad, en la medida en que puede tanto comportar la anulación de la norma o del acto contrario a sus postulados como fundamentar la obligación de responder por los daños y perjuicios ocasionados por su quebrantamiento». La primera de estas perspectivas es la que interesa a los efectos del presente dictamen, en la medida en que la protección de la confianza legítima opera como límite al legislador.

En efecto, desde finales de los años ochenta el Tribunal Constitucional ha utilizado la protección de la confianza legítima, en cuanto derivación del principio de seguridad jurídica, como parámetro para el enjuiciamiento de leyes retroactivas. La invocación por el Tribunal Constitucional de la confianza legítima tiene lugar por primera vez, con cita de la Sentencia del Tribunal Constitucional Federal alemán de 19 de diciembre de 1961, en la Sentencia 126/1987, de 16 de julio, al reflejar «una línea argumental que, partiendo de la idea del Estado de

Derecho y de los principios que lo informan, considera que las normas tributarias retroactivas pueden estimarse constitucionalmente ilegítimas cuando atentan a tal principio y a la confianza de los ciudadanos», para aclarar inmediatamente que «el principio de seguridad jurídica no puede erigirse en valor absoluto por cuanto daría lugar a la congelación del ordenamiento jurídico existente, siendo así que éste, al regular relaciones de convivencia humana, debe responder a la realidad social de cada momento como instrumento de perfeccionamiento y de progreso».

En este contexto, la Sentencia del Tribunal Constitucional 126/1987 citada añade, en una doctrina reiterada en varios pronunciamientos (entre ellos, la Sentencia 89/2009, de 20 de abril), que «el grado de retroactividad de la norma cuestionada, así como las circunstancias específicas que concurran en cada caso, se convierten en elemento clave en el enjuiciamiento de su presunta inconstitucionalidad. Y a estos efectos resulta relevante la distinción entre aquellas disposiciones legales que con posterioridad pretenden anudar efectos a situaciones de hecho producidas o desarrolladas con anterioridad a la propia Ley y las que pretenden incidir sobre situaciones o relaciones jurídicas actuales aún no concluidas. En el primer supuesto -retroactividad auténtica-, la prohibición de la retroactividad operaría plenamente y sólo exigencias cualificadas del bien común podrían imponerse excepcionalmente a tal principio; en el segundo -retroactividad impropia-, la licitud o ilicitud de la disposición resultaría de una ponderación de bienes llevada a cabo caso por caso teniendo en cuenta, de una parte, la seguridad jurídica y, de otra, los diversos imperativos que pueden conducir a una modificación del ordenamiento jurídico-tributario, así como las circunstancias concretas que concurren en el caso».

En particular, en el marco del sector eléctrico, el Tribunal Supremo se ha pronunciado en múltiples ocasiones acerca de la virtualidad de los principios enunciados, negando su conculcación como consecuencia de las sucesivas modificaciones de la retribución del régimen especial.

Como resalta el Alto Tribunal en la Sentencia de 12 de abril de 2012 (que declaró la conformidad a Derecho de la reforma introducida en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en una doctrina reiterada en más de ochenta resoluciones judiciales a lo largo de 2012), «los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un «derecho inmodificable» a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de sus retribuciones, cuando ellos mismos han optado por no acudir al mercado (posibilidad que siempre les queda abierta) sino beneficiarse de un sistema público de fijación de aquéllas». A partir de estas premisas, el Tribunal Supremo ha rechazado que la modificación operada por el Real Decreto 1565/2010 resultase inesperada o atentara contra la confianza de sus destinatarios, considerando que éstos no pueden aspirar a su invariabilidad ni el principio de referencia puede tener como consecuencia la congelación del ordenamiento jurídico.

Tampoco aprecia el Tribunal Supremo objeción alguna a dicha modificación desde la óptica del principio de irretroactividad, al apreciar que «no entran dentro del ámbito de la retroactividad prohibida las disposiciones que, carentes de efectos ablativos o peyorativos hacia el pasado (no obligan a revisar ni remueven los hechos pretéritos, no alteran la realidad ya consumada en el tiempo, no anulan los efectos jurídicos agotados), despliegan su eficacia inmediata hacia el futuro aunque ello suponga incidir en una relación o situación jurídica aún en curso».

El examen de la reforma en curso (cuyas líneas maestras ya están en vigor, en virtud del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio) a la luz de la interpretación jurisprudencial de los principios mencionados, conduce a sostener la constitucionalidad de las medidas proyectadas. A pesar de que esta reforma tiene un calado muy superior a las anteriores modificaciones del sistema retributivo del régimen especial, habida cuenta de que el

anteproyecto conlleva la desaparición de éste en cuanto tal, con la posibilidad excepcional de sustituirlo por un régimen retributivo específico basado en parámetros diferentes, la extrapolación al asunto consultado de las premisas de las que parte la jurisprudencia lleva a mantener la conformidad a los parámetros constitucionales de la regulación anteproyectada.

En tal sentido, procede destacar varias ideas.

Como punto de partida, la aprobación de un régimen retributivo determinado, como el que resultaba del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, no genera en los titulares de las instalaciones beneficiarias del mismo un derecho a la conservación de dicho régimen, sin que quepa aspirar legítimamente a la petrificación del ordenamiento jurídico. Por lo demás, aun cuando el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, parece considerar como una mera posibilidad la existencia de un régimen retributivo específico para la producción procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos (posibilidad a la que el anteproyecto dota de un carácter excepcional), cuestión sobre la que se volverá más adelante, lo cierto es que para las instalaciones con derecho a un régimen económico primado a la entrada en vigor de dicho real decreto-ley, éste contempla en su disposición adicional primera una rentabilidad, antes de impuestos, con un diferencial de trescientos puntos básicos, sumado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años. Más allá de la valoración que merezca la concreción al presente caso del concepto de «rentabilidad razonable», la previsión mentada está orientada a atenuar los efectos del tránsito del régimen primado al nuevo modelo, de modo que, sin perpetuarse el reconocimiento de una prima o la percepción de una tarifa regulada, se favorezca una retribución basada en criterios de razonabilidad económica.

Por otra parte, respecto al principio de confianza legítima, no cabe concebir la reforma del sector eléctrico como inesperada, considerando la notoriedad de la situación de déficit tarifario, que amenaza la viabilidad misma del sistema. Por ello, si bien el concreto alcance y los términos de la reforma no han

sido conocidos hasta la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el inicio de la tramitación del anteproyecto consultado, la necesidad de acometer grandes cambios —con incidencia en todos los elementos del sistema, tanto ingresos como costes— podía ser anticipada por cualquier operador diligente. Dicho de otro modo, ante el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico, a cuya solución se consagra el anteproyecto, los sujetos dedicados a las distintas actividades del suministro eléctrico, concededores de tal deterioro, no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita. No concurren, por ello, los requisitos para oponer el principio de confianza legítima a la regulación consultada.

Por último, en lo que atañe específicamente a la prohibición —salvo excepciones— de la retroactividad auténtica, cabe afirmar, con carácter general, que el régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, carece en el anteproyecto de vocación retroactiva, al no estar llamado a determinar la retribución pasada de las instalaciones existentes, sino la que puedan percibir las instalaciones, existentes o nuevas, con posterioridad a la vigencia de la reforma iniciada con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

En mérito de lo expuesto, el régimen retributivo previsto en el texto analizado para las instalaciones de producción de energía eléctrica antes comprendidas en el régimen especial no contradice el principio de seguridad jurídica ni sus derivaciones ni incurre, por este motivo, en vicio de inconstitucionalidad.

Esta conclusión no es obstáculo para realizar las siguientes reflexiones:

- En primer término, ante la necesidad de acometer una reforma global para afrontar el déficit tarifario, como problema estructural del sistema, se impone una valoración —para la que no es este el lugar adecuado— de las circunstancias que han desembocado en la situación actual, con el objetivo de evitar que se reproduzcan en el futuro. En particular, el

régimen especial de producción de energía eléctrica ha estado sometido en los últimos años a un riesgo regulatorio muy intenso (superior, se diría, al de cualquier otro sector económico regulado), el cual ha generado una elevada litigiosidad, tanto en el ámbito jurisdiccional español, como consecuencia de la sucesiva impugnación en vía contencioso-administrativa del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, así como de las posteriores modificaciones de éste, como en el orden arbitral internacional. A pesar de la desestimación de tales recursos directos, al no ser apreciada por el Tribunal Supremo la quiebra de los principios estudiados, no cabe desconocer que el riesgo regulatorio manifestado en los continuos cambios del régimen especial produce un efecto desincentivador de las inversiones. Ha de aspirarse, por ende, a una mayor estabilidad de la regulación en este ámbito.

- *En segundo término, por parte de varias entidades, se ha expresado en el expediente la preocupación por la retroactividad (que se dice auténtica) derivada del cálculo de la retribución específica -todavía por implantar, al haber sido remitida su regulación al desarrollo reglamentario- a partir de datos procedentes de toda la vida útil regulatoria de las instalaciones, incluidos, por lo tanto, los anteriores a la entrada en vigor de la reforma en curso.*

Sin necesidad de descender a calificar el concreto grado de retroactividad, debe constatarse que un modelo de cálculo de la retribución específica basado en datos estándar de ingresos por venta de energía, costes de explotación y valor de la inversión inicial, en función de cómo se aplicasen a una instalación existente, podría suponer la toma en consideración de hechos pretéritos, aunque fuera para el abono de retribuciones futuras. Considerando tanto las dificultades derivadas de recabar la información sobre los tres parámetros aludidos cuando ha transcurrido largo tiempo desde la apertura de la instalación de que se trate, como las objeciones ligadas a los principios de referencia que podría suscitar la consideración de factores consumados, el Consejo de Estado recomienda la adopción de las máximas cautelas a la hora de ordenar la aplicación temporal

del régimen retributivo específico que, en su caso, resulte aplicable a las instalaciones existentes con anterioridad al 14 de julio de 2013.

Este llamamiento a la prudencia se tradujo en la legalización de las premisas del modelo, al recogerse en la disposición final tercera de la LSE (apartado 3) la garantía de la rentabilidad razonable de las instalaciones (girando tal rentabilidad, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de las revisiones en cada periodo regulatorio), pero en conexión con la totalidad de la vida regulatoria de dichas instalaciones. Como límite a esta consideración temporal, añadió el apartado 3 de dicha disposición final que, en ningún caso podría resultar de dicho nuevo modelo retributivo la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatare que en esta fecha pudiera haberse superado la antedicha rentabilidad.

Precisamente, el origen legal de los criterios rectores del régimen retributivo de las instalaciones existentes constituyó el principal argumento para respaldar su desarrollo reglamentario por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, al dictaminarse su proyecto (dictamen 39/2014):

[...] Para el cálculo de esta retribución específica, se parte de datos procedentes de toda la vida útil regulatoria de las instalaciones, incluidos, por lo tanto, los anteriores a la entrada en vigor de la reforma en curso. La memoria del análisis de impacto normativo realiza un loable esfuerzo para sustentar en términos económicos que el concepto de «rentabilidad razonable», cuya obtención debía asegurarse a los titulares de las instalaciones, también con arreglo a la redacción del artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléc-

trico, anterior al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, ha de estar referido «necesariamente» al proyecto en su conjunto y, por ende, a toda la vida del mismo, «siendo indiferente, desde el punto de vista financiero, que los flujos de ingresos (o costes) se produzcan al principio o al final».

En todo caso, con carácter previo a cualquier valoración de este modelo, es preciso dilucidar si la toma en consideración de factores pretéritos a la hora de calcular la retribución futura de las instalaciones existentes es una decisión del legislador o, por el contrario, tiene su origen en el propio texto reglamentario en tramitación, en uso de la habilitación para establecer el régimen jurídico y económico de tales instalaciones.

Comparte el Consejo de Estado el criterio de la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el sentido de que es la legislación de cobertura la que diseña para las instalaciones existentes un modelo retributivo basado en la consideración de toda la vida útil del proyecto. Así resulta de la exégesis de los apartados 3 y 4 —antes transcritos— de la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (incorporada al proyecto remitido para su tramitación a las Cortes Generales, pero que no obraba en el anteproyecto informado por este Consejo de Estado). En efecto, el apartado 3 de dicha disposición define la rentabilidad razonable que ha de procurarse a las instalaciones existentes por referencia a «toda la vida regulatoria de la instalación». Y, sobre todo, el apartado 4 impide de forma taxativa que del nuevo modelo retributivo resulte «la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatare que en dicha fecha pudiera haberse superado dicha rentabilidad», límite éste infranqueable toda vez que la solución contraria habría caído de lleno en el ámbito de la retroactividad auténtica proscrita por la Constitución.

A la vista de estas previsiones, parece claro que el modelo legal a cuyo desarrollo responden varias disposiciones de la parte final del proyecto, exige tomar en consideración todos los

parámetros retributivos de la vida regulatoria de las instalaciones existentes, incluidos los anteriores a la reforma del sector eléctrico iniciada por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de tal forma que, si la rentabilidad obtenida por una instalación antes de la fecha de entrada en vigor de éste no satisface la razonabilidad concretada legalmente, se generará el derecho de la instalación al régimen retributivo específico, pero, de haberse alcanzado dicha rentabilidad razonable o, incluso, rebasado, no surge tal derecho, aunque tampoco cabe reclamar las retribuciones percibidas en exceso de esta rentabilidad. No de otra forma puede ser entendida la disposición final tercera de la ley de cobertura.

En atención a lo expuesto, la ponderación de los datos generados a lo largo de toda la vida útil de las instalaciones existentes, incluidos los costes e ingresos desde el inicio del proyecto, que contempla el proyecto reglamentario, no solamente está amparada por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sino que viene impuesta por ella. Dicho de otro modo, no tendría encaje en el nuevo modelo retributivo diseñado por el legislador para las instalaciones existentes un proyecto que aspirarse a calcular la retribución específica de las mismas a partir de la valoración exclusiva de los parámetros posteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Cabe constatar, en consecuencia, la acomodación del texto analizado a la ley que sirve de cobertura.

En estas circunstancias, no resulta procedente entrar a enjuiciar, a la luz de los principios constitucionales de seguridad jurídica y confianza legítima, el modelo retributivo de las instalaciones existentes, en la medida en que dicho modelo ha sido trazado por el legislador, en particular en el aspecto en el que se concentran las objeciones formuladas por asociaciones y empresas del sector, es decir, la consideración de hechos pretéritos, aunque sea para el cálculo de retribuciones futuras. En este sentido, debe prevalecer el principio de presunción de constitucionalidad de las leyes, al que alude, entre otros, el dictamen 2.608/2004, de 28 de octubre. Por lo demás, como ha señalado el Consejo de Estado en numerosas ocasiones (en-

tre otros, dictámenes 3.480/2003, de 18 de diciembre, 800/2006, de 22 de junio, y 991/2011, de 21 de julio), la pendencia de recursos de inconstitucionalidad interpuestos por varias Comunidades Autónomas contra la legislación de cobertura no supone un obstáculo jurídico para la aprobación de la norma reglamentaria destinada a desarrollarla. De este modo, el hecho de que, como se hace constar en el informe de la Dirección General de Coordinación de Competencias con las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, del que trae causa del desarrollo proyectado de la retribución de las instalaciones existentes, haya sido objeto de impugnación ante el Tribunal Constitucional invocándose la vulneración de los principios constitucionales de irretroactividad, confianza legítima y seguridad jurídica por el nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, no es óbice para la adopción de la disposición en curso, pero sí puede hacer impertinente cualquier reflexión acerca de la acomodación del proyecto a los principios aludidos.

Con todo, cabe hacerse eco de los argumentos esgrimidos por distintas asociaciones y entidades en cuanto a la imposibilidad de evaluar el impacto de la reforma en tramitación, a falta de conocer la orden ministerial de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

A juicio del Consejo de Estado, la remisión de tales parámetros a una orden ministerial, la cual habrá de dictarse previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno en Asuntos Económicos, está justificada a la vista del elevadísimo carácter técnico de su contenido, del que es reflejo la previsible clasificación de las instalaciones existentes en aproximadamente 900 instalaciones tipo. Sin perjuicio de ello, procede resaltar la importancia de fomentar la participación de las empresas interesadas en la elaboración de dicha clasificación a través del oportuno trámite de audiencia y de la adecuada ponderación de las alegaciones que en él se formulen, garantías que deben preceder la aprobación de la orden ministerial

de referencia, con la que habrá de ponerse fin a la incertidumbre que vive el sector (que continúa percibiendo como pagos a cuenta desde el 14 de julio de 2013 las liquidaciones resultantes del régimen primado del Real Decreto 661/1997, de 25 de mayo, de conformidad con lo previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio).

Este mismo argumento (sustento legal del modelo retributivo de las instalaciones existentes) condujo al Consejo de Estado a considerar ocioso replantearse de nuevo la misma cuestión al analizar el proyecto de orden de parámetros, sin perjuicio de lo cual se realizaron las siguientes reflexiones al respecto (dictamen 539/2014):

No va a analizarse nuevamente la aducida vulneración del principio de seguridad jurídica y sus derivaciones (confianza legítima e irretroactividad) que, a juicio de muchos de los actores del sistema, se produce como consecuencia de la toma en consideración para el cálculo de la retribución específica de datos procedentes de toda la vida útil regulatoria de las instalaciones existentes, incluidos, por lo tanto, los anteriores a la entrada en vigor de la reforma en curso. Esta cuestión ya fue examinada con detenimiento en el dictamen 39/2014, de 6 de febrero, donde se sostuvo, a partir de la exégesis de la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que «es la legislación de cobertura la que diseña para las instalaciones existentes un modelo retributivo basado en la consideración de toda la vida útil del proyecto». Por lo tanto, si entonces se concluyó que esta decisión legislativa no podía ser revertida -ni siquiera cuestionada- por vía del real decreto informado, mucho menos puede serlo a través de la orden ministerial sobre la que versa el presente dictamen.

Un razonamiento similar ha de conducir ahora a rechazar la pretensión de algunos operadores de que los abonos percibidos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta momentos más recientes (como el conocimiento por el sector del primer texto de la orden, la aprobación

de esta o la publicación del reglamento que le dota de cobertura), sean considerados definitivos.

Dicha pretensión no puede prosperar teniendo en cuenta que, con arreglo a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se encomienda al organismo encargado de la liquidación abonar, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo. No en vano, este nuevo modelo será de aplicación desde el citado real decreto-ley, tal y como prevé su disposición final segunda. La aplicación transitoria del régimen a cuya derogación se procedía fue explicada en la parte expositiva del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, invocando como objetivo el mantenimiento tanto de los flujos retributivos a las instalaciones como del resto de procedimientos, derechos y obligaciones, de tal forma que las instalaciones existentes sean «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 sometan «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 presente real decreto-ley». Esta decisión se ha visto refrendada en la disposición transitoria sexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en virtud de la cual «las instalaciones que a la entrada en vigor de esta 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, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico».

En suma, como fue indicado, dicho real decreto-ley marcó de forma tajante el tránsito del antiguo al nuevo modelo: a

partir de su vigencia, se aplicaría el nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones existentes, si bien previó la aplicación transitoria del régimen anterior para evitar que quedaran privadas de toda retribución ajena al mercado, pero precisando que cualquier abono realizado al amparo de este régimen primado tendría carácter de pago a cuenta. En este contexto normativo no cabe que la orden proyectada altere la decisión del legislador, para consolidar, en contra de su criterio y al margen del nuevo modelo, los abonos realizados con posterioridad al 14 de julio de 2013.

Esta conclusión no se ve alterada por la aducida demora en la aprobación del desarrollo del nuevo modelo, que ha provocado la prolongación de la transitoriedad del régimen anterior. Ciertamente, habría sido deseable que el desarrollo reglamentario de las bases sentadas por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se adoptara inmediatamente después (para eludir la incertidumbre generada a los beneficiarios de los pagos a cuenta como consecuencia del desconocimiento del alcance de la liquidación de las cantidades cobradas tras la vigencia de esta norma), pero la dificultad de la tarea no parece haber permitido una mayor celeridad, sin que se advierta dilación alguna en el proceder administrativo. No hay que olvidar que el citado real decreto-ley fue seguido de una reforma legislativa que alumbró una nueva legislación del sector eléctrico, que pari passu a esta reforma se tramitó el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y que antes de que el mismo fuera informado por el Consejo de Estado ya se había redactado el texto inicial de la orden ahora consultada y se había remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Al hilo de este análisis, cabe sugerir la inclusión en el proyecto de orden de una previsión específica acerca del procedimiento que va a seguirse y los plazos para la liquidación de los pagos a cuenta. A estos efectos, respetando las particularidades relativas a dicha liquidación contempladas en la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sería muy pertinente dotar al referido procedimiento de la flexibilidad necesaria para aligerar, en aquello que sea

factible, la carga financiera derivada de esta operación, de modo que sea lo menos gravosa posible.

El Tribunal Constitucional ha avalado la constitucionalidad del modelo de sucesión normativa en la importante Sentencia 270/2015, de 17 de diciembre, la cual, aun cuando referida al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, contuvo una argumentación que es fácilmente extensible a la confirmación del régimen retributivo de las instalaciones existentes que la LSE trajo consigo¹⁹.

En ella se descartó la vulneración de los principios de seguridad jurídica y confianza legítima, así como el de irretroactividad de las disposiciones sancionadoras no favorables o restrictivas de derechos individuales. Las medidas cuestionadas implicaban, ciertamente, una modificación respecto del régimen anterior, pero no cabía calificar esta decisión ni de inesperada (pues la evolución de las circunstancias que afectaban a dicho sector de la economía, hacían necesario acometer ajustes de este marco normativo, como efecto de las difíciles circunstancias del sector en su conjunto y la necesidad de asegurar el necesario equilibrio económico y la adecuada gestión del sistema), ni de imprevisible para un «operador económico prudente y diligente» (atendiendo a las circunstancias económicas y a la insuficiencia de las medidas adoptadas para redu-

¹⁹ Este pronunciamiento, cuya doctrina fue reiterada en otros posteriores (Sentencias 19/2016, de 4 de febrero, 29/2016, de 18 de febrero, 30/2016, de 18 de febrero, 42/2016, de 3 de marzo, y 61/2016, de 17 de marzo), cuenta con un voto particular concurrente del Magistrado don Juan Antonio Xiol Ríos (al que se adherieron otros dos Magistrados). En opinión del autor del voto particular, aunque el fallo desestimatorio era compartido, habría sido necesario un esfuerzo argumental muy superior al desarrollado en la opinión mayoritaria para sustentar sus conclusiones.

cir un déficit persistente y continuamente al alza del sistema eléctrico no suficientemente atajado con disposiciones anteriores). Tampoco merecía reproche, a juicio del Tribunal Constitucional, el hecho de que Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, entrase en vigor el día siguiente al de su publicación en el BOE, pero sus efectos, en lo relativo a las liquidaciones derivadas del nuevo régimen retributivo, se aplicasen a partir de la vigencia del desarrollo reglamentario en la materia, produciéndose una disociación temporal entre la vigencia inmediata de la norma y el ámbito temporal de eficacia. Y ello porque no había retroactividad proscrita cuando una norma regulaba *pro futuro* situaciones jurídicas creadas con anterioridad a su entrada en vigor o cuyos efectos no se habían consumado todavía.

Sin duda, la Sentencia del Tribunal Constitucional 270/2015 ha servido de sustento para rechazar por el Tribunal Supremo las pretensiones anulatorias ejercitadas frente al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, sobre la base de la quiebra de los mismos principios de seguridad jurídica, confianza legítima y retroactividad prohibida²⁰.

²⁰ Así se recoge en más de un centenar de resoluciones del Tribunal Supremo en la materia, dictadas a partir del 1 de junio de 2016 (rec. 650/2014). En muchas de ellas se cita el dictamen del Consejo de Estado 39/2014, conforme al cual la disposición general sometida a examen constituía un desarrollo reglamentario del modelo legal contemplado inicialmente en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y completado, ulteriormente, con la regulación establecida en la LSE, modelo legal que había sido avalado por el Tribunal Constitucional (entre otras, Sentencia del Tribunal Supremo de 3 de octubre de 2016, rec. 580/2014).

A la mayoría de estas resoluciones se han formulado votos particulares disidentes, al entender sus autores que tanto el Real De-

b) El carácter excepcional del régimen retributivo específico

En un intento claro por apartarse de la generalidad de los supuestos en los que las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos podían beneficiarse de la retribución primada en la regulación anterior, la LSE quiso consagrar la excepcionalidad del reconocimiento de un régimen retributivo específico. Con todo, las circunstancias bajo las cuales se permitía dicho reconocimiento llevaron al Consejo de Estado a cuestionarse el acierto de tal calificación en el dictamen 937/2013 a propósito del anteproyecto legislativo:

Contempla este apartado [artículo 14.7 del anteproyecto] el régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

[...] Merece un breve comentario la concepción de este régimen retributivo específico como una mera posibilidad de carácter excepcional para cuya implantación se habilita al Gobierno. Este carácter contingente contrasta:

- en primer lugar, con el apartado 5 del mismo artículo 14 del anteproyecto, que incluye la retribución específica para la producción procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos entre los conceptos retributivos de la actividad de producción;*
- en segundo lugar, con la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que fija dicha*

creto 413/2014, de 6 de junio, como la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, deberían haber sido declaradas nulas por incurrir en retroactividad ilícita y en vulneración de los principios de seguridad jurídica y de confianza legítima.

retribución específica para las instalaciones con derecho al régimen económico primado antes del 14 de julio de 2013 (fecha de su entrada en vigor), a partir de una rentabilidad razonable calculada, antes de impuestos, con un diferencial de trescientos puntos básicos, sumado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años;

- *en tercer lugar, con la disposición transitoria tercera del citado real decreto-ley (a la que se remite la disposición transitoria sexta del anteproyecto), determinante de la aplicación transitoria del derogado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta la entrada en vigor del nuevo régimen retributivo, previéndose el abono, con carácter de pago a cuenta, de las correspondientes liquidaciones efectuadas de acuerdo con el reglamento derogado, para la posterior regularización; y*

- *finalmente, con la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que prevé la aprobación por el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada que modifique el modelo retributivo de las instalaciones existentes, a partir de los criterios previstos en el artículo 30.4 de la ley en vigor.*

De las previsiones enumeradas se colige que, al menos, en el momento de la futura introducción del nuevo modelo retributivo, al que parece inherente el reconocimiento de la aludida retribución específica adicional (a falta de la cual las instalaciones antes comprendidas en el régimen especial percibirían únicamente el precio de mercado, para lo que no es necesario un desarrollo reglamentario singular), se garantizará una rentabilidad razonable que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado (de trescientos puntos para las instalaciones con derecho al régimen económico primado antes del 14 de julio de 2013). De lo contrario, carecerían de sentido la disposición adicional pri-

mera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el régimen transitorio previsto en éste, al que se remite el anteproyecto, así como la disposición final segunda de dicho real decreto-ley, al encomendar al Gobierno, en lugar de meramente habilitarle, para la aprobación de un régimen económico singular basado en el abono de una rentabilidad razonable.

A pesar de ello, se diría que el texto en tramitación no quiere consagrar la existencia de la retribución específica adicional, para favorecer una mayor flexibilidad, motivo por el cual dota a este régimen de un carácter no solamente potestativo sino excepcional. Ahora bien, si, como apuntan todos los indicios, está decidido que el primer desarrollo reglamentario de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos tras la derogación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, contenga un régimen retributivo adicional para dichas instalaciones, convendría que esta decisión tuviera reflejo en la norma en tramitación, evitando considerarla como una excepción, teniendo en cuenta que ya concurren los presupuestos para la introducción de dicho régimen (como la existencia de objetivos energéticos derivados del Derecho de la Unión Europea cuyo cumplimiento es obligatorio para el Reino de España). En otras palabras, no considerándose objetable en sí mismo que el anteproyecto habilite, sin imponerlo, un régimen retributivo específico, sí puede reprocharse que lo califique de excepcional cuando su introducción, que se condiciona a unos presupuestos ya existentes, se prevé inminente.

Pese a esta observación, el artículo 14.7 de la LSE mantuvo la excepcionalidad del régimen retributivo específico. Y, sin embargo, no se remarcó este carácter al tramitar su desarrollo reglamentario, lo que dio lugar a una observación de carácter general en el dictamen 39/2014. En consecuencia, el Consejo de Estado, que había puesto en tela de juicio la oportunidad de calificar como excepcional a nivel legal el régimen retributivo específico de las nuevas instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos, llamó la atención sobre la omisión de referencia alguna a este carácter en el Real Decreto 413/2014,

de 6 de junio, tras constatar la plena compatibilidad de tal desarrollo reglamentario con la excepcionalidad de la habilitación concedida al Gobierno en el artículo 14.7 de la LSE:

Dispone el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 12 de julio, del Sector Eléctrico que el Gobierno podrá establecer «excepcionalmente» un régimen retributivo específico de fomento de las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos cuando concurran alguna de las siguientes circunstancias:

- *que exista obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de disposiciones europeas; o*
- *que su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.*

Considerando que la disposición en curso desarrolla las bases del régimen retributivo específico y el cauce para su otorgamiento, cabe plantearse la compatibilidad de tal desarrollo con la excepcionalidad de la habilitación concedida al Gobierno en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sobre la que tuvo la ocasión de reflexionar el Consejo de Estado en su dictamen 937/2013, de 12 de septiembre, a propósito del anteproyecto de esta ley. Cualquier duda acerca de dicha compatibilidad se disipa si se toman en consideración dos factores:

- *Primero, el carácter excepcional del régimen retributivo específico se circunscribe a su reconocimiento futuro a través del cauce previsto, en el que interviene inicialmente el Gobierno por vía de real decreto, pero del que también es partícipe a continuación el Ministro de Industria, Energía y Turismo mediante orden, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Carece de tal carácter excepcional el otorgamiento del régimen retributivo específico en aquellos supuestos en los que es el propio legislador el que contempla su concesión (como sucede con las instalaciones con régimen económico primado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de acuerdo con la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 12 de julio, del Sector Eléctrico).*

- Segundo, como consecuencia de lo anterior, tal excepcionalidad ha de predicarse de la activación de los mecanismos para conceder una retribución adicional a determinadas instalaciones de energía renovable, cogeneración o valorización energética de residuos, pero no impide la regulación general del cauce que haya de seguirse para dicha activación y de las premisas económicas en que haya de sustentarse el régimen retributivo específico de estas instalaciones.

Como corolario, el desarrollo que acomete el Título IV del proyecto de los presupuestos legales en que ha de ampararse el régimen retributivo específico, en cuanto al procedimiento para su otorgamiento, los componentes que lo integran, la metodología de cálculo así como el alcance, objetivos y periodicidad de las revisiones, no debe ser concebido como excepcional, en la medida en que este desarrollo no supone por sí mismo la concesión de la retribución adicional en que se concreta el régimen específico.

Desde tal perspectiva, entiende el Consejo de Estado, cuyo parecer coincide con el expresado sobre este punto por la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que la norma en tramitación no se incardina, en líneas generales, en el ámbito al que el legislador ha querido dotar de un carácter excepcional (esto es, la atribución del régimen retributivo específico), por lo que la aprobación del proyecto no está necesitada de una justificación concreta de la concurrencia de alguno de los dos supuestos habilitantes previstos en el artículo 14.7, párrafo primero, de la ley de cobertura.

Ahora bien, una cosa es que el proyecto considerado en conjunto no obedezca a tales razones de excepcionalidad y otra distinta es que no se halle en él mención alguna a este carácter del régimen retributivo específico, omisión que debe ser subsanada.

En particular, es importante que el reglamento en tramitación exija que tanto el real decreto de identificación de las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones susceptibles de participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, como, en

coherencia con él, la orden ministerial de apertura de dicho mecanismo, fundamenten el otorgamiento del régimen retributivo específico en la concurrencia de objetivos energéticos europeos, con expresión particularizada del efecto medioambiental esperado a través del procedimiento que se incoa, o en la reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, también concretando el alcance previsto de tal reducción. Es decir, la memoria del análisis del impacto normativo que acompañe a tales normas en proyecto no debe limitarse a invocar cualquiera de estos dos supuestos, sino que ha de descender a razonar su concurrencia y a cuantificar los efectos que se aspira a producir.

Interesa remarcar que el sistema diseñado en las normas estudiadas para el reconocimiento de nuevos apoyos a la producción energética a partir de fuentes renovables, sin perjuicio de su excepcionalidad, ha sido puesto en marcha recientemente, con explicación del contexto que lo justifica.

Así, las razones que han servido de fundamento para iniciar el cauce de reconocimiento del régimen retributivo específico están explicitadas en el preámbulo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. Según dicho preámbulo, «en el momento actual, ante la previsión del crecimiento del consumo de electricidad del entorno del 0,8% anual hasta el 2020 y la necesidad de cumplimiento del objetivo europeo fijado en el 20% de energía renovable sobre consumo de energía final en 2020, se hace necesario un impulso a la penetración de nueva capacidad renovable en el sistema eléctrico». Por ello, «se considera la introducción de 3.000 MW de nueva potencia de generación renovable para contribuir al cumplimiento del objetivo vinculante establecido para cada Estado miembro en el año 2020», para lo que «se establecen nuevas subastas de potencia renovable en las que participen las distin-

tas tecnologías en concurrencia competitiva a fin de introducir en el sistema eléctrico los proyectos más eficientes en costes».

Por consiguiente, el avance en el cumplimiento de los objetivos europeos relativos al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables se erige en el sustento para la convocatoria dirigida al otorgamiento del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que se ubiquen en el sistema eléctrico península.

c) Inclusión de determinados elementos retributivos

A pesar de que, por su elevado contenido técnico, la precisa delimitación de los elementos incluidos en el régimen retributivo específico quedaba bajo la garantía de los órganos preinformantes, el Consejo de Estado no renunció a examinar la adecuación de las partidas previstas con la normativa de cobertura, formulando observaciones que originaron cambios relevantes en los textos entonces en tramitación. Se relatan dos muestras de ello.

i) A la hora de configurar los componentes de la retribución adicional en que se articulaba el régimen específico, el proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos incorporaba una retribución a la operación extendida, cuyo reconocimiento podría producirse, por orden ministerial y una vez superada la vida útil de las instalaciones, para aquellas tecnologías cuyos costes variables dependieran esencialmente del coste de combustible. En opinión del Consejo de Estado, esta figura necesitaba ser ajustada al régimen legal de cobertura (dictamen 39/2014):

Lo primero que cabe constatar en el análisis de la retribución a la operación extendida es que no aparece nominalmente recogida en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a la hora de configurar los elementos del régimen retributivo específico, que dicho apar-

tado circunscribe a las retribuciones a la inversión y a la operación. Teniendo en cuenta el carácter excepcional de este régimen, no resultaría admisible la incorporación de un elemento adicional sin encaje en ninguno de los anteriores. Por lo tanto, la adecuación de dicha figura al texto legal pasa por su concepción como una derivación de la retribución a la operación, lo que parece colegirse de su regulación en el artículo 17, titulado «Retribución a la operación de la instalación tipo», pero no se deduce con igual claridad del tenor de su apartado 3, en el que se afirma que su percepción solamente procede una vez superado el periodo en el que una instalación tipo tenga derecho a la retribución a la inversión y a la retribución a la operación.

Precisamente en este plano temporal, es necesaria otra corrección relevante. Como fue expuesto al estudiar el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para el cálculo de la retribución específica, se toma en consideración un factor temporal, en la medida en que dicho cálculo abarca toda la vida útil regulatoria de la instalación tipo. Desde esta óptica, no sería aceptable que, como da a entender el preámbulo, la retribución a la operación extendida fuese concebida como un elemento retributivo cuya percepción procediese con posterioridad a la conclusión de la vida útil regulatoria de la instalación de que se trate.

Por las razones expuestas, debe buscarse un mejor acomodo de la figura de la retribución a la operación extendida a la legislación de cobertura, en el bien entendido de que su inserción en el proyecto solamente es factible si se incardina en la noción más amplia de retribución a la operación y su percepción no se prolonga más allá de la vida útil regulatoria de la instalación.

Ante estas objeciones, el Consejo de Ministros decidió suprimir la retribución a la operación extendida que el proyecto contemplaba, al aprobar el texto final.

ii) En la disposición transitoria cuarta del proyecto de orden ministerial de parámetros se preveía el régimen retributi-

vo transitorio de determinadas instalaciones del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular, aquellas que utilizasen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, a las que durante un plazo máximo de cuatro años se les reconocería el derecho a la percepción de un complemento a la retribución a la operación, que en ningún caso se abonaría con posterioridad a la finalización del primer periodo regulatorio. El encaje de este concepto en la noción legal de retribución a la operación planteaba no pocas dudas, como puso de relieve el dictamen 539/2014:

[...] El objetivo de la retribución a la operación, en consonancia con lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, consiste en cubrir, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

Pese a la amplitud de la remisión a la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de la aprobación de los valores de la retribución a la operación y los tipos de instalación a los que resulta aplicable, no parece amparar la introducción de complementos, como elementos adicionales que no forman parte de la retribución a la operación, sino que se añaden a esta.

Por consiguiente, a juicio del Consejo de Estado, la disposición transitoria cuarta del proyecto no puede mantenerse en los términos consultados. Esta observación tiene carácter esencial a los efectos de lo establecido en el artículo 130.3 del Reglamento Orgánico del Consejo de Estado, aprobado por Real Decreto 1674/1980, de 18 de julio.

Para poder incorporar al texto una figura similar, tendría que rediseñarse el complemento para que fuera patente la integración de este concepto en la retribución a la operación y

justificarse en la memoria del análisis de impacto normativo su necesidad para cubrir la diferencia entre los costes de explotación de las instalaciones beneficiarias y los ingresos por la participación en el mercado, justificación que no consta en la memoria obrante en el expediente.

Finalmente, se optó por la supresión de la disposición transitoria cuarta del proyecto, que no consta en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

III.3. Otros aspectos incidentales

Al margen del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, se ha producido el desarrollo específico de dos aspectos que inciden en el régimen jurídico y económico de la producción energética a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, pero que no se han insertado en la regulación contenida en dichas normas. Se trata de la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustible en las instalaciones de generación a partir de energías renovables no consumibles y la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Las iniciativas destinadas a cada una de estas cuestiones fueron sometidas a consulta al Consejo de Estado (dictámenes 574/2014 y 52/2015, cuyas disertaciones servirán de base para analizarlas.

a) Utilización de combustibles en instalaciones solares termoeléctricas

El proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles tiene su génesis en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en vigor desde el 1 de enero de 2013, que añadió un apartado 7 en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector

Eléctrico, según el cual la energía eléctrica imputable a la utilización de combustible en una instalación de generación basada en energías renovables no consumibles no sería objeto de régimen económico primado, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en el que la energía eléctrica imputable al uso de la fuente de energía renovable consumible sí podría ser objeto de dicho régimen primado. Al propio tiempo habilitaba al Ministro del ramo para establecer mediante orden la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles empleados. La vigente LSE recogió en su artículo 14.7 d) el contenido del artículo 30.7 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre. En este marco era preciso definir la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que utilizasen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, así como los mecanismos de control y medición de los combustibles utilizados. De este modo, desde la entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, el 1 de enero de 2013, las instalaciones que hubieran percibido alguna retribución por la energía imputable a la utilización de un combustible de apoyo, deberían reintegrar al sistema de liquidaciones las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas correspondientes a esa energía.

La iniciativa normativa preparada a tal fin, con rango de orden ministerial, fue titulada por referencia a la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que empleasen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles. En relación con este título, indicó el Consejo de Estado (dictamen 574/2014) que el mismo se ajustaba en su literalidad a los términos de la previsión legal en la que se halla su fundamento (artículo 14.7.d) de la LSE), si bien la expresión

usada para identificar a las instalaciones solares térmicas a las que se circunscribía el ámbito de aplicación del proyecto con arreglo a su artículo 2.1 (ya sean o no híbridas), esto es, «las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles», podía resultar demasiado extensa y, sobre todo, enrevesada a la hora de identificar su concreto alcance. Por este motivo, se sugirió titular la orden proyectada señalando que establece «la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares térmicas». Como consecuencia de la aceptación de esta observación, la norma se llamó Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas.

Los antecedentes y la significación de esta norma reglamentaria se explicaban en el dictamen de referencia de la siguiente forma:

Con carácter previo al examen del rango de la norma en tramitación, es oportuna una breve mención a sus antecedentes.

La utilización de combustibles de apoyo en el ámbito de la tecnología solar termoeléctrica estaba ya sujeta a límites en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, el artículo 2.1.b) permitía a instalaciones que utilizarasen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad (subgrupo b.1.2), el empleo de un combustible de apoyo (gas) para compensar la falta de irradiación solar y mantener la temperatura del fluido transmisor de calor, siempre que la generación a partir de dicho combustible fuese inferior al 12% de la producción total de la instalación que vendiese su electricidad a tarifa regulada o al 15% si ésta optase por la venta de la energía a precio de mercado más prima.

A su vez, en el campo de la hibridación, el combustible empleado para la misma estaba expresamente autorizado, puesto que uno de los objetivos de este modelo era el fomento del consumo de carburantes procedentes de energías renovables consumibles, sin perjuicio de lo cual también se imponían límites para el caso de utilización adicional de un combustible de apoyo (esto es, uno distinto del de hibridación). De esta forma, el artículo 23.2 del reglamento citado admitía la hibridación tipo 2 para las instalaciones de régimen especial de tecnología solar termoeléctrica (subgrupo b.1.2) que también incorporasen uno o más de los combustibles principales de los grupos b.6, b.7 o b.8, es decir:

- biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes (grupo b.6);
- biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados (grupo b.7); o
- biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal o licores negros de la industria papelera (grupo b.8).

Tal proceso de hibridación estaba sujeto a dos límites: por una parte, que la generación eléctrica a partir de los combustibles mencionados fuera inferior, en cómputo anual, al 50% de la producción total de electricidad; y, por otra, que, de utilizarse además otro combustible de apoyo (gas), la generación eléctrica a partir del mismo no superarse, en igual cómputo, el 10%, medido por su poder calorífico inferior.

En dicho contexto normativo, la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en vigor desde el 1 de enero de 2013 y destinada a intro-

ducir medidas para avanzar en el nuevo modelo de desarrollo sostenible, dio un paso más, al modificar la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para añadir un apartado 7 en el artículo 30 en el que se negaba el régimen económico primado a la energía imputable a la utilización de combustible en una instalación de generación basada en energías renovables no consumibles, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en el que la energía eléctrica imputable al uso de la fuente de energía renovable consumible sí podría ser objeto de dicho régimen primado. Al propio tiempo habilitaba al ministro del ramo para establecer mediante orden la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles empleados.

Esta previsión ha sido reproducida en términos muy similares en el artículo 14.7.d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que se transcribe a continuación:

«La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles no será objeto de régimen retributivo específico, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen retributivo específico. A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados».

El desarrollo de esta cuestión en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, parte de una noción idéntica del subgrupo b.1.2 para identificar las «instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad» (artículo 2.1.b).

Al regular los aspectos generales del régimen retributivo específico, el artículo 11 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, distingue la retribución a la inversión y a la operación. Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación, ha de multiplicarse, para cada periodo de liquidación, la retribución a la operación de la instalación tipo asociada, por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico (artículo 11.6.b). Ahora bien, se añade seguidamente que, «en aplicación del artículo 14.7.d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para el subgrupo b.1.2 se excluirá de la energía antes citada, la energía eléctrica imputable a la utilización de otros combustibles, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 25 para las instalaciones híbridas».

Este régimen se completa en el artículo 33.4 del reglamento citado con la habilitación, dentro de ciertos límites, para que las instalaciones del subgrupo b.1.2 incorporen equipos basados en «un combustible de apoyo para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía». A estos efectos, las instalaciones no híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo, calculada según la metodología establecida por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 12% de la producción total de electricidad, así como las instalaciones híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo distinto de los de hibridación, calculada según la metodología establecida por la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 10% de la producción total de electricidad, no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento. En el caso de que con posterioridad a la notificación del primer incumplimiento se produjera un segundo, «se iniciará el procedimiento para la cancelación de la ins-

cripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente».

El estudio de los antecedentes normativos del proyecto en tramitación permite comprender la importancia de la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles de apoyo en las instalaciones de tecnología termoeléctrica, tanto si acuden a la hibridación como si no:

- De un lado, porque la energía imputable al empleo de combustible de apoyo (entendiendo por tal, bien cualquier combustible utilizado en las instalaciones del subgrupo b.1.2 no híbridas, bien cualquier combustible distinto de los de hibridación en el supuesto de las instalaciones del subgrupo b.1.2 híbridas de tipo 2) no tiene acceso al régimen retributivo específico, pagándose únicamente al precio de mercado. Ello supone que dicha energía quede excluida de la considerada en la cuantificación de la retribución a la operación, tal y como establece el artículo 11.6.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

- De otro lado, porque en dichas instalaciones de tecnología termoeléctrica la generación de electricidad a partir del combustible de apoyo por encima de los límites porcentuales fijados en el artículo 33.4 de dicho reglamento (12% en el caso de las instalaciones no híbridas, 10% en el de las híbridas) da lugar a la pérdida del derecho a la retribución específica en el año del incumplimiento, incluso, de persistir tal incumplimiento un segundo ejercicio, puede llegar a cancelarse la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

Tras afirmar la suficiencia del rango de orden ministerial, a la vista de la habilitación *per saltum* otorgada por el legislador a favor del titular del departamento consultante, el dictamen 574/2014 expresó un juicio favorable a la aprobación de esta norma:

Respecto del contenido de la norma proyectada, dado el objetivo al que se orienta, tiene un marcado carácter técnico,

habida cuenta de que el elemento central de regulación (la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a cada fuente de energía primaria) se tiene que articular a través de las correspondientes fórmulas matemáticas.

Interesa destacar el elevado grado de incidencia que han tenido en la redacción del texto sometido a dictamen las observaciones formuladas tanto por la Comisión Nacional de Energía (que emitió un parecer favorable, en coherencia con el hecho de que la orden se inspira en la propuesta metodológica de este organismo) como por los operadores del sistema. Como constata la memoria del análisis de impacto normativo, ello se ha plasmado, en concreto, en la simplificación de dicha metodología, permitiendo que las instalaciones puedan consumir combustibles de apoyo imputables a usos técnicamente imprescindibles hasta un tope máximo fijado en 300 MWh térmicos por cada MW de potencia eléctrica instalada y año, lo que a su vez hace innecesaria la sincronización de los contadores de gas y electricidad, así como en la diferenciación de los rendimientos para el cálculo en función de cada tecnología. De esta forma, con el tope señalado, se parte de que el uso de combustibles de apoyo tiene por finalidad mantener las instalaciones en condiciones de funcionamiento y no producir energía eléctrica, por lo que a dicho uso no se le imputa generación de electricidad alguna a los efectos estudiados: ni queda excluido de la retribución específica ni se computa a la hora de calcular el límite superado el cual se pierde el derecho a tal retribución.

Partiendo de la garantía técnica de las entidades preinformantes, el Consejo de Estado puede emitir un juicio global de fondo positivo.

Sin perjuicio de ello, mereció comentario la compleja articulación temporal de la norma entonces consultada:

Tal complejidad deriva, en primer término, del hecho de que la metodología habrá de servir para calcular la energía eléctrica imputable a la utilización del combustible de apoyo desde la entrada en vigor el 1 de enero de 2013 de la Ley

15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, momento a partir del cual no cabe retribuir dicha energía más que al precio de mercado, tal y como reflejó esta norma legal en la antigua legislación del sector eléctrico y quedó después recogido en la vigente.

A ello hay que añadir, en segundo término, que en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la futura entrada en vigor de la disposición proyectada la tecnología termoelectrónica habrá quedado sometida a dos regímenes, el del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, entonces vigente, y el del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el cual a su vez reemplazó al anterior desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. No cabe olvidar que este real decreto-ley derogó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, si bien mantuvo su aplicación transitoriamente hasta su sustitución por el nuevo marco normativo, formado por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y sobre todo por la reciente Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Ello obliga a distinguir, como hace la disposición transitoria primera del proyecto por remisión al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para el reintegro al sistema de liquidaciones de las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas correspondientes a la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo, dos periodos: el transcurrido entre el 1 de enero de 2013 y la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que se rige por la disposición adicional novena del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio; y el periodo posterior, en el que se estará a lo previsto en la disposición transitoria octava de esta norma reglamentaria.

En este contexto fue objeto de reproche generalizado durante el trámite de audiencia la redacción inicial de la disposición adicional única del proyecto en tramitación. Dicha disposición -en la versión sometida al trámite de audiencia a través

del Consejo Consultivo de Electricidad- obligaba a remitir a la Secretaría de Estado de Energía la información relativa a la producción efectuada en el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta la vigencia de la orden proyectada, «con objeto de determinar el cumplimiento por parte de las instalaciones afectadas de los límites fijados en los artículos 2.1.b)1 para el subgrupo b.1.2 y 23.2.ii del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en cuanto al uso de combustibles en dichas instalaciones» (apartado 1). Y ello, tal y como se precisaba en el apartado 3, a los efectos de efectuar las correspondientes reliquidaciones que resultasen de la aplicación de la metodología contenida en el proyecto.

Es decir, según se ha puesto de relieve al analizar los antecedentes normativos, puesto que en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se fijaba un límite porcentual a la utilización del combustible de apoyo, tanto en las instalaciones de tecnología termoeléctrica híbridas como en las no híbridas (aun cuando por debajo de dicho límite la energía imputable a tal uso sí era retribuida hasta la reforma operada el 1 de enero de 2013 por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre), la disposición adicional única del texto originario apuntaba a la utilización de la metodología que se proyecta para detectar los supuestos en los que tales límites habían sido sobrepasados y exigir, en su caso, la regularización.

Al parecer, el departamento consultante ha considerado fundadas las críticas vertidas a esta previsión, toda vez que (pese a que ninguna referencia a esta cuestión se encuentra en la memoria del análisis de impacto normativo, omisión que debe ser corregida) ha rectificado y ya no se alude en la disposición adicional única del proyecto consultado a las reliquidaciones entre la vigencia del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y el 1 de enero de 2013. El Consejo de Estado considera acertado este cambio, puesto que, ante las dudas metodológicas que suscitaba el cálculo de la energía imputable al combustible de apoyo, no hay cobertura para imponer la concreta metodología contenida en el proyecto a la hora de comprobar

el cumplimiento de los límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, desde su entrada en vigor hasta la habilitación al Ministro de Industria, Energía y Turismo para hacer pública dicha metodología por medio de orden, habilitación que introdujo en primer lugar el nuevo artículo 30.7 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, procedente de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

Con todo, hay que tener en cuenta que la rectificación ha sido parcial, dado que el apartado 2 de la disposición adicional única del texto proyectado, en su versión de 23 de mayo de 2014, continúa exigiendo la remisión al organismo encargado de las liquidaciones (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o el propio Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en los términos de la disposición transitoria segunda de dicho texto) en el plazo máximo de seis meses de la información relativa a la producción eléctrica desde la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta el 1 de enero de 2013. Esta obligación suscita, por lo pronto, la duda de qué metodología habrán de utilizar los operadores afectados para calcular dicha producción eléctrica, aunque una interpretación sistemática apunta que a tal metodología es la que consta en el proyecto. Pero sobre todo se desconoce qué finalidad tendrá la remisión de esta información, una vez eliminada del proyecto la referencia a una regularización de las liquidaciones con base en la información remitida.

Ante las dudas apuntadas y dado el tiempo transcurrido desde la finalización -hace más de año y medio- del periodo al que se refiere el apartado 2 de la disposición adicional única, estima el Consejo de Estado que debe reevaluarse la procedencia de imponer esta carga administrativa a los titulares y explotadores de las instalaciones del subgrupo b.1.2. En cualquier caso, si decidiera mantenerse, es imprescindible una explicación detallada en la memoria del análisis de impacto normativo de las razones que sustentan la imposición de la obligación mencionada, así como de la finalidad que pretenda otorgarse a la información recibida con base en ella.

La Orden IET/1882/2014 ha mantenido en su disposición adicional única, apartado 2, la aludida obligación de remisión de información, es de suponer que previa explicación de la utilidad de la información requerida en la memoria del análisis de impacto normativo. En cualquier caso, es importante resaltar que la observación reproducida no estaba fundada en argumentos de legalidad (toda vez que la imposición de dicha obligación no se consideraba contraria al ordenamiento jurídico, lo que ha sido avalado por el Tribunal Supremo²¹),

²¹ El Tribunal Supremo ha desestimado en Sentencias de 14 de julio de 2016 (rec.963/2014) y 26 siguiente (rec. 962/2014) sendos recursos contencioso-administrativos interpuestos frente a esta orden ministerial.

En la segunda de estas resoluciones se descartó que el apartado 2 de la disposición adicional única vulnerase, como aducía la recurrente, el principio de irretroactividad consagrado por el artículo 9.3 de la Constitución y el artículo 23 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno. Y ello «puesto que la previsión de la disposición adicional de remitir información anterior a la entrada en vigor de la Orden impugnada no puede ser calificada por si misma de incurrir en retroactividad constitucionalmente prohibida. Podría serlo, en su caso, la adopción de medidas en virtud de tal información, pero eso derivaría de la regulación sustantiva que previera dichos efectos, no de la obligación de remitir la información proveniente de la Orden impugnada. Esto es, sería dicha regulación sustantiva la que podría extraer consecuencias perjudiciales para los sujetos afectados en relación con actuaciones ya realizadas, en cuyo caso dicha previsión podría constituir una indebida proyección retroactiva de una obligación. Pero en un sector que, pese a su liberalización, mantiene una fuerte regulación, como lo es el eléctrico, y en el que tanto la Administración como el regulador, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, necesitan obtener para el cumplimiento de sus respectivas funciones normativas y de aplicación y control una abundante y

sino en motivos de oportunidad (considerando las cargas administrativas asociadas a su cumplimiento, que han de ser soportadas por los destinatarios de la norma solamente si existe una justificación razonada para la exigencia de que se trata).

b) Garantía de origen de la electricidad

La Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, incorporó al ordenamiento jurídico español el sistema de garantía de origen previsto en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, y en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

continuada información sobre la actividad de los operadores, no resulta contrario a derecho que se solicite información de actuaciones pasadas o, en el caso presente, relativa a un período anterior al de promulgación de la disposición que requiere tal información. Conviene insistir, con todo, en que la retroactividad prohibida es la que se plasma en aplicar normas sancionadoras o restrictivas de derechos respecto a relaciones jurídicas consolidadas, lo que en ningún caso se puede predicar respecto al requerimiento de información sobre un período temporal anterior a la norma que lo exige, pues en sí misma tal obligación informativa sobre una actividad regulada no puede caracterizarse como restrictiva de derechos. Como tampoco lo es el que dicha información pueda ser empleada para verificar el cumplimiento de obligaciones ya existentes en el momento al que corresponde tal información».

El fin de dicho sistema radica en el incremento de la transparencia, de manera que el cliente pueda tomar de manera más fundada sus decisiones de compra de electricidad, al tener información que le permita elegir entre electricidad proveniente de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia y electricidad producida mediante otras técnicas. Así, las garantías de origen son instrumentos de información al consumidor que acreditan que una cantidad de electricidad ha sido producida por fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia en cualquier punto del país.

Durante el trienio estudiado la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, fue modificada para adecuar su contenido a los cambios introducidos en el Derecho de la Unión Europea. El proyecto elaborado a tal fin fue informado por el Consejo de Estado en su dictamen 52/2015, de 26 de febrero, que precedió la aprobación de la Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

De nuevo, el dictamen del Consejo de Estado inició su análisis de la iniciativa consultada enmarcándola en su contexto normativo, a la vista de la operatividad del sistema de garantías de origen.

Con el objetivo de enmarcar el proyecto consultado, resultan pertinentes unas consideraciones previas acerca de 1) sus antecedentes normativos, con especial mención a las previsiones europeas, y 2) la operatividad y fin del sistema de garantías de origen de la electricidad que configuran las normas mencionadas.

1) Por lo que se refiere a los antecedentes normativos de la disposición proyectada, en línea con el dictamen 1.637/2011, de 20 de octubre (sobre la modificación anterior de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo), cabe recordar que el siste-

ma de garantías de origen, como medio para acreditar la procedencia de la electricidad de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, fue introducido en el Derecho comunitario mediante la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, y mediante la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

Las citadas Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE fueron incorporadas al ordenamiento español, en lo que se refiere a la garantía de origen de la electricidad, mediante la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. La mencionada orden ministerial fue dictada sobre la base de la habilitación contenida en la disposición final primera del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, que facultaba al entonces Ministro de Industria, Turismo y Comercio (hoy Ministro de Industria, Energía y Turismo) para desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia, derivados de las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE.

En el año 2009 se promulgó la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Dicha directiva ratificó el sistema de garantías de origen como elemento de información y transparencia dirigido al consumidor de electricidad. Las novedades que introdujo en el sistema de garantías de origen de la electricidad producida a partir de fuentes de energías reno-

vables fueron transpuestas mediante la modificación de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por medio de la Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre.

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (cuyo plazo de transposición finalizó el 5 de junio de 2014), ha incidido en la garantía de origen de la electricidad procedente de la cogeneración de alta eficiencia. Como señala el considerando trigésimo noveno de dicha norma europea:

«Para aumentar la transparencia de manera que el cliente final pueda elegir entre electricidad proveniente de la cogeneración y electricidad producida mediante otras técnicas, debe garantizarse el origen de la cogeneración de alta eficiencia basándose en valores armonizados de referencia de la eficiencia. Los regímenes de garantía de origen no confieren de por sí el derecho a beneficiarse de mecanismos de apoyo nacionales. Es importante que todas las formas de electricidad producidas mediante cogeneración de alta eficiencia puedan quedar cubiertas por garantías de origen. Las garantías de origen deben distinguirse de los certificados intercambiables».

Este objetivo ha quedado plasmado en el artículo 14.10 de la Directiva 2012/27/UE, el cual, como continuación del régimen contenido en el artículo 5 de la Directiva 2004/8/CE, impone a los Estados miembros:

- asegurarse de que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pueda garantizarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro;

- asegurarse de que esta garantía de origen cumple los requisitos y contiene, al menos, la información especificada en el anexo X; y

- reconocer mutuamente sus respectivas garantías de origen, previendo el cauce que ha de seguir la eventual negativa a tal reconocimiento, la cual únicamente puede basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

El anexo X de la Directiva 2012/27/UE lleva por título «Garantía de origen de la electricidad generada a partir de cogeneración de alta eficiencia» y establece las bases del sistema destinado a la expedición de tales garantías. En particular, se regula el contenido mínimo de la garantía de origen de la electricidad producida por cogeneración de alta eficiencia, que comprende los siguientes elementos (letra b)):

«i) la identidad, ubicación, tipo y capacidad (térmica y eléctrica) de la instalación donde se ha producido la energía, ii) las fechas y lugares de producción, iii) el valor calorífico inferior de la fuente de combustible a partir de la cual se haya producido la electricidad, iv) la cantidad y el uso del calor generado junto con la electricidad, v) la cantidad de electricidad de cogeneración de alta eficiencia con arreglo al anexo II que representa la garantía, vi) el ahorro de energía primaria calculado con arreglo al anexo II sobre la base de los valores de referencia armonizados de la eficiencia que se indican en el anexo II, letra f), vii) la eficiencia nominal eléctrica y térmica de la instalación, viii) si, y hasta qué punto, la instalación se ha beneficiado de ayudas a la inversión, ix) si, y hasta qué punto, la unidad de energía se ha beneficiado, de cualquier otra forma, de un sistema nacional de ayudas, y el tipo de sistema de ayudas, x) la fecha en la que la instalación comenzó a funcionar, y xi) la fecha y el país expedidor y un número de identificación único.

La garantía de origen tendrá un formato normalizado de 1 MWh. Corresponderá a la producción neta de electricidad medida en la salida de la estación y exportada a la red eléctrica».

2) El sistema de garantías de origen de la electricidad puesto en marcha por la entonces Comisión Nacional de Energía el 1 de diciembre 2007 pretende informar al consumidor para que este conozca en detalle el origen de la energía que consume. Mediante dicho sistema es posible garantizar el origen de la

energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables o mediante sistemas de cogeneración de alta eficiencia, determinar la mezcla global de energías primarias que se utilizan anualmente para producir electricidad y conocer la mezcla de energía comercializada durante el año anterior por cada empresa comercializadora. A través del etiquetado de la electricidad pueden conocerse también los impactos ambientales asociados.

Es cierto que la energía eléctrica vertida al sistema, ya proceda de una térmica de carbón o de un parque eólico, fluye por la red sin posibilidad de distinción. Ahora bien, sí es factible conocer la cobertura de la demanda eléctrica a partir de las distintas fuentes. De acuerdo con los datos provisionales publicados por «Red Eléctrica de España, S. A.» en el avance de su informe sobre el sistema eléctrico español en 2014, dicha demanda ha sido cubierta en un 42,8% por instalaciones de energías renovables (incluidas las hidráulicas), en un 21,9% por nucleares, en un 16,4% por centrales térmicas de carbón, en un 10,4% por cogeneración y en un 8,5% por ciclos combinados de gas. Estos porcentajes reflejan la mezcla (o mix) de producción utilizado por el sistema eléctrico en su conjunto para cubrir toda la demanda anual del país.

Pero puede darse el caso de que una comercializadora quiera ofrecer a sus clientes una electricidad más limpia, con mayores porcentajes de energías renovables o de cogeneración de alta eficiencia, en términos anuales, incluso llegando al 100% de renovables. Para ello, la comercializadora, independientemente de cómo contrate la adquisición de la energía eléctrica, tiene la posibilidad de participar en el sistema de garantías de origen de la electricidad y adquirir garantías de origen para mejorar su mix de comercialización con respecto al mix medio de producción. Con la energía que contrata en el mercado, junto a las garantías que adquiere en el referido sistema, puede realizar ofertas de «energía verde» o de mayor eficiencia energética y medioambiental a sus consumidores.

Con la mejora de su mix de comercialización, el comercializador busca potenciar su posicionamiento en el mercado,

particularmente de cara a un segmento de los consumidores, cada vez más relevante gracias a la concienciación medioambiental, que aspira a consumir una energía más limpia. Adicionalmente, las garantías de origen en manos de un comercializador pueden ser aplicadas finalmente a un consumidor concreto, con lo que este podría acreditar ante terceros que su consumo, en términos anuales, procede de fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

En definitiva, la Orden Ministerial ITC/1522/2007, de 24 de mayo, establece un mecanismo de control del origen de la energía, a través de un sistema de anotaciones en cuenta (análogo a un registro público), en el que voluntariamente los productores de electricidad que utilicen fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia pueden solicitar la inscripción de las garantías de origen que les puedan corresponder. La CNMC, a la que compete la supervisión del sistema con el objetivo de que se contabilice adecuadamente la expedición y uso de las garantías de origen, comprueba previamente a la expedición la información disponible para contrastar que las anotaciones se ajustan a la realidad. Los productores pueden solicitar la transferencia de las garantías de las que son titulares a los comercializadores, pudiendo producirse su cancelación, bien por redención (venta de una garantía de origen a un consumidor final), bien por revocación (por comisión de un error o deficiencia en la expedición de una garantía) o bien por caducidad (transcurrido el periodo máximo de doce meses establecido).

Interesa resaltar que la transferencia de las garantías de origen por los titulares de las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia a favor de los comercializadores se produce a cambio de una contraprestación económica, por lo que tales garantías suponen una fuente de ingresos para dichos productores. Ahora bien, de acuerdo con la orden cuya modificación se proyecta, los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen deberán contabilizarse separadamente, correspondiendo a los productores a cuyo nombre se expidan garantías de origen la obligación de remitir durante el primer trimestre de cada año a la

Comisión Nacional de Energía (hoy CNMC) un informe sobre el plan de aplicación de dichos ingresos, «que podrán estar destinados bien a nuevos desarrollos de instalaciones de producción en régimen especial que con el sistema de retribución vigente no resulten rentables, o bien a actividades generales de investigación y desarrollo (I+D) cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global» (artículo 7).

Según el último informe disponible sobre el sistema objeto de análisis, publicado por la entonces Comisión Nacional de Energía el 12 de julio de 2012 con datos correspondientes al ejercicio 2010, las garantías que fueron expedidas durante el mismo representaron el 27% de la producción nacional de electricidad en el año 2010 y el 59% respecto de la producción nacional total procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración. El 93% de las garantías expedidas para 2010 tuvieron como destino algún comercializador, de las cuales únicamente el 12% fue finalmente transferida y redimida en un consumidor final, caducando el otro 88% el 31 de marzo de 2011 en manos del propio comercializador adquirente. La redención en consumidor final fue realizada en 2010 por doce comercializadores en más de 392.000 clientes, cifra muy superior a la de años anteriores, lo cual fue considerado por la Comisión Nacional de Energía como «un síntoma de la mayor concienciación y progresión de este sistema al nivel del consumidor final».

Por lo demás, llama la atención que los últimos datos disponibles en la página web de la CNMC se correspondan, como ha sido indicado, con los del ejercicio 2010, cuando el artículo 6.5 de la orden de cuya modificación se trata impone a dicho organismo la presentación ante el departamento ministerial consultante con periodicidad anual de una «memoria de la actividad de expedición de la garantía de origen de la energía procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia». No hay que olvidar que el artículo 22 de la Directiva 2009/28/CE obliga a los Estados miembros a presentar cada dos años a la Comisión Europea un informe sobre los progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables,

describiendo, entre otros aspectos, «el funcionamiento del sistema de garantías de origen para la electricidad» (letra d)). En este contexto, si las memorias correspondientes a los ejercicios posteriores a 2010 han sido elaboradas y comunicadas al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debe valorarse la oportunidad de hacer públicos sus resultados o, al menos, procede incorporarlos a la memoria del análisis de impacto normativo de este expediente; en caso contrario, esto es, de no haber sido dichas memorias evacuadas, se impone dar cumplimiento inmediato a la obligación prevista en la orden ministerial, presupuesto necesario para reflejar los datos sobre la evolución del sistema de garantías de origen en el informe dirigido a la Comisión Europea²².

El juicio favorable a esta iniciativa se sustentó en su capacidad para dar respuesta al principal objetivo perseguido, esto es, la transposición al ordenamiento español del artículo 14.10 de la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. Con todo, se detectó la necesidad de dotar a la garantía de origen del formato normalizado previsto en la norma europea, lo que fue observado por el Consejo de Estado con carácter esencial en el dictamen de referencia (52/2015):

En lo que atañe a la transposición del artículo 14.10 de la directiva citada, esta finalidad se persigue mediante la modificación del artículo 6.3 a) de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo.

El artículo 6 de dicha orden, en su redacción vigente, regula el sistema de anotaciones en cuenta de las garantías de origen, cuya implantación y gestión compete a la CNMC. Conforme al apartado 3 de dicho precepto:

«3. Para cada instalación de generación, los datos identificativos asociados a cada cuenta serán, además de los consig-

²² En la página web de la CNMC ya es posible consultar informes de garantías de origen y etiquetado de electricidad recientes.

nados en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, los siguientes: a) En el caso de la cogeneración de alta eficiencia, valor calorífico inferior del combustible, uso del calor generado juntamente con la electricidad, rendimiento eléctrico equivalente (REE), así como electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria (PES), tal y como se definen en los anexos II y III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. b) Aquella otra información que considere necesaria la Comisión Nacional de Energía. c) Cuando se produzca cualquier modificación en la situación administrativa o técnica que afecte a las características de una instalación, su titular será el responsable de comunicarlo a la Comisión Nacional de Energía».

El apartado tres del artículo único de la disposición proyectada prevé otorgar a la letra a) transcrita la siguiente redacción: «a) En el caso de la cogeneración de alta eficiencia, capacidad térmica de la instalación, eficiencia nominal eléctrica y térmica de la instalación, valor calorífico inferior del combustible, cantidad y uso del calor generado juntamente con la electricidad, rendimiento eléctrico equivalente (REE), así como electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria (PES), tal y como se definen en los anexos II y III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración».

La comparación de las redacciones vigente y proyectada pone de relieve que esta última tiene por finalidad añadir a la información disponible en las garantías de origen, en el supuesto de la cogeneración de alta eficiencia, varios datos: la capacidad térmica de la instalación, su eficiencia nominal eléctrica y térmica, así como la cantidad de calor generado juntamente con la electricidad. La inclusión de estos datos adicionales resulta pertinente, toda vez que se trata de información integrante del contenido mínimo de las garantías de origen en cogeneración de alta eficiencia, de conformidad con lo previsto en el anexo X de la Directiva 2012/27/UE.

A la hora de valorar la adecuación al ordenamiento europeo del contenido de la garantía de origen, es importante tener

en cuenta que la fórmula liminar del artículo 6.3 a) de la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, señala que los datos identificativos asociados a cada cuenta comprenderán igualmente los consignados en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Además, con arreglo al párrafo segundo del artículo 4 de la misma disposición reglamentaria, las garantías de origen incluirán, al menos, los datos relativos a la identificación, situación, fecha de puesta en servicio, tipo de energía, capacidad de la instalación, periodo de funcionamiento y sistema de apoyo, sin perjuicio de que esta información pueda detallarse con mayor precisión por Circular de la CNMC, que deberá publicarse en el BOE.

Con todo, el anexo X de la Directiva 2012/27/UE impone hacer constar en las garantías de origen la fecha y el país expedidor y un número de identificación único, así como, sobre todo, dotar a tales garantías de un formato normalizado de 1 MWh, cuestiones sobre las que no se encuentra mención alguna en el proyecto. Al decir de UNESA, estos aspectos tienen especial relevancia, toda vez que el hecho de que el sistema español identifique cada operación de garantía de origen, con independencia de que se corresponda o no con la unidad de megavatio-hora de energía eléctrica, constituye una de las razones por las que no se aceptan las garantías de origen españolas en el extranjero.

A la vista de lo anterior, la completa transposición del artículo 14.10 de la Directiva 2012/27/UE y del anexo X al que se remite, hace preciso que se dote a la garantía de origen del formato normalizado de 1MWh, haciéndose constar la fecha y el país expedidor y un número de identificación único. Estas exigencias han de reflejarse en la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, bien en el artículo 6.3 a) comentado, bien en el artículo 4, ubicación esta última con probabilidad más apropiada, considerando que se trata de un criterio extensible a las garantías de origen de electricidad procedente de fuentes renovables (para las que el volumen estándar también es 1 MWh, según el artículo 15.2 de la Directiva 2009/28/CE).

Esta observación tiene carácter esencial a los efectos del artículo 130.3 del Reglamento Orgánico del Consejo de Estado.

Por lo demás, dicha observación conduce a una reflexión de alcance más general acerca de la conveniencia de favorecer la comercialización de las garantías de origen de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia.

Como subrayan varias entidades participantes en el trámite de audiencia y reconoce en su valoración de este trámite la CNMC, «está cobrando un interés creciente para los titulares de las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia la posibilidad de exportar garantías de origen y obtener con ello un posible ingreso adicional, máxime en el caso de aquellas instalaciones que, tras la plena aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, han dejado de percibir toda retribución específica». Desde esta perspectiva, merece una valoración positiva la implantación prevista de un sistema informático compatible con el empleado por la AIB (Association of Issuing Bodies), cuya plataforma es la más extendida para el intercambio electrónico de garantías de origen, así como cualquier otra medida que se adopte en esta línea. En particular, procedería ponderar la conveniencia de que la CNMC pertenezca a dicha asociación (configurada como una asociación internacional sin ánimo de lucro constituida bajo la ley belga) si ello puede contribuir a la exportación de garantías de origen españolas, dejando constancia de tal valoración en la memoria del análisis de impacto normativo.

La Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia., fue aprobada «de acuerdo con el Consejo de Estado», es decir, aceptándose la observación formulada con carácter esencial²³. Así, el artículo 4.1 de la Orden

²³ De no haber sido acogida, habría sido procedente la fórmula «oído el Consejo de Estado», de acuerdo con los artículos 2.2 de la

ITC/1522/2007, de 24 de mayo, en la redacción procedente de la Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, dispone que «las garantías de origen tendrán un formato normalizado de 1 MWh». A ello hay que añadir que, en línea con la sugerencia adicional formulada por el Consejo de Estado, la CNMC se ha convertido en miembro de pleno derecho de la AIB (Association of Issuing Bodies), lo que hace posible realizar a través de la plataforma de esta asociación exportaciones e importaciones de garantías de origen de la energía generada de marzo de 2016 en adelante²⁴.

IV. Precios voluntarios para el pequeño consumidor

De acuerdo con el artículo 17.1 de la LSE, los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación, actualmente, los titulares de los puntos de suministro efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

La aprobación de la LSE no afectó a la vigencia del artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía, conforme al cual el coste de producción de energía eléctrica se determinaba con base en los precios de

Ley Orgánica 3/1980, de 22 de abril, del Consejo de Estado y 130.3 del Reglamento Orgánico del Consejo de Estado, aprobado por Real Decreto 1674/1980, de 18 de julio.

²⁴ Nota informativa sobre la adhesión de la CNMC a la AIB, disponible en: <https://gdo.cnmc.es/CNE/abrirVentanaIGeneral.do?fichero=Nota%20Informativa%20Adhesion%20AIB.pdf&directorio=nGarantiasOrigen>.

los mercados a plazo con horizonte temporal de al menos seis meses, lo que dio lugar al desarrollo de un sistema en el que el cálculo del coste de producción eléctrica tomaba como referencia el resultado de las denominadas subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso).

Las circunstancias que rodearon la vigésimo quinta subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013 y que condujeron a su anulación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia²⁵, propiciaron la revisión urgente del sistema, lo que se llevó a cabo mediante la tramitación simultánea de la modificación del artículo 17.2 de la LSE y de la regulación reglamentaria de la metodología de cálculo de los PVPC y su régimen jurídico de contratación, proyecto al que estuvo dedicado el dictamen 252/2014, de 20 de marzo.

En consonancia con este dictamen, se examinarán los antecedentes de la norma citada y el régimen de designación de los comercializadores de referencia. Este apartado concluye con una referencia a la metodología de cálculo de los costes de comercialización, uno de los elementos integrantes del PVPC.

IV.1. Antecedentes y adecuación al marco legal

Para entender el significado del cambio de modelo, procede acudir al análisis de los antecedentes en los que se encuadra, a la vista del dictamen indicado:

Desde el 1 de julio de 2009, fecha de la desaparición del mercado a tarifa, el suministro eléctrico se ejerce en su totalidad por los comercializadores en libre competencia, siendo los consumido-

²⁵ La Sentencia de la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional de 23 de marzo de 2016 (rec. 63/2014) declaró la conformidad a Derecho de la decisión de la CNMC de no validar la vigésimo quinta subasta CESUR.

res quienes eligen libremente a su comercializador. En este contexto la tarifa de último recurso era el precio máximo y mínimo que podían cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores que se acogieran a dicha tarifa, sin perder por ello la consideración de consumidores en el mercado liberalizado. Adicionalmente, los consumidores suministrados por un distribuidor que no optaran por elegir empresa comercializadora eran suministrados por un comercializador de último recurso mediante la aplicación de la tarifa de referencia. Todo ello conectaba la existencia de la tarifa de último recurso al servicio universal, realizándose la nueva actividad de suministro a dicha tarifa por las empresas comercializadoras de último recurso, esto es, aquellas a las que se impuso tal obligación de servicio público con separación de cuentas para diferencia dicha actividad de la de suministro libre.

En la LSE vigente la anterior tarifa de último recurso ha pasado a denominarse precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de referencia (nueva denominación para los comercializadores de último recurso) a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa en vigor, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación (artículo 17.1). Tales consumidores son ahora (y continuarán siéndolo conforme al proyecto) los conectados en baja tensión con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW. De acuerdo con el proceso de liberalización impulsado el 1 de julio de 2009, la existencia de los PVPC no obsta que los consumidores puedan, además de acogerse a tales precios con un comercializador de referencia, contratar su suministro en el mercado libre con cualquier comercializador de su elección. Del régimen de los PVPC contenido en el artículo 17 de la LSE cabe destacar que tales precios se calculan, conforme a la metodología que establezca el Gobierno, de acuerdo con los principios de suficiencia de ingresos, de aditividad y de no distorsión de la competencia en el mercado minorista, teniendo en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia, a partir de la suma de tres conceptos: el coste de producción de energía, los peajes de acceso y los costes de comercialización correspondientes.

Mediante la expresión «tarifa de último recurso» (TUR) se alude en la LSE a aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo con lo dispuesto en dicha ley y su normativa de desarrollo. En particular, dichas tarifas de último recurso resultan de aplicación 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 (artículo 17.3). No se oculta la dificultad terminológica generada por el hecho de que una misma expresión (TUR) tenga dos significados distintos en función de si emplea en el contexto de la legislación del sector eléctrico anterior (donde se utilizaba en un sentido equivalente a los actuales PVPC) o vigente (que dota a dicha expresión de un contenido más limitado). A ello se suma que los consumidores destinatarios de la TUR en la LSE actual tienen perfiles opuestos: uno debe ser objeto de especial protección debido a su vulnerabilidad y otro ha de ser disuadido de su comportamiento omisivo al no contratar en mercado libre el suministro de energía eléctrica cuando no tiene derecho a acogerse al PVPC. De ahí que la TUR se concrete en el primer caso en descuentos y en el segundo en recargos sobre dichos PVPC.

Hasta ahora, conforme a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía, el coste de producción de energía eléctrica se determinaba con base en los precios de los mercados a plazo con horizonte temporal de al menos seis meses. Esta norma reglamentaria fue desarrollada por la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, y a continuación por la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Al amparo de este régimen jurídico, se tomaba como referencia para el cálculo del coste de producción el resultado de las denominadas subastas CESUR, cuya celebración estaba prevista con una periodicidad trimestral.

Las circunstancias que rodearon la última subasta CESUR (la vigésimo quinta) celebrada el 19 de diciembre de 2013 y que condujeron a que no fuera validada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como entidad supervisora de la misma, han puesto en tela de juicio la idoneidad del mecanismo existente para la determinación del coste de producción de energía eléctrica. La situación generada por la anulación de dicha subasta, al dar lugar a que el precio resultante de la misma no fuera considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, obligó a establecer el cauce para fijar el precio de la electricidad a partir del 1 de enero de 2014. 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, vino a cubrir dicho vacío. Ahora bien, al agotar su vigencia el 31 de marzo de 2014, hace necesario que antes de esta fecha se apruebe el proyecto consultado para establecer la metodología de cálculo de los PVPC. Cabría preguntarse si la existencia de este horizonte temporal tan acotado, que explica la urgencia del procedimiento de elaboración del texto remitido en consulta, ha permitido las mejores condiciones para la reflexión sosegada acerca del cambio trascendental de modelo que se proyecta.

En tales circunstancias la disposición consultada supone el abandono del modelo en el que el precio del coste estimado de la energía en el mercado diario se fijaba a priori a través de un mecanismo con un precio de futuro a través de las subastas CESUR, y su sustitución por un mecanismo en el que el consumidor abonará el coste que ha tenido en el mercado la energía consumida en el periodo de facturación. A este respecto, como pone de relieve el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tiene una incidencia determinante en el cálculo del coste de producción de la energía la disposición o no de un

equipo de medida electrónico con telegestión: en caso negativo, el consumo de energía durante los dos meses de facturación se distribuirá según el perfil de consumo diario del consumidor tipo, multiplicándose el consumo de cada hora por el precio horario del mercado correspondiente al momento del consumo para obtener un precio medio ponderado de dos meses, lo que hará coincidentes los precios medios ponderados de todos los consumidores en esta situación con las mismas fechas de lectura inicial y final; en caso afirmativo, se les facturará mensualmente su consumo real en cada hora con el precio horario final del mercado. En el primer supuesto resultarán determinantes los perfiles finales de consumo que, en función de cada tipo de consumidores, son calculados y publicados por el operador del sistema, de conformidad con las instrucciones emitidas por resolución del Director General de Política Energética y Minas, a propuesta del organismo supervisor, en virtud del artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (disposición transitoria quinta del proyecto). En el segundo supuesto los consumidores percibirán nítidamente la señal de precio, al poder ser conscientes del impacto en la factura del momento del consumo eléctrico, y podrán adecuar a dicha señal su comportamiento en aras de un consumo más eficiente.

Interesa resaltar que la primera de las situaciones descritas es transitoria, pues el plan de sustitución de contadores, tras su modificación por la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, obliga a las compañías distribuidoras a implantar totalmente el parque de contadores de medida con sujeción a los siguientes intervalos de tiempo:

a) Antes del 31 de diciembre de 2014 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora. b) Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 deberá sustituirse un 35 por ciento del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora. c) Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 deberá sustituirse un 30 por ciento del total

del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

Es particularmente valioso, a la hora de emitir una valoración global acerca del modelo proyectado, el análisis contenido en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las ventajas e inconvenientes de dicho modelo. Se insiste en este informe, así como en la memoria del análisis de impacto normativo, que el sistema en vías de implantación reducirá el coste de la energía, en la medida en que, al fijarse el precio en el mercado al contado, no incluirá la prima de riesgo de los mercados a plazo. Dicha reducción ha sido cuantificada para el periodo comprendido entre julio de 2009 (fecha de introducción del suministro de último recurso y de las subastas CESUR) y octubre de 2013 (último dato disponible) en un 4,3% sobre el precio final de la factura. También se ha remarcado la importancia de revelar señales de precio a los consumidores para fomentar que desplacen su consumo individual hacia periodos de precios inferiores con las consiguientes ventajas en los planos de la eficiencia energética y medioambiental, si bien éste es un efecto cuya virtualidad general queda pospuesta al momento en que se complete el parque de contadores de medida electrónicos el 31 de diciembre de 2018.

En contrapartida, se alerta en el expediente acerca de las superiores variaciones en el precio del coste de la energía que apreciarán los consumidores en sus facturas, si bien tales variaciones no serán, al decir de la memoria del análisis de impacto normativo, significativamente mayores de las resultantes de las subastas CESUR. En cualquier caso, pese a la importancia relativa que se concede a este inconveniente reconocido del nuevo modelo, se considera acertada la introducción de la obligación de los comercializadores de referencia de ofertar un precio fijo de la energía durante un año, como opción más estable para el consumidor aunque con un mayor coste de aseguramiento. De esta forma, gracias a la publicación obligatoria de dichas ofertas en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se facilitará la comparación de las ofertas alternativas de los distintos comercializadores de referencia, de

modo que los consumidores que no deseen estar sujetos a las variaciones del precio horario de la energía, podrán acogerse a esta opción de mayor estabilidad aunque menos económica.

El conjunto resultante permite combinar una reducción del coste de la energía incluido en el PVPC con una pluralidad de opciones para el consumidor, por lo que merece un juicio general favorable, sin menoscabo de las observaciones de carácter general y particular que se formulan en los siguientes apartados del presente dictamen.

En el contexto en el que esta iniciativa fue informada por el Consejo de Estado, tenía especial trascendencia dilucidar si la norma reglamentaria podía ser aprobada en el marco legislativo entonces vigente o si, por el contrario, era precisa la previa reforma del artículo 17.2 de la LSE que se estaba tramitando, tesis -esta última- que prevaleció en el dictamen 252/2014:

Tal y como apunta la memoria del análisis de impacto normativo, se ha insertado en el proyecto de Ley por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, una disposición final decimotercera dirigida a la modificación de la LSE. Dicha disposición tiene el siguiente tenor en el texto remitido al Senado:

Disposición final decimotercera. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en los siguientes términos.

Uno. Se modifica el párrafo a) del apartado 2 del artículo 17, que queda redactado como sigue:

«a) El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con arreglo a mecanismos de mercado en los términos que se desarrollen reglamentariamente.»

Dos. Se añade un nuevo párrafo q) al apartado 1 del artículo 46, con la siguiente redacción:

«q) En su caso, en los términos que se establezca reglamentariamente, las comercializadoras de referencia estarán obligadas a realizar ofertas a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los peajes, cargos y otros costes regulados.

A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.»

Del examen de la previsión transcrita es posible identificar dos ámbitos en los que la modificación proyectada dotará de plena cobertura al reglamento en tramitación, lo que a su vez exige plantearse si el texto en vigor proporciona suficiente amparo en dichos ámbitos al desarrollo reglamentario que se pretende.

En primer lugar, por su relevancia, es preciso pronunciarse acerca de si la nueva metodología de cálculo del coste de la energía eléctrica que se incluye en el PVPC tiene o no cabida en la LSE en vigor. Conforme al artículo 17.2 de esta norma, dicho coste se determinará con base en mecanismos de mercado «atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine». La locución entrecomillada, a cuya desaparición está dirigida la reforma en curso de dicho precepto, apunta claramente al modelo de cálculo que se proyecta sustituir. En efecto, la mención a un precio «previsto» está concebida para un mecanismo en el que el precio del coste estimado de la energía se fije ex ante, como precio de futuro que pueda anticiparse en el mercado de producción, correspondiendo a la potestad reglamentaria la determinación del periodo que haya de tomarse en consideración para la fijación a priori de dicho precio. Desde esta perspectiva, la sustitución de tal mecanismo por otro en el que el consumidor abone el coste que ha tenido en el mercado la energía consumida en el periodo de facturación no es factible desde un punto de vista jurídico, atendiendo a las exigencias del principio de jerarquía normativa, sin la reforma prevista de la LSE.

Por lo demás, no contraviene el sistema proyectado el derecho de los consumidores a «ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios» (artículo 44.1 i) de la LSE), frente a lo que aducen algunas entidades participantes en el trámite de audiencia. Este derecho, que, en puridad, encuentra su desenvolvimiento en las relaciones horizontales de los consumidores con los comercializadores, más que operar como límite a la configuración de los PVPC en las relaciones verticales, no obliga a una determinación ex ante del coste energético con una periodicidad trimestral, sino que es compatible con la aproximación de dicho coste al precio de la electricidad de los mercados diario e intradiario. Es más, con los instrumentos de información contemplados en el proyecto, los PVPC ganarán en transparencia y, cuando el consumidor disponga de contador electrónico, tendrá a su disposición herramientas para adecuar su consumo eléctrico al precio real de la energía de que hace uso.

Desde esta óptica, tampoco cabe juzgar discriminatorio el diferente tratamiento que resulta de la disposición o no de tales contadores. Esta diferencia tiene justificación en un factor técnico, por cuanto los contadores electrónicos permiten el acceso a una información (el momento exacto del consumo) que de otro modo no es conocida, y tiene un alcance temporal transitorio, considerando que la sustitución del parque de contadores habrá concluido al iniciarse el año 2019. Carecería de sentido aplicar un perfil de consumidor tipo, como ficción derivada de datos medios ponderados que permite suplir la ausencia de información acerca de la concreta hora de consumo eléctrico, a aquellos consumidores cuyos datos de consumo sí son accesibles por tener instalado un contador con capacidad de telegestión.

Sin perjuicio de ello, dada la relevancia de tales contadores como factor determinante del diferente tratamiento para el cálculo del coste de la energía implícito en el PVPC, se estima procedente que el plan de sustitución de contadores otorgue de forma expresa al usuario la iniciativa para adelantar la sustitución de su actual contador por otro que permita la telegestión y la telemedida, con la consiguiente obligación de las

empresas distribuidoras de atender dicha petición en un plazo razonable.

Por lo demás, considerando la importancia que, en ausencia de contadores electrónicos, tendrán para la fijación del coste de la energía los perfiles finales de consumo, ha de recomendarse la implantación de mecanismos para la adecuada supervisión de su cálculo, como garantía de la estricta observancia de la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que fija la metodología aplicable.

*En segundo lugar, en lo que atañe a la oferta alternativa al PVPC, la imposición a los comercializadores de referencia de la obligación de ofertar un precio fijo para un plazo anual a los consumidores con derecho al PVPC carece de reflejo en el texto vigente de la LSE. Ahora bien, el artículo 46.1 de esta norma contiene un listado de las obligaciones que incumben a las empresas comercializadoras, el cual no se concibe como *numerus clausus*, en la medida en que tal enumeración debe ser completada con las obligaciones «que se determinen reglamentariamente». Esta previsión es exponente del mayor papel que se reconoce a la potestad reglamentaria en los sectores regulados, toda vez que el legislador admite con naturalidad la imposición de obligaciones de nuevo cuño por vía reglamentaria a los comercializadores como agentes del sistema eléctrico. En suma, se aprecia margen suficiente para exigir a los comercializadores de referencia a través del texto consultado la oferta alternativa al PVPC, lo que no es óbice para considerar muy pertinente su plasmación en el artículo 46.1 q) proyectado de la LSE.*

En mérito de lo expuesto, la introducción del nuevo modelo de cálculo del coste de energía eléctrica incorporado al PVPC no tiene cabida en la LSE mientras el artículo 17.2 a) imponga tomar como referencia el precio medio previsto en el mercado de producción durante un plazo fijado reglamentariamente. Por ello, tal y como se plasmará en la conclusión del presente dictamen, el parecer favorable del Consejo de Estado a la aprobación del reglamento en tramitación ha de quedar condicionado a que se modifique dicho precepto en la línea proyectada en el texto transcrito, entrado en el Senado el 24 de febrero de 2014.

La entrada en vigor de la Ley 3/2014, de 27 de marzo, por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, que procedió (en la disposición final undécima) a la reforma de los artículos 17.2 y 46.1 de la LSE en el sentido apuntado, permitió la elevación al Consejo de Ministros del proyecto de referencia y su aprobación como Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

IV.2. Designación de los comercializadores de referencia

Entre los aspectos jurídicos que fueron objeto de especial atención en el dictamen 252/2014, se encontraba el mecanismo de designación de los comercializadores de referencia, esto es, las empresas obligadas a suministrar la energía eléctrica a los consumidores con derecho a ello, como máximo, a los PVPC. Y ello por cuanto la enumeración nominativa que contenía el precedente reglamentario fue anulada en sede judicial, a falta de una base normativa suficiente para determinar los criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que inspiraron la enumeración.

El Consejo de Estado juzgó que el mecanismo de designación previsto en la norma que se tramitaba, a diferencia de la regulación anterior, sí estaba soportado por razones fundadas, relacionadas detalladamente en la memoria del análisis de impacto normativo.

Resulta oportuno un comentario acerca del mecanismo de designación de los comercializadores de referencia, considerando que la identificación de los comercializadores de último recurso (en la terminología utilizada en la legislación anterior) en el artículo 2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, fue

anulada en los términos resultantes de la Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 5 de abril de 2011.

Al resolver el recurso interpuesto por varias sociedades del sector contra el citado precepto, que se limita a enumerar nominativamente las empresas comercializadoras de energía que han de asumir la obligación de suministro de último recurso, el Tribunal Supremo (tras una extensa cita del dictamen del Consejo de Estado 2/2009, de 22 de enero, conforme al cual la forma de designación de los comercializadores de último recurso planteaba dudas en cuanto a los criterios empleados y su aplicación) concluyó que la habilitación al Gobierno para que designe tales empresas «exige configurar una base normativa suficiente que regule los presupuestos o criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que permita determinar a qué empresas puede imponerse la obligación adicional de suministro de último recurso por cumplir las condiciones técnicas, financieras y contables que sean coherentes con el mandato regulatorio del legislador».

Atendiendo a la pretensión deducida en el suplico del escrito de demanda, y, conforme a lo dispuesto en el artículo 70.2 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la jurisdicción contencioso-administrativa, que delimita las facultades de los tribunales contencioso-administrativos, en relación con la anulación de disposiciones generales, el Tribunal Supremo consideró «necesario precisar que la estimación del recurso contencioso-administrativo se circunscribe a la obligación del Gobierno de determinar los criterios o variables que condicionan, desde la perspectiva territorial, técnica, financiera y contable, la designación de comercializadores de último recurso y, por tanto, no se extiende a la exclusión de las empresas comercializadoras de energía eléctrica designadas en el artículo 2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, que pudiera producir un vacío normativo contrario a la protección de los intereses de los consumidores, que tienen reconocido el derecho a la elección de su su-

ministrador que les garantice un suministro de calidad y a unos precios comprensibles, transparentes y razonables».

Tal y como señala el preámbulo de la disposición proyectada, ésta viene a dar cumplimiento a la resolución judicial aludida, toda vez que diseña un mecanismo de designación de los comercializadores de referencia basado en la distinción entre quienes asumen esta condición obligatoriamente y quienes pueden hacerlo de forma voluntaria, justificándose en ambos casos los criterios en que se fundamenta tal designación. Así, es reseñable el esfuerzo argumentativo que efectúa la memoria del análisis de impacto normativo para fijar el número de clientes que desencadena la obligación del suministro de referencia (100.000 clientes en el territorio español o 25.000 en Ceuta y Melilla), como límite que refleja «una capacidad técnica demostrada, una experiencia con consumidores finales de cierta entidad, una agilidad en la prestación de este servicio, una capacidad para poder asumir un volumen de clientes en caso de traspaso procedente de una comercializadora (supuestos frecuentes en los últimos años)» y «una capacidad financiera para poder asumir supuestos de impago». Estos criterios permiten igualmente fundar la exigencia de los distintos requisitos para solicitar la condición de comercializador de referencia.

En consecuencia, mediante el proyecto en tramitación se subsana la indefinición de los criterios conducentes al otorgamiento de dicha condición.

El artículo 3 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, está referido a los requisitos de los comercializadores de referencia, en relación con los cuales se distinguen dos supuestos. De un lado, esta condición se atribuye en todo el territorio español a los grupos empresariales que hayan suministrado en dicho territorio a más de 100.000 clientes en los últimos doce meses, si bien, en el caso de Ceuta y Melilla, el número de suministros se rebaja a 25.000 clientes de media en los últimos doce meses, circunscribiéndose tal condición al territorio de la ciudad autónoma respectiva. De otro lado, la condición de

comercializador de referencia en todo el territorio español podrá ser asumida por las empresas comercializadoras que cumplan determinados requisitos, entre ellos, tener un capital social mínimo de 500.000 euros y un número mínimo de 25.000 clientes de media en los últimos doce meses en el territorio español. Las empresas que cumplan tales requisitos podrán solicitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo su designación como comercializadores de referencia.

En la redacción de este precepto incidió el Consejo de Estado, que expresó sus reparos a la previsión de que la comisión de una infracción administrativa en materia de comercialización acarrearía la eventual exención de las obligaciones propias de la comercialización de referencia:

[...] Se prevé que, de haber sido sancionado un comercializador de referencia por la comisión de una infracción administrativa en materia de comercialización, o atendiendo a otras circunstancias que afecten al correcto ejercicio de esta obligación de servicio público, dicho comercializador podría ser eximido de esta obligación por real decreto del Consejo de Ministros. Se vincula, de esta forma, a la comisión de una infracción administrativa —como supuesto de hecho— una consecuencia jurídica consistente en la eventual exención de una obligación, lo que carece de lógica jurídica. Hay que entender, por ende, que existe una lógica económica que se plasma en un interés comercial o de imagen para ostentar en el grupo empresarial un comercializador de referencia, pues de lo contrario bastaría con mantener una actitud incumplidora para quedar eximido del suministro de referencia. Con todo, sería preferible otro tenor, poniendo el énfasis en que la comisión de una actuación reprochable jurídicamente puede llevar aparejada la pérdida de la condición de comercializador de referencia, no tanto la exención de la obligación de servicio público que conlleva. A ello hay que añadir que la comisión de cualquier tipo administrativo en materia de comercialización, aunque sea leve, no puede tener asociada una consecuencia de tanta trascendencia, por lo que sería necesario acotar el supuesto de hecho, primero,

especificando la gravedad de la infracción o su reiteración y, segundo, concretando las restantes circunstancias que, por afectar al correcto ejercicio de la actividad de comercialización de referencia, pueden conducir a tal consecuencia. Entre tales circunstancias debería tener una mención expresa la pérdida de clientes que conduzca a la no superación del número mínimo aludido, sin perjuicio del derecho de la empresa afectada de solicitar la prestación voluntaria del suministro de referencia por el cauce del apartado 2 del precepto comentado.

Esta observación provocó el cambio de enfoque del precepto, que en su redacción final dice así (artículo 3.4):

«Los comercializadores de referencia designados conforme al apartado 2 habrán de mantenerse en el cumplimiento de esos requisitos durante el ejercicio de su actividad.

A estos efectos, el órgano competente para inspeccionar o para sancionar, según proceda, deberá comunicar a la Secretaría de Estado de Energía tanto cualquier incumplimiento de estos requisitos como la imposición de sanciones en materia de comercialización de energía eléctrica en el plazo máximo de un mes desde que sean firmes en vía administrativa.

En caso de que un comercializador de referencia incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, previa audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, así como el traspaso de los clientes de dicho comercializador a otro comercializador de referencia, en los términos previstos en el artículo 47.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.»

IV.3. Cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia

El estudio de la metodología de cálculo de los PVPC no puede finalizar sin una referencia a la reforma introducida en el

cálculo de los costes de comercialización a raíz de los pronunciamientos del Tribunal Supremo (Sentencias de 3 de noviembre de 2015 en los recursos 358/2014, 395/2014 y 396/2014) que anulaban la fijación de tales costes en la redacción original del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Como ha sido expuesto, de acuerdo con el régimen legal de cobertura, los PVPC han de calcularse a partir de la suma de tres conceptos: el coste de producción de energía, los peajes de acceso y cargos, así como los costes de comercialización correspondientes. Al estimar el Alto Tribunal que la fijación de estos últimos carecía de un sustento suficiente en el real decreto citado, por no especificar la metodología a la que respondía (además de por proceder a una degradación de rango inadmisibles), se hizo necesaria la determinación del margen de comercialización previa la adopción de una metodología de cálculo, para lo que el propio Tribunal Supremo dio a la Administración un plazo perentorio.

En estas circunstancias, se elaboró el proyecto de real decreto relativo a los costes de comercialización, concebido como una norma específica en la materia, pero que, a raíz de la observación de técnica normativa formulada por el Consejo de Estado en el dictamen 844/2016²⁶, fue aprobado finalmente como un reglamento modificativo del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo: el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre. Por todo ello, a pesar de que el ámbito temporal al que se contrae la presente obra se sitúa en la reforma del sector acometida durante la X Legislatura, es preciso examinar el origen y objetivos de dicho reglamento, dictado al comienzo de la XII Legislatura.

²⁶ *Supra* Parte Primera, IV.1.

El dictamen citado comenzaba explicando el contexto que motivó tal iniciativa:

[...] El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, concretó los aspectos más relevantes del modelo, entre lo que se encuentran los siguientes:

a) La definición de los consumidores que pueden acogerse a los PVPC, que son los conectados en baja tensión con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW.

b) Los requisitos de las comercializadoras de referencia (COR).

c) La estructura de los PVPC, en desarrollo de los tres conceptos que de forma aditiva han de servir de base para su cálculo de acuerdo con la cobertura legal: el coste de producción de energía, los peajes de acceso y cargos y los costes de comercialización.

En lo que al proyecto examinado interesa, el artículo 7 del real decreto citado incluía en la estructura de los PVPC (en particular, en el término de potencia) el coste de comercialización, expresado en euros/kW y año, encomendando su fijación al Ministro de Industria, Energía y Turismo, por orden dictada previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. La única referencia adicional a tales costes de comercialización se contenía en la disposición adicional octava, destinada a fijar los valores iniciales del PVPC, cuyos apartados 2 y 3, copiados a la letra, señalaban:

«2. El valor del margen de comercialización fijo, MCF, definido en el artículo 7, para cada una de las tarifas aplicables al precio voluntario para el pequeño consumidor a partir de 1 de abril de 2014 será de 4 euros/kW y año. Este valor podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

3. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización de referencia para realizar el suministro de energía eléctrica a precio voluntario del pequeño consumidor y a tarifa de último recurso, donde se detallen cada uno de los costes de comercialización que incorpora. Este informe, a salvo de la información que tenga carácter confidencial, será objeto de publicación en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en el plazo máximo de 15 días desde su remisión».

[...] El Tribunal Supremo resolvió mediante sendas sentencias de 3 de noviembre de 2015 los recursos 358/2014 (interpuesto por «E.ON Comercializadora de Último Recurso, S. L.»), 395/2014 («Gas Natural SDG, S. A.») y 396/2014 («Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S. A.»), en virtud de las que, estimándose parcialmente las pretensiones deducidas, se anuló el apartado 2 de la disposición adicional octava del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por ser disconforme a Derecho.

De acuerdo con la fundamentación jurídica de la sentencia dictada en el recurso 395/2014, a cuyos razonamientos se remiten las otras dos, el Gobierno había dado cumplimiento al mandato para establecer la metodología para elaborar el PVPC con el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que responde precisamente a dicha denominación, pero dicha disposición no cumplía con su cometido respecto a uno de los tres elementos que configuran los PVPC: los costes de comercialización; es decir, la parte de los PVPC destinada a compensar y remunerar a los comercializadores eléctricos de referencia por la actividad de comercialización de la electricidad a los usuarios de los PVPC, que son la mayoría de la población. Tal ausencia de regulación, a juicio del Tribunal Supremo, suponía «una omisión normativa, puesto que la metodología para la fijación de los PVPC debe ser completa para cumplir con el mandato legal». Además de incurrir en dicha omisión, contrariando lo establecido por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctri-

co, la disposición adicional octava, apartado 2, procedía «a fijar un valor al margen de comercialización sin especificar directa ni indirectamente el método por el que se llega a dicho valor», lo que resultaba contrario a Derecho, dado que no se ajustaba a una metodología previa elaborada por el Gobierno. «Ciertamente es el Gobierno quien fija ese valor, pero lo hace no ya sólo contrariando la exigencia legal de una previa metodología, sino además de forma inmotivada y sin explicar en absoluto los criterios empleados para llegar a dicha cifra -aunque no se ofreciera una metodología propiamente dicha-, incurriendo por tanto en arbitrariedad. Tanto más cuanto que el valor fijado es el mismo que se determinó en 2009 (seis años antes del Real Decreto, por tanto) de forma que se entendía como provisional y asimismo sin memoria justificativa». La infracción jurídica se agravaba «con la autorización que hace el Gobierno para que dicho valor pueda ser modificado mediante orden ministerial. Y no porque ello no sea posible, sino porque la autorización es para su modificación también sin requerir que exista previa metodología y esta vez por una autoridad (el Ministro) que ni siquiera es el competente para la elaboración de la metodología».

De lo expuesto se colegía la estimación parcial del recurso en un doble aspecto:

- En primer lugar, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, incurría en omisión contraria a Derecho, habida cuenta de que, teniendo por objeto cumplir el mandato legal de establecer una metodología para el cálculo de los PVPC, lo hacía de una manera incompleta, al no prever la relativa al cálculo de los costes de comercialización. Ciertamente, no resultaba legalmente obligado que la metodología para el cálculo de los PVPC estuviese comprendida en una única disposición, sin que fuese objetable desde la óptica de la legalidad que la fijación del margen de comercialización se previera en una disposición distinta, pero el real decreto impugnado sí incurría en una omisión contraria a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la medida en que se presentaba «como una metodología completa para dicho cálculo, siendo así que omite el procedimiento para fijar uno de los elementos que integran los PVPC».

• En segundo lugar, se estimaba el recurso en lo relativo a la solicitud de nulidad de la disposición adicional octava, si bien sólo en cuanto a su apartado 2, en la medida en que fijaba el valor del margen de comercialización sin la aplicación de una previa metodología y sin justificar o motivar al menos las razones que abonaban ese concreto valor. No ocurría lo mismo, en cambio, con el apartado 3, pues no era contrario a la legislación de cobertura «el mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia para la elaboración de un informe sobre el margen de comercialización que corresponde aplicar, con cada uno de los costes de comercialización que lo integran, bien sea como base para la aprobación por el Gobierno de la correspondiente metodología, bien como explicación de la aplicación de la metodología que en su momento haya aprobado el Gobierno. En el bien entendido de que ha de ser el Gobierno quien apruebe dicha metodología y de que la fijación del margen de comercialización como elemento integrador de los PVPC habrá de realizarse, en todo caso, en aplicación de tal metodología».

En cambio, se rechazaba declarar la insuficiencia del margen fijado por el apartado 2 de la disposición adicional octava. Y ello por cuanto, debido a la falta de metodología, no era posible valorar la suficiencia de la retribución prevista para los costes de comercialización, correspondiendo al Gobierno la elaboración de dicha metodología, en los términos del artículo 17 de la LSE.

La nulidad del citado apartado, en cuanto fijaba el valor de los costes de comercialización en 4 euros/kW y año, conllevaba la necesidad de regularizar las cantidades derivadas de la actividad de comercialización de conformidad con el valor que se fijase atendiendo a una metodología a partir de la entrada en vigor de la norma anulada, el 1 de abril de 2014. En línea con este razonamiento, la sentencia dictada en el recurso 396/2014 ordenaba en su fallo a la Administración demandada que determinase el margen de comercialización previa la adopción de una metodología de cálculo.

La exposición de estos pronunciamientos judiciales debe completarse con la mención a los Autos del Tribunal Supremo

de 30 y 31 de mayo de 2016, que estimaron los incidentes de ejecución de sentencia promovidos, respectivamente, por «Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S. A.» (recurso 396/2014) y «Gas Natural SDG, S. A.» (recurso 395/2014). En ellos se ordenaba al Ministro de Economía y Competitividad, que sustituye al Ministro de Industria, Energía y Turismo, que elevase al Consejo de Ministros, en el plazo de un mes, la propuesta de metodología de cálculo del valor de los componentes de los PVPC con la finalidad de aprobar el margen de comercialización fijo que correspondiera.

En su análisis del proyecto de real decreto relativo a los costes de comercialización, el Consejo de Estado evaluó una por una las principales decisiones sobre las que descansaba la metodología proyectada, tras constatar el infrecuente alejamiento entre la posición mantenida por el departamento proponente y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El juicio favorable a la aprobación de la norma fue el resultado de dicho análisis, contenido en el dictamen 844/2016:

Varias de las decisiones sobre las que pivota la metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las COR que han de incluirse en el PVCP han sido objeto de contestación en el expediente por parte del sector y cuestionadas en cuanto a su acierto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que emitió un informe sobre el margen comercial -tras casi dos años de análisis de la información suministrada a su solicitud por las comercializadoras- e informó el proyecto en el marco del presente expediente.

Salvo en cuestiones competenciales (como sucedió, por ejemplo, durante la tramitación administrativa del anteproyecto de LSE, a propósito del reparto de funciones entre el departamento del ramo y el organismo supervisor), no viene siendo frecuente una disparidad de criterios en materia eléctrica entre el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como la que refleja la tramitación del texto sometido a consulta, disparidad que, lejos

de afectar a aspectos meramente incidentales, incide en algunas de las decisiones vertebradoras de la regulación proyectada. Con todo, es importante subrayar que el informe de dicho organismo sobre el texto en curso, si bien constata el desvío sustancial respecto de los planteamientos contenidos en su anterior informe sobre el margen comercial, más que oponerse al contenido del proyecto lo considera escasamente motivado. Como consecuencia de ello, la memoria del análisis de impacto normativo ha sido ampliada para exponer los argumentos en los que dicho contenido se asienta. Este esfuerzo explicativo, que ya ha sido destacado, resulta fundamental para entender los términos en los que el debate ha sido planteado y la solución por la que opta el centro directivo impulsor de la iniciativa.

El alcance de las discusiones planteadas en el procedimiento tiene una vertiente marcadamente técnica, en la que los razonamientos económicos que conducen a optar por uno u otro criterio se traducen en fórmulas matemáticas. Pero esta circunstancia no permite orillar que lo que está en juego es la satisfacción de los principios de suficiencia de ingresos, aditividad y no distorsión de la competencia en el mercado, cuya observancia exige el artículo 17.1 de la LSE en la fijación de los PVPC. Como señalara el dictamen n° 381/2015, de 7 de mayo, la complejidad de las normas del sector eléctrico «ha alcanzado un nivel en el que solamente la combinación de una formación jurídica con, sobre todo, una elevada cualificación técnica permite al lector tener un conocimiento exacto del contenido de la regulación, su alcance y significado», de lo que es prueba, en el presente caso, la necesidad de extraer del análisis económico del texto consecuencias jurídicas enormemente relevantes.

A la hora de evaluar la regulación proyectada a la luz de los principios enumerados, no caben juicios apriorísticos, como el que pudiera llevar a rechazar la metodología proyectada por el solo hecho de arrojar unos valores que se aproximen al fijado en la disposición adicional octava, apartado 2, del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, esto es, 4 euros/kW y año. Procede recalcar en este punto que, pese a las pretensiones de los demandantes, las Sentencias del Tribunal Supremo de 3 de noviembre

de 2015 no entraron a valorar la suficiencia o insuficiencia del valor que se venía aplicando en virtud del apartado anulado (y que ha continuado siéndolo, tras dichos pronunciamientos, con carácter provisional a la espera de la regularización pendiente, de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos).

Tampoco resulta concluyente a tales efectos el criterio expresado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe sobre el margen comercial de 19 de mayo de 2016, en el que abogaba por la revisión del valor de 4 euros/kW y año, invariado desde 2009, al estimarse insuficiente para cubrir los costes de explotación de las COR. Sin duda, esta opinión cualificada por la autoridad de quien la emite, obliga a extremar las cautelas en la comprobación de las decisiones que refleja el proyecto, pero no conduce necesariamente a rechazarlas, toda vez que, como se infiere de los pronunciamientos del Tribunal Supremo, para ponderar la conformidad del texto analizado con la legislación de cobertura debe atenderse a la idoneidad de la metodología diseñada para calcular los costes de comercialización y no exclusivamente a la cifra que ofrezca como resultado. A ello hay que añadir que el referido juicio sobre la suficiencia del valor de 4 euros/kw y año no ha sido reiterado en el informe del organismo supervisor de 14 de julio de 2016, que es el concretamente referido al proyecto analizado, sin perjuicio de las discrepancias que con el mismo se exponen.

Dicho lo anterior, procede abordar los principales problemas suscitados en el expediente a propósito de la metodología proyectada:

a) La aplicación del principio de eficiencia

Una de las cuestiones que mayor polémica ha generado ha sido la determinación de los parámetros a partir de los cuales calcular los costes de explotación.

En relación con esta cuestión, han sido discutidos el perímetro que había de ser considerado (todas las comercializadoras o solamente las COR), la utilización de valores medios o corregidos por razones de eficiencia o el ámbito temporal de los datos empleados (dos o más ejercicios).

Este punto es en el que las diferencias entre los pareceres del ministerio proponente y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia son más llamativas, habida cuenta de que alcanzan, incluso, la interpretación de los datos ofrecidos por las empresas. Así, mientras que el organismo supervisor aprecia la existencia de rendimientos de escala (ante lo que el proyecto tendería a penalizar a las COR con menor número de consumidores), el centro directivo impulsor del texto descarta tales rendimientos, aduciendo que las mayores empresas no incurren necesariamente en menos costes. En el germen de esta discrepancia se sitúan, con probabilidad, dos factores. En primer término, en ausencia de una contabilidad regulatoria de costes, es posible que la información proporcionada por las empresas no haya sido confeccionada sobre la base de idénticas premisas, a la hora de imputar los costes a cada una de las partidas. En segundo término, entre enero de 2014 y enero de 2016 el número de consumidores acogidos al PVPC ha disminuido en más de dos millones y medio, pero no todas las COR han adoptado al mismo ritmo medidas para acomodar los recursos destinados a la actividad de comercialización de referencia a la contracción de la clientela. En este contexto, el recurso a valores medios solamente beneficiaría a las empresas que han demorado este ajuste frente a aquellas que se han mostrado más eficientes, máxime teniendo en cuenta el contraste sustancial que los costes unitarios presentaron de unas entidades a otras para los años 2013 y 2014.

Por este motivo, no cabe objetar la decisión de fijar los costes unitarios a partir de las tres COR más eficientes (siempre que supongan, como mínimo, un 40% de representatividad en el mercado), decisión que encuentra sustento en el reconocimiento del principio de eficiencia como uno de los pilares de la regulación sectorial, con arreglo a los artículos 1.1 y 14.2 de

la LSE. Es de esperar que en el futuro la contabilidad regulatoria de costes favorezca la comparabilidad de los datos ofrecidos por las empresas del sector y, sobre todo, que, una vez estabilizado el número de consumidores acogidos a los PVPC y consagrado el aludido principio de eficiencia, se aproximen los costes unitarios de las COR, lo que restará importancia al criterio seguido (por diluirse las diferencias resultantes de aplicar los costes de las empresas más eficientes o el cómputo con base en la media).

Por lo demás, la memoria brinda justificación bastante a las restantes cuestiones planteadas: el rechazo de los costes de las comercializadoras libres en los que no incurran las COR y la toma en consideración de los dos últimos ejercicios. Lo anterior no es óbice para reconocer que, ante el cálculo de unos costes de comercialización tan ajustados, el espacio del que disponen las comercializadoras libres para competir a nivel de precio frente a las COR por los clientes que pueden acogerse al PVPC es limitado, sin perjuicio de los servicios adicionales que aquéllas pueden prestar para complementar su oferta. Pero no cabe, so pretexto de potenciar la competencia, incrementar artificialmente los costes de comercialización que se adicionan al PVPC, por cuanto ello tendría un impacto negativo sobre los consumidores, especialmente los vulnerables (que se verían afectados por servir de base tales precios para la fijación de las TUR).

b) La identificación de las partidas que integran los costes de explotación de las COR

A diferencia de lo que sucedía en la cuestión anterior, en este apartado la regulación proyectada es claramente tributaria del análisis contenido en el informe sobre el margen comercial evacuado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A partir del mismo, el texto consultado identifica los costes de explotación que han de integrar los precios máximos que pueden cobrar las COR a aquellos consumidores que se acojan a tales precios por ser titulares de los puntos de suministro efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. La distinción entre costes

fijos y variables así como los componentes de cada una de estas categorías arrancan del parecer expresado por el organismo supervisor, del que, sin embargo, el proyecto se aleja en dos partidas concretas. Así, frente al criterio manifestado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el real decreto en curso descarta la incorporación de los costes de captación y retención de clientes (en los que no incurren las COR) y de los costes financieros del ciclo comercial (para no generar un trato desigual con las empresas del sector eléctrico con retribución regulada, en los términos que explica la memoria del análisis de impacto normativo). De nuevo, las razones recogidas en la memoria del análisis de impacto normativo justifican, a juicio del Consejo de Estado, el rechazo de ambas partidas.

Sin perjuicio de lo anterior, el análisis de los componentes de los costes de explotación debe focalizarse en los siguientes aspectos:

- *El tratamiento de los costes de atención al cliente por el canal presencial. Se ha debatido en el expediente acerca de la inclusión de tales costes, no obstante lo cual este debate ha tenido lugar en todo momento al margen de la redacción del proyecto en curso, que en su artículo 4.a) menciona los costes de atención al cliente entre los costes de explotación fijos por potencia contratada que forman parte de los ponderados a los efectos de establecer la retribución oportuna.*

Como reflexión preliminar, pese a la importancia que pudiera tener la memoria del análisis de impacto normativo como sustento de una interpretación histórica de cualquier texto (voluntas legislatoris), su contenido no puede prevalecer sobre el propio texto que se interpreta (voluntas legis). De esta forma, ante la ausencia en el proyecto de cualquier distinción entre los costes de atención al cliente en función del canal empleado, no podrán en su aplicación eliminarse los procedentes de la atención presencial por el mero hecho de que así se hubiera pretendido de acuerdo con la memoria. Por lo tanto, si se desea tal eliminación, resulta imprescindible que el propio reglamento lo señale expresamente en el artículo 4.a) citado en los siguientes

términos u otros parecidos: «costes de atención al cliente, salvo los derivados de la utilización del canal presencial».

En cualquier caso, en opinión del Consejo de Estado, sí procede considerar los costes de atención presencial al cliente al cuantificar los costes de explotación de las COR. Más allá de si tal atención es o no obligatoria, lo cierto es que este canal resulta de mucha utilidad para un determinado perfil de consumidores, más fácil de encontrar entre los vulnerables, que prefiere la atención presencial a la telefónica o a la desplegada a través de Internet. En tales circunstancias, de rechazarse esta partida, las COR tenderían a suprimir o reducir la atención en oficinas para ganar en eficiencia, con el consiguiente perjuicio para dichos consumidores. Dado que la contabilidad analítica de costes habrá de contribuir a identificar estos costes (y, sobre todo, a distinguirlos de los que por el mismo canal puedan incurrir las comercializadoras libres del mismo grupo empresarial de las COR), tampoco este argumento puede ser invocado de contrario.

- *Los costes debidos a medidas regulatorias, que han sido incorporados tanto entre los costes de explotación fijos como entre los variables.*

Aunque el reconocimiento de tales costes exige una orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, entiende el Consejo de Estado que esta partida adolece de cierta indefinición que ha de ser subsanada. En este sentido, de acuerdo con los principios inspiradores de la LSE, no parecería pertinente la consideración de los costes o inversiones que viniesen determinados por normas o actos administrativos que no fueran de aplicación en todo el territorio español (como señala el artículo 14.7 de esta ley para la retribución de la energía eléctrica producida a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos), lo que tendría que indicarse de forma explícita.

- *Los costes, tanto fijos como variables, asociados a la llamada tasa de ocupación de la vía pública.*

Por lo pronto, debe mejorarse la identificación de este tributo por referencia al concreto precepto legal que lo contempla: el artículo 24.1.c) de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, cuyo texto refundido fue aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo. De esta forma, se aclararía que, mediante la terminología abreviada que emplea el proyecto, se está aludiendo a la tasa por utilización privativa o aprovechamientos especiales constituidos en el suelo, subsuelo o vuelo de las vías públicas municipales, a favor de empresas explotadoras de servicios de suministros que resulten de interés general o afecten a la generalidad o a una parte importante del vecindario, cuyo importe consiste, «en todo caso y sin excepción alguna, en el 1,5 por ciento de los ingresos brutos procedentes de la facturación que obtengan anualmente en cada término municipal las referidas empresas» (artículo 24.1.c) citado).

Añade dicho precepto que «el importe derivado de la aplicación de este régimen especial no podrá ser repercutido a los usuarios de los servicios de suministro a que se refiere este párrafo c)». Cabe plantearse si esta previsión legal veda la incorporación a los PVPC de los costes asociados a la llamada tasa de ocupación de la vía pública.

No es sencilla la exégesis de la previsión transcrita, cuyo alcance suscita diversas dudas.

En términos económicos, carece de sentido prohibir a una empresa que recupere vía precios los costes en los que tiene que incurrir. Esta circunstancia, unida a la naturaleza financiera de la norma en la que se inserta el párrafo comentado, conducen a sostener que la prohibición de repercusión debe ser entendida en un sentido técnico. Es decir, la mencionada tasa no puede recibir un tratamiento equivalente al del IVA, en el que las cantidades soportadas por el consumidor final a quien el sujeto pasivo repercute el tributo son descontadas del importe neto de la cifra de negocios de este último, que se limita a recaudar el impuesto. Cuando se prohíbe repercutir la tasa de referencia, no se está vedando que su importe sea tomado en consideración en el cálculo del PVPC, sino que la empresa

suministradora descuenta dicho importe de los ingresos obtenidos por el cobro de este precio, lo que tiene relevancia tanto en términos contables (para el cómputo del importe neto de la cifra de negocios) como, correlativamente, para el tratamiento de otras figuras fiscales (como el impuesto sobre actividades económicas, en el que la cifra de negocios se configura como elemento determinante de la exención).

c) La retribución por la comercialización de referencia

Otra de las cuestiones en las que el texto remitido en consulta se aleja del planteamiento realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que invocan las empresas del sector, es la fijación de la retribución por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia. Así, frente al criterio expresado por dicho organismo, favorable a retribuir esta actividad con entre el 1 y el 3,5% de la facturación final, el proyecto se decanta por cuantificar dicha retribución a partir de un porcentaje de rentabilidad del 1,05 sobre las ventas de energía.

El Consejo de Estado no objeta este cálculo, a la vista de las explicaciones contenidas en la memoria del análisis de impacto normativo que lo respaldan. La aplicación del porcentaje de rentabilidad sobre el precio de la energía comercializada está justificada por ser éste el elemento que negocian las COR, sin que un eventual incremento de los peajes de acceso o de los cargos (como consecuencia, por ejemplo, de la retribución específica de las fuentes de energía renovables) tenga por qué suponer una subida adicional mayor del PVPC por los costes de comercialización, los cuales no se ven afectados por dicho incremento.

En cuanto al porcentaje fijado, el mismo permite a las COR obtener una retribución del 10% de los costes de comercialización en los que incurren, según la memoria, lo que se estima adecuado para una actividad de bajo riesgo.

d) El mecanismo de regularización

Una de las dificultades ligadas al régimen proyectado reside en la necesidad de regularizar las cantidades abonadas en

el período comprendido entre el 1 de abril de 2014 (fecha de entrada en vigor del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, del que fue anulada la fijación del valor de los costes de comercialización en 4 euros/kW y año) y la aplicación de la nueva metodología de cálculo de tales costes.

Son entendibles los reparos expresados por las COR, a las que corresponderá esta regularización, que pueden encontrar dificultades para acometerla respecto de consumidores que fueron clientes suyos durante el referido periodo pero que ya no lo son en estos momentos. Pero estos reparos no permiten acoger la alternativa que proponen: la liquidación de esta regularización con cargo al superávit del sistema eléctrico. Dispone el artículo 19.4 de la LSE que los superávits de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio «serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso. Siempre que existan desajustes de años anteriores estos ingresos se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los mismos». Por consiguiente, a falta de cobertura legal, no es posible la liquidación solicitada. En este sentido, no sirve como precedente la inclusión entre los costes del sistema gasista reconocidos para el año 2014 y siguientes del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, toda vez que dicha inclusión fue expresamente recogida en el artículo 66.b) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Tras la emisión del dictamen favorable del Consejo de Estado, se aprobó el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Cabe rese-

ñar que, como consecuencia de las reflexiones contenidas en dicho dictamen, a la hora de regular la estructura de los costes de explotación susceptibles de ser incluidos en los costes de comercialización, la atención al cliente ha sido incluida en los siguientes términos (artículo 22 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, en la redacción procedente del real decreto 469/2016, de 18 de noviembre): «costes de atención al cliente en que sea obligatorio incurrir de acuerdo con lo previsto en la normativa estatal». Fue objeto de aclaración de esta forma un aspecto especialmente controvertido durante la tramitación del proyecto.

V. Financiación de la deuda tarifaria

El déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de las tarifas reguladas satisfechas por los consumidores, ha supuesto una deuda creciente hasta arrojar un saldo acumulado superior a 26.000 millones de euros en el año 2013. Además de las múltiples medidas para atajar el déficit tarifario, la situación económica descrita exigió la adopción de medidas para financiar la deuda, a lo que vinieron obligadas determinadas empresas eléctricas.

De acuerdo con el esquema diseñado legalmente, en el tratamiento del déficit tarifario hay que distinguir dos periodos, antes y después del 1 de enero de 2013. Las diferencias notables existentes entre ambos periodos justificaron que su desarrollo reglamentario se articulara a través de dos iniciativas distintas:

- el proyecto de orden por la que se regula y desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y los desajustes temporales anteriores a 2013 (sobre el que versó el dictamen 883/2014, de 6 de noviembre); y

- el proyecto de real decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 2013, y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés, que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos, y los desajustes temporales (que fue informado por el Consejo de Estado en su dictamen 1.182/2014, de 11 de diciembre).

Ambos periodos se analizan, en coherencia, separadamente.

V.1. Régimen anterior al 1 de enero de 2013

En esta etapa el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció una serie de medidas encaminadas a atajar el déficit tarifario. La principal característica de esta etapa, en la que se distinguía entre el déficit de ingresos previsto *ex ante* en la correspondiente orden de peaje y el desajuste temporal que, en su caso, habría de entenderse producido si, como resultado de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en la correspondiente orden, fue la creación de un mecanismo de financiación de la deuda acumulada por medio de la cesión de los derechos de cobro al denominado Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros a través de un proceso competitivo. Dicho mecanismo fue concretado en el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico, modificado por los Reales Decretos 1307/2011, de 26 de septiembre, y 417/2014, de 6 de junio.

Del régimen normativo aplicable a dicha etapa (constituido por el citado Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y diversas modificaciones posteriores que incidieron particularmente en la disposición adicional vigésima primera de la Ley

54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico) resultaba un horizonte temporal hasta el 1 de enero de 2013, durante el cual se reconocía el derecho a percibir un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado a favor de los titulares de los derechos de cobro derivados del déficit de ingresos entre 2010 y 2012, ambos incluidos, hasta su cesión al FADE, y de los desajustes temporales a partir de 2009 hasta 2012. En desarrollo de este régimen, se aprobó la Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013, de cuyo proyecto se ocupó el dictamen del Consejo de Estado 883/2014, de 6 de noviembre. La diferencia entre el título de la iniciativa proyectada y el del texto final respondió, como se verá, a una observación contenida en dicho dictamen.

En él se describían los antecedentes de la orden ministerial, con especial mención a la conflictividad judicial subyacente:

- Sobre el régimen normativo del déficit tarifario.

La orden remitida en consulta se inserta dentro de la normativa reguladora del déficit del sector eléctrico y su procedimiento de gestión, liquidación y titulización.

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció una serie de medidas encaminadas a atajar el déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de las tarifas reguladas satisfechas por los consumidores; asimismo, modificó la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con el objetivo de incorporar una senda decreciente de límites para acotar el incremento anual de dicho déficit hasta el 1 de enero de 2013, fecha a partir de la cual los peajes de acceso habrían de ser suficientes. También creaba un

mecanismo de financiación de la deuda acumulada por medio de la cesión de los derechos de cobro al denominado Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros a través de un proceso competitivo. Dicho mecanismo fue concretado en el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico, modificado por los Reales Decretos 1307/2011, de 26 de septiembre, y 417/2014, de 6 de junio.

Sin embargo, desde la aprobación del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, que contemplaba en su disposición transitoria primera un mecanismo temporal de financiación del déficit, hasta la articulación del mecanismo descrito, se sucedieron diversas circunstancias que provocaron que los límites anuales máximos de déficit resultaran insuficientes. Ello originó la activación de distintas medidas para la reducción de los costes del sistema eléctrico, al tiempo que se elevaban dichos límites por medio del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, y del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

En particular, los artículos 21 y 22 del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, dieron nueva redacción, respectivamente, a la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y a la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril:

– Conforme al apartado 2 de la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprobaran los peajes de acceso habrían de reconocer de forma expresa los déficits de ingresos que, en su caso, se estimasen. Asimismo, se entendían producidos ajustes temporales si, como resultado de las liquidaciones de

las actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en las correspondientes órdenes de peaje. Dicho desajuste temporal se reconocería de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente.

Con arreglo a dicha disposición adicional, los desajustes temporales y los déficits del sistema de liquidaciones eléctrico serían financiados -en los porcentajes que fijaba- por las principales empresas del sector, que tenían derecho a recuperar sus aportaciones por tales conceptos, «reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes». En lo que aquí interesa, el esquema descrito se reitera en términos similares en la redacción vigente de la citada disposición adicional, procedente de la disposición final primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El apartado 4 de la referida disposición adicional precisa que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010 y 2012, dentro de ciertos límites cuantitativos, «tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010 y 2012, respectivamente, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al FADE».

– El Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, incidió también en el mecanismo transitorio previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para la financiación del déficit hasta que el FADE realizase las emisiones y desembolsase el precio de los derechos de cobro cedidos. De acuerdo con la misma, «las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto, reconociéndoseles un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que empezará a devengarse a partir del uno de enero del año siguiente, y que deberá ser considerado de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente, con inclusión del importe correspondiente como coste permanente del Sistema».

De las distintas citas normativas resulta el derecho a percibir un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado a favor de los titulares de los derechos de cobro derivados del déficit de ingresos entre 2010 y 2012, ambos incluidos, hasta su cesión al FADE, y de los desajustes temporales a partir de 2009 hasta 2012, entendiendo por tales las cantidades en que se haya superado el déficit de ingresos previsto ex ante en la correspondiente orden de peaje, a raíz de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada período. [...]

- La fijación provisional del tipo de interés.

En el marco temporal en el que se encuadra la norma proyectada, circunscrita a los déficits de ingresos en el sistema eléctrico de 2010, 2011 y 2012 y a los desajustes temporales desde 2009 hasta 2012 inclusive, se han dictado sucesivas órdenes de peajes de acceso que han venido fijando en el 2% el tipo de interés provisional de devengo de los derechos de cobro para los desajustes temporales a partir de 2009 y para los déficits entre 2010 y 2012:

– La Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, modificada por la Orden ITC/1068/2011, de 28 de abril, concretó un tipo de interés provisional del 2% para los derechos de cobro del desajuste temporal del déficit de ingresos previsto para 2009.

– La Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, dispuso que el tipo de interés que devengarían los «Derechos de cobro del déficit 2010» a partir del 1 de enero de 2011 sería provisionalmente de un 2,00% hasta que se desarrollase una metodología de cálculo definitiva.

– La Orden IET/843/2012, de 25 de abril, 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, estableció igual tipo provisional para los dere-

chos de cobro del desajuste temporal del déficit de ingresos previsto para 2011 a partir del 1 de enero de 2012.

– La Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, contiene similar previsión en relación con los derechos de cobro del déficit originado por el desajuste temporal de liquidaciones para 2012 a partir del 1 de enero de 2013.

Por consiguiente, en todas las disposiciones reglamentarias citadas el tipo de interés se fija en el 2%, subrayando su provisionalidad hasta el desarrollo de una metodología de cálculo definitiva, finalidad a la que obedece la orden remitida en consulta.

Por otra parte, cabe indicar que, más allá del margen temporal analizado, la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, ha repetido el mismo esquema para el déficit de 2013, al prever que, a tenor de lo establecido tanto en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, como en la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, «el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho desajuste temporal a partir del 1 de enero de 2014, hasta que se desarrolle una metodología de cálculo definitiva, será provisionalmente de un 2,00 por ciento» (artículo 7.2).

- Conflictividad judicial.

La fijación del tipo de interés de devengo de los derechos de cobro del sistema eléctrico ya generó conflictividad judicial con anterioridad al periodo abarcado por el texto remitido en consulta. Así, por lo que se refiere al déficit de 2006, las Sentencias del Tribunal Supremo de 16, 17 y 18 de marzo de 2011 anulaban el párrafo tercero del apartado 1 de la disposición adicional octava del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de últi-

mo recurso en el sector de la energía eléctrica, que contemplaba el devengo anual de los intereses de los derechos de cobro, aplicando el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de actualización, por no mantener dicho tipo de interés sin diferencial el equilibrio patrimonial sin detrimento de las empresas financiadoras del déficit. Ante la necesidad de que el tipo de interés se incrementase con un diferencial para respetar la integridad patrimonial, tales pronunciamientos judiciales fueron ejecutados por el artículo 40 del Real Decreto-ley 20/2012, de 14 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, que modificó el párrafo citado de la disposición adicional octava del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, para aumentar el tipo de interés aludido con un diferencial de 65 puntos básicos.

Entre los objetivos perseguidos por la disposición consultada, según la memoria del análisis de impacto normativo, se encuentra el de dar cumplimiento a los pronunciamientos del Tribunal Supremo en los que se recoge que ha de reconocerse un tipo de interés de mercado a los desajustes.

El más importante de tales pronunciamientos, que aparecen enumerados -con algún error en las fechas- en el preámbulo del proyecto, es la Sentencia de la Sala Tercera de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo de 11 de junio de 2013, que estimó parcialmente el recurso ordinario 769/2011 interpuesto por «Endesa, S. A.», contra la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011. Dicha resolución condenó a la Administración a que fijase un interés equivalente al de mercado en relación con los derechos de cobro del desajuste relativo al déficit correspondiente a 2010.

En este pronunciamiento el Tribunal Supremo examinó el contenido y alcance de la disposición adicional vigésima pri-

mera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la cual establece «que el desajuste temporal (esto es, el déficit que sobrepase el previsto ex ante en la correspondiente disposición aprobatoria de los peajes) que pudiera aparecer en un ejercicio ha de ser reconocido en las disposiciones de aprobación de los peajes del período siguiente (...) y habrá de ser financiado por las empresas que se enumeran, las cuales deberán recuperarse en las catorce liquidaciones correspondientes al período en que se reconozca dicho desajuste...»; asimismo, prevé «taxativamente a continuación que «las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes». Así pues, el desajuste temporal respecto al déficit ex ante reconocido para 2010 y producido a lo largo de dicho ejercicio había de ser reconocido en la orden que fijase los peajes del período siguiente» (en principio, como señaló en el proceso la Abogacía del Estado, la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre), aunque en la realidad no lo fuera hasta posteriormente, en la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, impugnada. La consecuencia «ineludible» que extrajo el Tribunal Supremo fue que la disposición recurrida y, en concreto, su artículo 4, era contraria a derecho al no haber reconocido junto con el desajuste temporal correspondiente a 2010, un tipo de interés «en condiciones equivalentes a las del mercado».

La condena a la Administración a la fijación de un interés equivalente al de mercado en relación con los derechos de cobro del desajuste relativo al déficit correspondiente a 2010, fue reiterada en la Sentencia del Tribunal Supremo de 18 de diciembre de 2013, estimatoria parcialmente del recurso contencioso-administrativo 765/2011 interpuesto por «Iberdrola, S. A.» contra la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, con remisión a la fundamentación jurídica de la Sentencia de 11 de junio de 2013.

Por otra parte, la Sala Tercera de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, al resolver mediante Sentencia de

12 de julio de 2013 el recurso 203/2012 interpuesto por «Endesa, S. A.» contra la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, anuló varias previsiones de esta norma como consecuencia de la vulneración de las previsiones legales (artículo 17 y disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico) por la fijación de los peajes de acceso para el primer trimestre de 2012 realizada en la orden recurrida, en la medida en que, por un lado, reducía artificialmente el importe previsible del déficit ex ante para dicho ejercicio y, por otro, no incorporaba el obligado reconocimiento de los desajustes temporales del ejercicio 2011. Interesa resaltar que esta resolución, cuyos razonamientos coinciden en buena medida con los de la Sentencia del Tribunal Supremo de 2 de julio de 2013 (recurso 52/2012), reconoció, entre otras indemnizaciones, el deber de la Administración de «resarcir a la actora con los intereses de mercado correspondientes al retraso en percibir en la cantidad legalmente obligada los conceptos que no han sido contemplados en la orden impugnada, incluidos los correspondientes a las cantidades referidas al desajuste temporal de 2011 y al déficit ex ante de 2012».

En la valoración general de esta iniciativa el Consejo de Estado puso de manifiesto las irregularidades producidas en la aplicación del modelo diseñado con rango legal en 2009, a las que la orden de referencia venía a dar respuesta, eliminando la provisionalidad que hasta entonces había presidido la fijación del tipo de interés aplicable a la financiación del déficit de tarifa:

La exposición del régimen jurídico del déficit tarifario entendido en sentido amplio (es decir, comprensivo del déficit ex ante y de los desajustes temporales que se detectan a resultas de las liquidaciones de cada periodo) pone de manifiesto el reconocimiento del derecho de las empresas que lo financian a percibir sobre sus respectivos derechos de cobro un tipo de in-

terés en condiciones equivalentes a las del mercado, para lo que, por el momento, se ha ido fijando en sucesivas órdenes de peaje un tipo provisional. Estas órdenes han suscitado una notable conflictividad judicial por distintas razones, entre ellas la falta de fijación de dicho tipo de interés equivalente al que rige en el mercado.

Lo primero que el análisis de los antecedentes refleja es una irregular observancia del modelo previsto a nivel legislativo, basado en la concreción en las órdenes de peaje de: i) la diferencia prevista entre los costes de la electricidad reconocidos por las normas regulatorias y las tarifas reguladas que pagan los consumidores, ii) de los desajustes temporales revelados con ocasión de la liquidación; y iii) del tipo de interés aplicable a los derechos de cobro. Tales irregularidades han tenido diversas manifestaciones:

– En algún caso, se ha reprochado a la Administración la falta de reconocimiento del desajuste producido en un ejercicio (como el correspondiente a 2011, lo que dio lugar a la estimación parcial de los recursos 52 y 203 de 2012 por las Sentencias del Tribunal Supremo de 2 y 12 de julio de 2013).

– En otro supuesto, el reconocimiento del desajuste temporal no ha ido acompañado de la fijación de un interés equivalente al de mercado en relación con los derechos de cobro, como ocurrió con el desajuste de 2010, siendo la Administración condenada a corregir dicha omisión en las Sentencias del Tribunal Supremo de 11 de junio y 18 de diciembre de 2013.

– Y, finalmente, se advierte la falta de consonancia plena entre el modelo descrito y el modo de proceder en dichas órdenes, incluso en aquellas en las que sí se concretaron el déficit previsto, los desajustes acaecidos y el tipo de interés, en la medida en que este último solamente era fijado de forma provisional, a la espera del desarrollo reglamentario de una metodología de cálculo definitiva.

En relación con esto último, hay que tener en cuenta que el modelo legal descrito fue concebido en el Real Decreto-ley

6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, tras lo que, cuando en el año 2011 debe ya procederse a la fijación de dicho tipo en la correspondiente orden de peaje, la primera de ellas (la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre) no lo hace, pero sí su modificación posterior (la Orden ITC/1068/2011, de 28 de abril), aunque de forma provisional, anunciando una metodología definitiva. Parece que entonces comienza a prepararse el proyecto consultado, cuya primera versión se somete a audiencia a finales de 2011.

En las circunstancias señaladas, llama la atención que, aun cuando tanto la Orden ITC/1068/2011, de 28 de abril, como la primera versión del proyecto consultado —de fecha 11 de octubre de 2011— ya diseñaran un sistema basado en la determinación provisional del tipo de interés en la orden de peaje hasta la publicación de una metodología definitiva por orden ministerial, no haya sido ajustado el régimen legal en ninguna de las modificaciones legislativas a las que ha sido sometido desde entonces, incluyendo la promulgación de una nueva ley del sector eléctrico. Para ello, habría bastado con incorporar una habilitación per saltum para el desarrollo de la metodología de cálculo del tipo de interés, hasta cuyo ejercicio se considerasen provisionales los tipos incluidos en las órdenes de peajes. Resulta igualmente llamativo que la situación de provisionalidad se haya prolongado durante varios años, hasta el punto de que ya se han cerrado los ejercicios a los que se refiere la norma en tramitación, habiéndose incluso extendido dicha situación para el déficit del año 2013 en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, dictada cuando habían ganado firmeza dos pronunciamientos judiciales condenando a la Administración a la fijación de un interés equivalente al de mercado en relación con los derechos de cobro.

Con todo, llegados a este punto, ha de emitirse un juicio favorable a la aprobación de la norma analizada, en la medida en que viene a corregir la aludida provisionalidad y a dar cumplimiento a las resoluciones citadas del Tribunal Su-

premo, estableciendo los tipos de interés definitivos que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales anteriores a 2013. No cabe censurar que el marco temporal se ciña a este periodo (pese a que supone que el tipo de interés aplicable al déficit de 2013, al que se refiere la citada Orden IET/107/2014, de 31 de enero, seguirá siendo provisional), por cuanto en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en las disposiciones conexas de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del mismo título, resulta patente la distinción entre los déficits anteriores y posteriores al 1 de enero de 2013. Así, esta distinción se plasma, entre otras cuestiones, en que para los déficits y, en su caso, los desajustes anteriores a tal fecha estaba prevista la cesión al FADE, de modo que el tipo de interés se devengase hasta la cesión a dicho fondo, mientras que el plazo de recuperación del déficit de 2013 es de quince años y el de los desajustes a partir de 2014 de cinco años, todo lo cual ha de tener su oportuno reflejo en la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo y justifica tratamientos diferenciados.

Este juicio favorable no fue óbice para realizar diversas observaciones al proyecto, de las que cabe destacar dos:

- En primer lugar, el dictamen 883/2014 evaluó el verdadero alcance de la norma proyectada, que no solamente definía la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarían los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013, sino también aplicaba dicha metodología mediante la fijación del tipo de interés correspondiente a cada uno de los ejercicios a los que se refería la norma.

Como señala la memoria del análisis de impacto normativo, dado que «a día de hoy» son conocidos los distintos elementos que, conforme al artículo 3 del texto examinado, permiten la determinación del tipo de interés de los derechos de cobro de los déficits y desajustes anteriores a 2013, se ha

optado por introducir una disposición transitoria única, la cual, en aplicación del contenido de la orden ministerial, establece los tipos de interés definitivos de los años 2010 a 2014 que deberán aplicarse por remisión al anexo I, otorgándose de esta forma «carácter definitivo al tipo de interés devengado». Interesa señalar que la fijación de un tipo de interés definitivo correspondiente a los ejercicios 2013 y 2014 no altera, en absoluto, el ámbito temporal de la orden proyectada, puesto que dicho tipo se aplicará siempre a derechos de cobro procedentes de déficits y desajustes temporales producidos hasta el 31 de diciembre de 2012.

Ello supone que el proyecto no se limita a configurar la metodología de cálculo sino que, al disponerse de todos los datos precisos para ello, la aplica para fijar en anexo los tipos de interés definitivos. En otras palabras, la fórmula prevista en el artículo 3 citado para determinar el tipo de interés, más que un contenido normativo, tiene, en puridad, un alcance meramente descriptivo de las operaciones matemáticas que han llevado a las cifras reflejadas en el anexo, que se corresponden con los tipos definitivos. Con tales operaciones se agota la virtualidad aplicativa de la fórmula referida, teniendo en cuenta que la norma se circunscribe a un período temporal concluido y a unos déficits y desajustes ya conocidos, salvo que los derechos de cobro derivados de los mismos pervivan más allá del 31 de diciembre de 2014, lo que no parece probable.

Por los motivos expuestos, contribuiría a la claridad de la orden proyectada y a la adecuada interpretación de su alcance que en ella se precisara su objeto último, el cual radica, no tanto en la fijación de la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo, sino en la determinación del propio tipo de interés a partir de dicha metodología.

En opinión del Consejo de Estado, esta aclaración debía reflejarse en el título de la orden ministerial, al que se realizaba también una precisión lingüística:

Para poner el énfasis, como se ha razonado, en el verdadero alcance de la disposición proyectada, se sugiere el siguiente

título: Orden por la que se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013.

La mención al «sistema eléctrico» se considera particularmente procedente para la adecuada identificación del objeto del proyecto.

Al margen de lo anterior, desde un punto de vista lingüístico, aunque tradicionalmente se venía recomendando mantener invariables en plural ciertos latinismos terminados en consonante, la Real Academia Española ha puesto de relieve que muchos de ellos se han acomodado ya, en el uso mayoritario, a las reglas de formación del plural que rigen para el resto de las palabras, por lo que, como norma general, los latinismos hacen el plural en -s, en -es o quedan invariables dependiendo de sus características formales, al igual que ocurre con el resto de los préstamos de otras lenguas. De acuerdo con este criterio, la Real Academia reconoce la palabra déficits como plural de déficit. Así se utiliza en todo el proyecto sometido a consulta salvo en su propio título, lo que debe ser corregido para unificar la terminología empleada.

Finalmente, la Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, alude en su título tanto al desarrollo de la metodología de cálculo como a la fijación del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013.

- En según lugar, el dictamen de referencia no renunció a valorar los criterios técnicos sobre los que descansaba la metodología proyectada, haciéndose eco de las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia y formulando una sugerencia que ha sido atendida en la redacción final:

El Capítulo II de la orden proyectada (artículos 3 y 4) define los criterios de cálculo del tipo de interés definitivo, aspecto

que, como es obvio, ha centrado el debate durante la tramitación del expediente.

Tales criterios descansan en la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial, computándose el primero a partir del Interest Rate Swap (IRS) a un año de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior y el segundo con base en la media ponderada de los Credit Default Swaps (CDS) a un año de las cotizaciones del mismo mes, disponibles para los comparadores de referencia, expresados ambos sumandos en porcentaje con cuatro decimales. En la elección de estos parámetros resultó determinante el informe de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, las alegaciones formuladas en el seno del Consejo Consultivo de Electricidad incidieron en la identificación de los comparadores de referencia, condición que el proyecto atribuye finalmente a las propias empresas financiadoras de los déficits y desajustes en el periodo considerado, tal y como habían solicitado, por considerarse —en la memoria del análisis de impacto normativo— una opción más ajustada a la hora de medir el riesgo crediticio soportado.

En definitiva, partiendo de la garantía técnica de las entidades preinformantes, el Consejo de Estado no formula objeción alguna a los criterios generales sobre los que pivota la metodología empleada para el cálculo del tipo de interés definitivo.

Con todo, a la vista de las alegaciones formuladas ante este Alto Cuerpo Consultivo, cabe reflexionar acerca del periodo cuya consideración resulta pertinente con vistas a fijar el IRS y el CDS, habida cuenta del tiempo transcurrido desde el cierre de los ejercicios a los que se refiere el proyecto y la disposición de todos los datos necesarios para el cálculo. En este sentido, tal vez pueda lograrse una aproximación mayor a los intereses de mercado si la media de las cotizaciones se computa, no sobre un mes (el de noviembre del año anterior), sino sobre un periodo superior. A su vez, siendo conocido el tiempo en que los derechos de cobro han permanecido en los balances de las empresas financiadoras, quizás este apunte pueda ser tenido en cuenta igualmente a los efectos indicados. En cualquier

caso, todo ello debiera tener el oportuno reflejo en la memoria del análisis de impacto normativo.

A raíz de esta observación, en el artículo 3 de la Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, tanto el IRS como el CDS fueron computados a un año de la media de las cotizaciones de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año anterior.

V.2. Régimen posterior al 1 de enero de 2013

A la vista de las diferencias del tratamiento legal del déficit tarifario antes y después del 1 de enero de 2013, el Consejo de Estado entendió justificada la decisión de abordar los respectivos desarrollos en dos normas distintas.

La segunda de estas normas fue el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores, al que estuvo dedicado —en fase de proyecto— el dictamen 1.182/2014, de 11 de diciembre.

En él se contextualizaba la norma reglamentaria, a partir de la descripción del régimen legal de cobertura. De este régimen cabe resaltar que, en aras de la sostenibilidad financiera, la LSE (artículo 19) impide la previsión de déficit ex ante y pone límites a los desajustes por déficit de ingresos que pueden generarse en la liquidación de cierre:

La disposición proyectada se centra en la etapa iniciada el 1 de enero de 2013, cuyas premisas legales son las siguientes:

i) Para el año 2013 se reconoce en la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la existencia de un déficit de ingresos de liquida-

ciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit, cuya financiación corresponde de nuevo a las empresas identificadas en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el porcentaje que en ella se determina, genera derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Se prevé la devolución de las cantidades aportadas por este concepto, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado cuya fijación compete a la orden por la que se revisen los peajes y cargos. Para la financiación de dichos déficits, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder de acuerdo al procedimiento que se determine reglamentariamente por el Gobierno; en cambio, «los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos del sistema de liquidaciones generados desde 1 de enero de 2013 no podrán cederse por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico», por vedarlo el apartado 3 de la disposición adicional sexta de la ley vigente.

ii) La disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada a la misma por la disposición final primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del mismo título, contempla en su apartado 1 la posibilidad de aparición de desajustes temporales durante el año 2013, cuya financiación encomienda a «Iberdrola, S. A.», «Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.», «Endesa, S. A.», «E. O. N. España, S. L.» y «Gas Natural S. D. G., S. A.», en los porcentajes que concreta. Añade que estas empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en el plazo de quince años, devolviéndose las cantidades aportadas con un tipo de interés en condiciones

equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

A falta del desarrollo reglamentario que mediante la norma proyectada se acomete, la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, ha previsto que, a tenor de lo establecido, tanto en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, como en la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, «el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho desajuste temporal a partir del 1 de enero de 2014, hasta que se desarrolle una metodología de cálculo definitiva, será provisionalmente de un 2,00 por ciento» (artículo 7.2).

iii) Dentro de los cambios introducidos por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, el artículo 19 impide la previsión de déficit ex ante y pone límites a los desajustes por déficit de ingresos que pueden generarse en la liquidación de cierre. Así, tales desajustes no podrán superar en un ejercicio el 2% de los ingresos del sistema estimados para dicho ejercicio, y la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá ser superior al 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, añadiéndose que los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen estos límites.

Adicionalmente, se modifica el procedimiento de financiación de los desajustes temporales a partir de 2014, de modo que los desfases que se produzcan desde la entrada en vigor de dicha ley, sin sobrepasar los citados umbrales, serán financiados, no exclusivamente por los grandes operadores, como en el modelo anterior, sino por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen. Estos sujetos tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajustes que se deriven de la liquidación de cierre, en las li-

quidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden de peajes y cargos.

El dictamen 1.182/2014 exponía a continuación los elementos sobre los que pivotaba la metodología de cálculo del tipo de interés, cuyo acierto se respaldaba, no sin realizar varias reflexiones generales:

A partir de lo dispuesto en los artículos 3 y 13 del texto consultado y, sobre todo, en los anexos I y II, dicha metodología descansa en los siguientes pilares:

- *La distinción entre un periodo inicial y otro final. El tránsito de uno a otro se sitúa en el momento en que es conocido el importe exacto de la eventual insuficiencia de los ingresos (lo que acaba de suceder respecto del déficit de 2013 en la liquidación complementaria de la liquidación provisional n° 14 de ese año y sucederá para los ejercicios sucesivos en las respectivas liquidaciones de cierre). La duración global de ambos periodos se corresponde con el plazo de recuperación, que es de quince años para los derechos de cobro del déficit de 2013 y de cinco años para los de los desajustes temporales negativos que surjan a partir de 2014.*

- *En el periodo inicial, con el objetivo de aproximar el tipo de interés al que asumen las empresas financiadoras para su endeudamiento, se acude al esquema denominado en el expediente «IRS+CDS», conforme al cual se suman un tipo de interés de referencia que toma como valor la media trimestral de las cotizaciones del Interest Rate Swap (IRS) a un año, y un diferencial calculado como la media ponderada de los Credit Default Swaps (CDS) a un año de las cotizaciones trimestrales del ejercicio correspondiente, disponibles para los comparadores de referencia, en función de los porcentajes de financiación de cada una de estas empresas. Tales comparadores son diferentes para*

el déficit de 2013, por cuanto éste ha sido asumido por las empresas nominativamente identificadas por el legislador, que para los desajustes de 2014 y siguientes, cuya financiación corresponde a todos los sujetos del sistema de liquidaciones.

- Durante el periodo final, se ha optado por establecer un tipo de interés ligado a la Deuda del Estado al periodo medio de devolución de las cantidades pendientes de pago incrementada con un diferencial. Dicho diferencial se especifica para el déficit de 2013 en 85 puntos básicos, por encima del resultante de las últimas emisiones del FADE (en torno a 45 puntos básicos), lo que se justifica en la memoria del análisis de impacto normativo señalando que los derechos de cobro de aquel déficit constituyen un producto nuevo, con menor liquidez y sin el aval del Estado. La metodología descrita arroja un tipo de interés anual de 2,727 % para los derechos de cobro del déficit de 2013 durante el periodo final.

Con respecto a los desajustes a partir de 2014, si se produjeran, no se ha establecido un valor concreto del diferencial, sino que éste se remite a la orden de peajes y cargos.

No cabe duda de la complejidad que entraña la definición de la metodología de cálculo, aspecto eminentemente técnico sobre el que se ha debatido en el expediente. Prueba de dicha complejidad es que, por una parte, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha alertado de una posible sobreestimación de los costes de las empresas eléctricas al ligar el tipo de interés a la Deuda del Estado más un diferencial, por lo que sugiere implantar el esquema «IRS+CDS» para todo el plazo de recuperación, mientras que, por otra, UNESA rechaza este esquema, al tiempo que objeta también el criterio reflejado en el proyecto, al entender que no garantiza la recuperación de la totalidad de los importes aportados para financiar el déficit ni toma en consideración el hecho de que tal financiación no forma parte de la actividad habitual y normal de las operaciones de las empresas eléctricas.

En este contexto, cabe destacar el esfuerzo argumentativo reflejado en la memoria del análisis de impacto normativo

para apuntalar la metodología del proyecto de real decreto. En dicho razonamiento concurre un factor de especial relevancia, que gira en torno a la posibilidad o no de cesión de los derechos de cobro de los desajustes temporales negativos a partir de 2014. Sobre esta cuestión, a diferencia de la situación atinente a los derechos de cobro del déficit de 2013 (cuyos titulares iniciales son un total de cinco empresas), no hay un pronunciamiento ni una remisión expresa en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La gestión de la cesión de los derechos de cobro derivados de los desajustes posteriores a 2013, para que tuviera eficacia frente al sistema eléctrico, supondría manejar una cantidad ingente de información, considerando que los titulares iniciales de tales derechos ya no serán un número reducido de empresas eléctricas, sino miles de ellas. A falta de previsiones específicas, no puede partirse para estos derechos de una cesión en términos similares a la que contempla el proyecto para el déficit de 2013. Aun así, ello no es óbice para constatar que, una vez se fijen, en su caso, el importe definitivo de los desajustes negativos a partir de 2014, el tipo de interés aplicable a los derechos de cobro correspondientes desde que se conoce tal importe y las oportunas anualidades con las que se hará frente a la devolución del capital y dichos intereses, la certeza de las sumas que irán recibiendo los sujetos financiadores les coloca en posición de negociar productos financieros con los que recuperar anticipadamente, si estuvieran interesados, las cantidades aportadas para la financiación de los referidos desajustes.

Desde tal perspectiva, puede entenderse justificada la utilización de la Deuda del Estado más un diferencial para el cálculo del tipo de interés durante el periodo final, teniendo en cuenta que la garantía de la devolución de las sumas aportadas y del pago de los intereses es la que deriva del propio sistema eléctrico, sobre cuya naturaleza se reflexionó en el dictamen 937/2013, de 12 de septiembre, relativo al entonces anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico. Pese al aludido esfuerzo de la memoria, convendría reflejar en ella con mayor nivel de detalle estas ideas, pero sin equiparar la cesión de los derechos de

cobro del déficit de 2013 al tratamiento de los desajustes posteriores, equiparación que no efectúa el texto consultado.

A las reflexiones generales anteriores deben sumarse otras dos:

- *En primer lugar, tras la liquidación complementaria de la provisional nº 14 del año 2013, ya es conocido que la diferencia negativa entre los costes reconocidos a las actividades reguladas y los ingresos del sistema eléctrico se ha situado en 2013 en 3.540.547.446 euros, ligeramente por debajo del déficit de ingresos por importe máximo de 3.600 millones de euros reconocido en la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, de modo que no se ha producido un desajuste temporal en dicho ejercicio por encima de la cifra indicada.*

Por consiguiente, no tendría sentido que el proyecto analizado contemplase como factible un desajuste temporal en el año 2013, al estar tal hipótesis descartada en el momento actual y, por ende, cuando se apruebe el proyecto. En consecuencia, procede dejar constancia en el preámbulo de la inexistencia de tal desajuste y revisar todo el texto para eliminar las referencias al mismo, por ejemplo, en el artículo 1, al definir el objeto y el ámbito subjetivo de aplicación de la norma, en el artículo 2, donde dicho inexistente desajuste temporal del año 2013 aparece definido, o en la disposición adicional tercera, en la que deben suprimirse los dos últimos apartados, en la medida en que el importe de dicho desajuste es 0.

- *En segundo lugar, cabe hacerse eco de una observación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia —a la que no se da respuesta en la memoria del análisis de impacto normativo— acerca de la forma de proceder en el caso de que en la liquidación de cierre se pudiera llegar a sobrepasar los límites de desajuste establecidos en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

En efecto, el precepto citado obliga a una revisión automática de los peajes de acceso o, en su caso, cargos del ejercicio siguiente a aquél en que dichos límites (2% de los ingresos esti-

mados del sistema para cada ejercicio y 5% para la deuda acumulada) sean superados, de tal forma que el incremento sea suficiente para absorber, al menos, el exceso. Ahora bien, puesto que la única hipótesis que se contempla es la financiación por los sujetos del sistema de liquidación de la parte del desajuste que, «sin sobrepasar los citados límites», no se compense por subida de peajes y cargos (apartado 3), no hay previsión normativa que especifique quién deba financiar tales excesos hasta la revisión automática, en qué plazo recuperará las aportaciones ni si percibirá hasta entonces algún tipo de interés. Se sugiere reflexionar sobre estos interrogantes, con el objetivo de dar una respuesta adecuada en el instrumento normativo que sea procedente.

Una vez más, la adecuada delimitación del objeto de la norma proyectada condujo a la formulación de una observación a su título:

El título de la disposición proyectada puede ser mejorado. En primer término, como ya se sugiriese en el dictamen 883/2014 (...), se estima procedente aludir al «sistema eléctrico» para la adecuada identificación del objeto del proyecto. En segundo término, precisamente para diferenciar el ámbito temporal de la metodología de cálculo del tipo de interés que aborda el proyecto de la regulada en dicha orden ministerial, sería pertinente precisar el déficit y los desajustes temporales negativos a los que el real decreto en tramitación está referido.

De acuerdo con estas sugerencias, el título podría ser el siguiente: Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

VI. Financiación del bono social

El bono social es un mecanismo de protección de los llamados consumidores vulnerables, esto es, aquellos consumidores

de electricidad que reúnan las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen reglamentariamente. En la actualidad, según la disposición transitoria décima de la LSE, tienen derecho al bono social los suministros de los consumidores que, siendo personas físicas en su vivienda habitual, cumplan alguno de los requisitos siguientes:

- Tener una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual.
- Tener 60 o más años de edad y ser pensionista del sistema de la Seguridad Social por jubilación, incapacidad permanente y viudedad, percibiendo por ello la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión con respecto a los titulares con cónyuge a cargo o a los titulares sin cónyuge que viven en una unidad económica unipersonal.
- Tener 60 o más años de edad y ser beneficiario de pensiones del extinguido Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez.
- Ser familia numerosa.
- Formar parte de una unidad familiar que tenga todos sus miembros en situación de desempleo.

El bono social se materializa en la aplicación de la tarifa de último recurso que corresponda, calculada como un descuento del 25% sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), cuya metodología de cálculo está regulada, como se vio²⁷, en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

El principal reto jurídico que el bono social viene planteando (y que ha sido reevaluado, dados los últimos pronunciamientos

²⁷ *Supra* Parte Segunda, IV.

judiciales) es el relativo a su financiación. A esta cuestión estuvo dedicado, en desarrollo del artículo 45.4 de la LSE, el proyecto de Orden por la que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social, cuyo rango, a raíz de la observación formulada a este proyecto por el Consejo de Estado en su dictamen 1.123/2014, de 6 de noviembre²⁸, fue elevado para ser finalmente aprobado como Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.

En cualquier caso, esta cuestión ha sido reabierta por las recientes Sentencias del Tribunal Supremo de 24 de octubre de 2016 (rec. 960/2014 y 961/2014), que han declarado inaplicable el régimen de financiación del bono social establecido en el artículo 45.4 de la LSE, por resultar incompatible con la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, al tiempo que declaraban inaplicables y nulos los artículos 2 y 3 del Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, que desarrollaban lo dispuesto en el citado artículo 45.4 de la LSE.

Aunque estos pronunciamientos abrieron un nuevo escenario, se considera de interés, a efectos ilustrativos, reproducir las reflexiones del Consejo de Estado sobre la compatibilidad del modelo (diseñado en sede legal, como remarca el dictamen) y el Derecho de la Unión Europea, para a continuación dejar constancia de las conclusiones dispares alcanzadas por el Tribunal Supremo.

El proyecto invoca como cobertura el apartado 4 del artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el cual tiene el siguiente tenor:

²⁸ *Supra* Parte Primera, III.

«4. El bono social será considerado obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE y 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. El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará, para cada grupo empresarial como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto. Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente. A estos efectos, la referida Comisión publicará en su página web, en el mes de noviembre de cada año la información referida al año móvil anterior y relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras, así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que cumplan el requisito previsto en el primer párrafo del presente apartado. La citada Comisión remitirá antes del 1 de diciembre de cada año una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación que corresponderán a cada una de las sociedades matrices, correspondiendo al Ministro de Industria, Energía y Turismo su aprobación por orden que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado». En todo caso, las aportaciones que debe realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo liquidador, que será responsable de su gestión». Interesa recalcar que las bases del

modelo de financiación del bono social descansan en las propias previsiones legales, que: i) identifican las entidades obligadas a asumir el coste de financiación del bono social y ii) diseñan el mecanismo orientado a la concreción del porcentaje en el que cada una de estas entidades ha de soportar dicho coste.

i) Por lo que se refiere a la primera de estas cuestiones, la asunción del bono social, concebido como una obligación de servicio público al amparo de lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, corresponde a «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». Atendiendo a esta previsión, ninguna virtualidad cabe dar a las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia mediante las que se pretende alterar el régimen subjetivo de financiación del bono social previsto legalmente, bien sufragándolo con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, bien concibiéndolo como un coste para el sistema eléctrico, bien encomendando su abono a los operadores que prestan fundamentalmente actividades reguladas. Como se ha indicado, la decisión de atribuir la financiación del bono social a los operadores que, en grupos de sociedades o individualmente, desarrollen de forma simultánea las actividades de producción, distribución y comercialización ha sido adoptada por el legislador, por lo que no cabe cuestionarla al hilo de su desarrollo reglamentario.

Aun sin ser este el lugar apropiado para el examen de la conformidad al ordenamiento europeo de dicha decisión, dado su origen legal (en una norma cuyo anteproyecto, por lo demás, fue informado favorablemente por el Consejo de Estado en su dictamen 937/2013, de 12 de septiembre), ante las alegaciones que ponen en tela de juicio tal conformidad, es importante subrayar las diferencias entre el modelo vigente y el previsto en el artículo 2.5 y el último párrafo de la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de

abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que fueron declarados inaplicables en virtud de Sentencia de la Sala Tercera de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, de fecha 7 de febrero de 2012.

En el modelo implantado por el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, la financiación del bono social fue atribuida a las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico, habilitándose al entonces Ministro de Industria, Turismo y Comercio para exonerar a determinados titulares cuando su volumen de negocios a escala nacional se situase por debajo de un umbral preestablecido por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Por su parte, la disposición transitoria segunda, tras prever la aplicación automática del bono social desde el 1 de julio de 2009, procedió a identificar las empresas obligadas a contribuir a dicha financiación, especificando los concretos porcentajes en que cada una de ellas debía hacerlo hasta la primera revisión del modelo, la cual tenía de plazo hasta el 1 de enero de 2014, conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Al analizar este modelo, el Tribunal Supremo constató que, «pese a que el artículo 2.5 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, apunta como criterio de fijación del porcentaje de financiación el volumen de negocio de las empresas de generación, puesto que lo utiliza para determinar el umbral por debajo del cual podrían quedar exentas de la obligación de financiación, la disposición transitoria se limita a enumerar las empresas que han de financiar inicialmente el bono social y su porcentaje de financiación, sin indicar ni el umbral a partir del cual supuestamente se ha eximido a las restantes de participar en el mecanismo de financiación, ni el criterio para determinar los porcentajes de participación de las empresas a las que sí se incluye. Posteriormente, el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la

corrección del déficit tarifario del sector eléctrico (disposición adicional segunda), ha extendido el plazo de 4 años para proceder a la primera revisión de la financiación del bono social hasta el 1 de enero de 2014 y hasta dicha revisión resulta aplicable la financiación prevista en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009».

Un examen detenido de dicha regulación condujo al Tribunal Supremo en la resolución judicial citada a apreciar la vulneración de los requisitos establecidos en el Derecho europeo (previstos en sentido coincidente, primero, 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 y, después, en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, del mismo título), entre ellos que las obligaciones de servicio público que se impongan a las empresas eléctricas sean «transparentes, no discriminatorias y controlables»:

- *El modelo se consideraba discriminatorio, «puesto que carga toda la financiación del bono social en unas empresas concretas de un sector (el de generación de energía eléctrica), sin que se explicita la razón por la que deba imponerse a dicho sector en general y a tales empresas en particular la prestación patrimonial que implica la financiación del bono social». No se rechazaba en términos genéricos la capacidad del Gobierno para escoger la opción de atribuir la financiación del bono social al sector eléctrico o a una parte del mismo, pero «resulta imprescindible que se aduzcan razones suficientes y razonables para ello», lo que, a juicio del Alto Tribunal, no había sucedido.*

- *En relación con la imposición de la carga de financiación del bono social a una lista nominativa de empresas en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, se apreciaba «la misma falta de justificación» y, por ende, «una decisión igualmente discriminatoria y carente de transparencia».*

- *La falta de transparencia derivaba de no haberse especificado las razones que llevaron al Gobierno español a decidir*

mediante el referido real decreto-ley que fuera el sector de la generación, dentro de los que integran el mercado de la electricidad, el que hubiese de asumir la financiación del bono social, y que fueran unas determinadas empresas generadoras y en porcentajes cuya razón última se desconocía quienes lo hicieran ya en términos concretos. Ello originaba que tales decisiones o las consecuencias o aplicación de las mismas no pudieran ser debidamente controlables ante los tribunales por los sujetos afectados, lo que incumplía las exigencias del ordenamiento europeo.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la línea marcada por el artículo 8 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, ha optado por imponer la obligación de servicio público de contribuir al pago del bono social a las entidades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, por lo que, a diferencia del modelo anterior, los efectos de esta obligación no recaen en exclusiva sobre los actores que ejercen una de estas actividades, sino sobre los que participan en todo el ciclo de suministro. A su vez, el legislador no procede a identificar estas concretas entidades ni mucho menos a especificar el porcentaje en que cada una de ellas debe estar implicada en la financiación del bono social, sino que establece las pautas a través de las cuales dicho porcentaje tiene que fijarse: el porcentaje de reparto ha de calcularse, para cada grupo empresarial, como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto.

Finalmente, la ley citada ha previsto los pasos que deben seguirse con vistas a la determinación de tales porcentajes.

ii) A partir de las pautas señaladas, la determinación —con periodicidad anual— de los porcentajes de reparto de las cantidades cuya financiación corresponde a las entidades afectadas ha de seguir tres pasos:

- El establecimiento por vía reglamentaria del procedimiento y las condiciones en las que la CNMC ha de efectuar el referido cálculo. Como mecanismo de control y transparencia del mismo, se impone a la CNMC la publicación en su página web en el mes de noviembre de cada año de la información relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras, así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que estén obligadas a contribuir a la financiación.

- La remisión por la CNMC antes del 1 de diciembre de cada año de una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación que corresponderán a cada una de las sociedades matrices.

- La aprobación de los porcentajes de reparto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo por orden que será publicada en el BOE.

Todos los pasos descritos están encaminados a garantizar que el sistema de reparto, satisfaciendo los requisitos del ordenamiento europeo, sea no discriminatorio, transparente y controlable. El primer hito, al que responde la disposición proyectada, consiste en la concreción del cauce a través del cual la CNMC recaba la información necesaria para el cálculo de los porcentajes y la hace pública, teniendo en cuenta que dicha información servirá de base para la propuesta que remita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, al que corresponde la aprobación de tales porcentajes.

Las Sentencias del Tribunal Supremo de 24 de octubre de 2016²⁹ han reconocido que la nueva regulación de la financia-

²⁹ Sobrepassa los objetivos de esta obra el análisis detenido de la argumentación mantenida por el Tribunal Supremo para sustentar

ción del bono social establecida en el artículo 45.4 de la LSE —que reproducía en lo sustancial, ampliándolo, el contenido del artículo 8 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio— presentaba «diferencias» con respecto a la que se establecía en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril. Así, frente a la casi absoluta falta de justificación en que incurría la regulación establecida por el legislador de urgencia en 2009, la regulación de la financiación del bono social prevista en el artículo 45.4 de la LSE contaba con motivación.

Sin embargo, pese a los cambios introducidos, a juicio del Alto Tribunal, no podía decirse que la nueva regulación fuera conforme con los principios y directrices del ordenamiento comunitario, al considerarse que las razones del nuevo sistema de financiación ofrecidas en el preámbulo del Real Decreto-ley

la inaplicación del régimen legal de financiación del bono social (y la anulación de su desarrollo reglamentario).

Procede mencionar el voto particular formulado a ambas resoluciones por el Magistrado D. José Manuel Bandrés Sánchez Cruzat, en cuya opinión la medida adoptada por el legislador español en el artículo 45 de la LSE no se oponía al artículo 3 de la Directiva 2009/72/CE. En caso de no compartirse ese argumento, entendía que la Sala debería haber planteado, con carácter previo a adoptar el fallo, cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, por existir una duda objetiva y razonable sobre la solución del litigio. Y, en último término, si en hipótesis fuera procedente la decisión de inaplicación del artículo 45 de la Ley 24/2013, debería haberse limitado esa declaración en cuanto a sus efectos temporales, teniendo en cuenta «las relevantes repercusiones que produce en el acceso al servicio básico de electricidad de colectivos vulnerables y la afectación a la sostenibilidad del régimen económico financiero del sector eléctrico, en aras de que el legislador de urgencia pudiera resolver los defectos de la norma controvertida y colmar el vacío legal».

9/2013, de 12 de julio, no satisfacían las exigencias de la Directiva 2009/72/CE. En este sentido, no se estimaba debidamente justificada la decisión de hacer recaer la financiación del bono social sobre determinados agentes del sistema eléctrico (matrices de las sociedades o grupos de sociedades que realicen actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, con carácter de grupos verticalmente integrados), con la consiguiente exoneración de la actividad del transporte y, en general, de las entidades que únicamente desarrollan su actividad en uno o dos de los sectores mencionados.

Las resoluciones judiciales citadas razonaban por qué no se había considerado necesario plantear la cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, invocando la doctrina del acto aclarado, por referencia a la Sentencia de este órgano judicial de 7 de septiembre de 2016 (asunto C-121/15, *Anode*). A partir de este posicionamiento, se llegó a la conclusión de que el régimen de financiación del bono social enjuiciado debía «ser declarado inaplicable por resultar incompatible con la exigencia establecida en artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE, que establece que las obligaciones de servicio público «deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Comunidad el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales»; e inaplicable también el citado precepto regulador de financiación del bono social por vulnerar el principio de proporcionalidad, en cuanto hace recaer la carga de financiación sobre determinados agentes del

Entre los argumentos expresados en este voto particular, se dejaba constancia expresa de que el dictamen del Consejo de Estado se había pronunciado sobre la conformidad de la norma reglamentaria reguladora del bono social con el ordenamiento europeo, transcribiéndose los fragmentos de este dictamen sobre la cuestión «por su elevado rigor técnico».

sistema eléctrico, con exclusión de otros, de manera indefinida y sin ningún tipo de medida compensatoria.

Tras estas decisiones judiciales, ha tenido que intervenir el legislador de urgencia para trazar un nuevo modelo de financiación del bono social. En efecto, el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica, ha modificado el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico con objeto de establecer una nueva forma de sufragar el bono social, definiendo los sujetos que deben realizar las aportaciones necesarias y el criterio para realizar el cálculo de los porcentajes de su respectiva contribución.

Como se pone de relieve en la parte expositiva de esta norma, tomando como punto de partida los mecanismos previamente existentes y los pronunciamientos contenidos en las resoluciones judiciales que los han revisado, se ha decidido imponer como obligación de servicio público la asunción del coste del bono social a las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o a las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de ningún grupo societario. En todo caso, dicha obligación no tiene carácter permanente, previéndose que se procederá a su revisión al menos cada cuatro años, para adecuarla a la situación del sector eléctrico. Además, se contempla repartir el coste del bono social en función de la cuota de mercado de los sujetos que realizan la actividad de comercialización, obtenida a partir del número de clientes a los que suministran.

Se aprecia en el preámbulo del real decreto-ley el esfuerzo argumentativo para fundamentar esta decisión, calificando la financiación por parte de los sujetos vinculados a la actividad de comercialización de energía eléctrica «como la más adecuada y concordante con la naturaleza y finalidad perseguida por

el bono social». Tal argumentación pivota sobre las siguientes afirmaciones:

– El bono social, al dirigirse directamente a determinados consumidores y traducirse en el abono por éstos de un precio inferior por la electricidad consumida a través de un descuento que se aplica por el comercializador en la respectiva factura, se encuentra estrechamente vinculado a la actividad de comercialización. Resulta por ello «plenamente lógico que sean precisamente el conjunto de los sujetos que realizan esta actividad, con la que está directamente vinculada la medida, los obligados a soportar el coste que conlleva».

– A mayor abundamiento, «existen razones adicionales que avalan que no se haga extensiva a los sujetos que ejercen otras actividades en el sector eléctrico, tales como la generación, el transporte y la distribución».

– Las actividades de redes, a saber, transporte y distribución, son por sus características monopolios naturales, a cuya retribución responden los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores, así como por los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios. Por tanto, «la imposición de la obligación de financiación del bono social a estos sujetos, dejando al margen su falta de relación directa con el objeto de la medida analizada, obligaría a su necesario reconocimiento como un coste más de su actividad y, por ende, a su incorporación a la retribución regulada que les es asignada y a su consecuente traslación a los consumidores (incluso a los propios consumidores vulnerables beneficiados por el bono social) a través de los referidos peajes de acceso, lo que vendría a neutralizar la finalidad perseguida con la medida».

– «Algo parecido ocurriría para las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen retributivo específi-

co, a saber, la generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen primado, cuya retribución constituye también uno de los costes del sector eléctrico que deben ser cubiertos con cargo a los ingresos del mismo». En caso de que se impusiera a estos sujetos la obligación de contribuir al reparto del coste del bono social, la cuantía que en tal concepto les correspondiera sufragar habría de ser reconocida de forma directa como coste en su retribución a la operación, con el consecuente traslado a los consumidores a través de los peajes de acceso. Y si se exime de la financiación a este colectivo, «debe igualmente excluirse que puedan contribuir a ella otras instalaciones de generación que no dispongan de régimen retributivo específico», para evitar introducir una evidente diferencia de trato dentro de la misma actividad de generación.

VII. Sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP)

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (hoy denominados sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares o SENP) vienen siendo objeto de una reglamentación singular, debido a las características específicas que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado. Esta singularidad se plasmó en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en el establecimiento de un mecanismo de compatibilidad económica con el fin de mantener precios equivalentes a los que resultan del sistema de ofertas peninsular, teniendo en cuenta el mayor coste de generación previsible, derivado de la propia estructura de los sistemas aislados.

La contribución de este mecanismo a la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades con retribución regulada en el sector eléctrico, con el consiguiente dé-

ficit tarifario, obligó a revisar el modelo, tanto por el legislador de urgencia (Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista; Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad) como por el legislador ordinario (Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico o LSE).

El desarrollo de estas previsiones legales fue acometido a través del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, a cuyo proyecto estuvo dedicado el dictamen del Consejo de Estado 381/2015, de 7 de mayo.

VII.1. Antecedentes y líneas directrices de la nueva regulación de los SENP

Las consideraciones del dictamen 381/2015 se iniciaban con una exposición de los antecedentes de la disposición entonces en tramitación, que resultan particularmente útiles para incardinarla en su contexto normativo:

La comprensión del contenido y alcance de la disposición remitida en consulta hace necesario un repaso somero de las previsiones legislativas a las que dicha disposición viene a dar desarrollo.

Tal y como resalta la CNMC en su informe, las peculiares características físicas y geográficas de los SENP exigen, desde el punto de vista de la planificación, el mantenimiento de unos

índices de cobertura superiores a los aplicados en la península, así como, desde el punto de vista de la operación del sistema, una mayor capacidad de reserva. Estas exigencias, unidas a la reducida magnitud de la demanda, que no permite alcanzar las economías de escala características de los sistemas de mayor tamaño, y al incremento de los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones a raíz de la insularidad propia de ocho de dichos sistemas, tienen como consecuencia que el coste de la actividad de producción sea superior en los SENP que en el sistema peninsular. Tales factores repercuten también en la exclusión de los SENP del sistema de ofertas de la actividad de producción, a la espera de que estén efectivamente integrados en el sistema peninsular, por ser la capacidad de conexión con la península insuficiente para permitir la incorporación al mercado mayorista de producción.

Ya la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dispuso que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollaran en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, hoy llamados sistemas eléctricos no peninsulares (SENP), serían objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial, su reducido tamaño y su carácter aislado. Con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad, esta ley fue objeto de desarrollo en la materia por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como por la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Para las instalaciones de generación en estos territorios (casi exclusivamente centrales térmicas a partir de combustibles fósiles,

pues no hay en ellos instalaciones nucleares ni apenas hidráulicas), se estableció en las normas citadas un régimen regulado de costes reconocidos, basado en una retribución —denominada garantía de potencia— por las inversiones realizadas—, reconociéndose una retribución financiera y por otros costes fijos, y una retribución por costes de operación, que cubría tanto los costes necesarios para su explotación, como los derivados del combustible, los arranques o la operación y mantenimiento variables. De esta forma, el operador del sistema despacha las unidades de producción por orden de mérito económico de acuerdo con sus costes variables, de forma análoga al modelo vigente en el sistema nacional que precedió a la liberalización del sector.

Hasta el citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el principio de separación de actividades propugnado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no había sido puesto en práctica en los SENP, donde existía un monopolio vertical y horizontalmente integrado en el que las distintas actividades eran desempeñadas por distintas filiales pertenecientes o mayoritariamente participadas por el grupo ENDESA (con la excepción de la distribución en Ceuta y Melilla).

Actualmente existen diez sistemas no peninsulares: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera, El Hierro (en la Comunidad Autónoma de Canarias), Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera (en la Comunidad Autónoma de Illes Balears), Ceuta y Melilla. Aun cuando en agosto de 2012 comenzó a operar la interconexión entre la península y el sistema Mallorca-Menorca, que opera con una capacidad comercial media en torno al 20%, dicha capacidad no se estima suficiente para permitir todavía la incorporación de este sistema en el mercado de producción peninsular.

En este contexto, el régimen singular descrito contribuyó a la creciente disparidad entre ingresos y costes de las actividades con retribución regulada que generó una deuda tarifaria acumulada superior, en el momento de aprobación de la Ley

24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a los veintiséis mil millones de euros, con un déficit estructural del sistema en el entorno de los diez mil millones anuales.

De acuerdo con el informe de la CNE sobre el sector energético español de 7 de marzo de 2012, que cita el preámbulo del texto consultado, la senda de precios finales alcanzada en España, que los sitúa entre los más elevados de la Unión Europea, se debió principalmente a la incorporación como costes del sistema de un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas y, en particular, los incentivos económicos para las instalaciones del entonces régimen especial, la compensación extrapeninsular, así como el incremento de la retribución de la distribución y el transporte y de los costes de financiación del déficit.

Por consiguiente, la compensación extrapeninsular no resultó ajena a las propuestas realizadas en dicho informe para atajar la deuda tarifaria, que inspiraron las medidas normativas activadas desde entonces:

1/ Como primera medida se aprobó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Dicho real decreto-ley estableció los criterios para determinar la retribución de la generación en el extinto régimen ordinario en los SENP e incluyó un mandato al Gobierno para revisar el modelo retributivo de costes fijos y variables de las centrales de generación en estos sistemas a la vista de dichos criterios. Tales criterios, establecidos en el artículo 7.1 del Real Decreto-ley 13/2012, son:

a) La retribución por combustible deberá tener en cuenta la eficiencia en la gestión de adquisición del mismo, reconociendo unos costes de logística razonables que consideren las particularidades de los sistemas insulares y extrapeninsulares y en función del combustible realmente consumido.

b) La retribución por garantía de potencia deberá tener en cuenta la disponibilidad real de cada central.

c) La retribución por amortización de la inversión de cada grupo deberá tener en cuenta conceptos susceptibles de ser amortizados.

d) La retribución fija de las centrales amortizadas deberá buscar su efectiva renovación, por lo que dicha retribución se calculará de manera individualizada para cada central según el procedimiento que se establezca.

e) En la determinación de los costes variables de producción para el despacho de generación se tendrán en cuenta las previsiones de costes o ingresos por derechos de emisión.

Adicionalmente, en el artículo 7.3 del citado real decreto-ley se recogieron los conceptos que debían ser contemplados en la revisión del modelo retributivo de dichas instalaciones, la cual había de abarcar la revisión de los parámetros técnicos y económicos, del cálculo del precio del combustible, de la retribución por garantía de potencia y de la tasa de retribución, así como el establecimiento del modo de actualización de los diferentes parámetros económicos y de la periodicidad de las revisiones de parámetros.

2/ Posteriormente, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, profundizó en las medidas iniciales y determinó que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas a partir del desarrollo del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, serían de aplicación desde el 1 de enero de 2012 (artículo 37.1). El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, adelantó algunas de estas modificaciones del modelo retributivo, incorporando las propuestas recogidas en el informe de la CNE sobre el sector energético español de fecha 7 de marzo de 2012. En particular, las medidas concretas que introdujo este real decreto-ley y que

son de aplicación desde el 1 de enero de 2012 son las siguientes (artículo 37.2):

a) Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente.

b) Se revisa la tasa financiera de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión, que se corresponderá con el valor de los Bonos del Estado a diez años más 200 puntos básicos.

c) Se reducen en un 10% los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos.

3/ En tercer lugar, debido a que la configuración de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares presentaba una serie de carencias que amenazaban la seguridad del suministro y dificultaban la reducción de los costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, se aprobó la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Son varias las medidas incorporadas en esta ley que merecen ser resaltadas por su impacto en el proyecto examinado:

i) Esta ley introdujo la resolución favorable de compatibilidad por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, como requisito previo para obtener derecho al régimen retributivo adicional propio de los SENP o al primado de las fuentes renovables en estos territorios.

De esta forma, el régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los SENP para nuevas instalaciones se vincula a la no superación de los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda, si bien se permite que dichas instalaciones perciban esta retribución, aun cuando se superen los referidos valores, por razones de seguridad de suministro o eficiencia técnica y económica del sistema, en los términos que reglamentariamente se establezcan (artículo 1.1 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre). Al propio tiempo, se habilita al Gobierno para establecer mecanismos

retributivos para nuevas instalaciones de producción en los SENP, con la finalidad de disminuir el coste de generación, pudiendo tales mecanismos incluir señales económicas de localización para la resolución de restricciones técnicas zonales (artículo 1.2 de la misma ley).

La resolución de compatibilidad, regulada en el artículo 2, se convierte en el cauce de control de las restricciones impuestas, de modo que su concesión solo procede cuando se cumplen las condiciones anteriores, esto es, cuando se pone de manifiesto un déficit de potencia o un riesgo de falta de cobertura o cuando, aun superándose la potencia prevista, concurren otras razones que justifican el otorgamiento de nueva potencia, como la reducción de los costes de generación.

ii) La Ley 17/2013, de 29 de octubre, impuso también restricciones a la titularidad de las instalaciones de generación para fomentar la competencia.

Así, el artículo 1.3 impide otorgar tanto el régimen retributivo adicional como el primado a nuevas instalaciones en los SENP que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio, que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40% en ese sistema. Incluso si son transferidas a una empresa o grupo en dicha situación instalaciones que dispongan de la resolución de compatibilidad, no tendrán derecho a la retribución adicional ni al régimen económico primado citados percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

Estas restricciones al acceso del grupo en posición dominante de mercado a la retribución adicional tienen dos excepciones:

- En el caso de inversiones de renovación y mejora de la eficiencia que no supongan aumento de capacidad que se realicen en una central en explotación, en los términos que se establezcan reglamentariamente, previa aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad.*

- *En el supuesto de establecimiento de cualquier mecanismo de asignación de nueva capacidad de producción, cuando no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda y no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones, con carácter extraordinario y mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas.*

iii) Se asignó la titularidad de las instalaciones de bombeo necesarias para la operación del sistema y la integración de energías renovables al operador del sistema.

En efecto, de acuerdo con el artículo 5 de la ley analizada, en los SENP las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, en cuyo caso la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al operador del sistema. En otros supuestos, la titularidad de las instalaciones de bombeo corresponderá al que resulte adjudicatario de un procedimiento de concurrencia competitiva convocado en los términos que reglamentariamente se determinen por real decreto.

4/ En julio de 2013 se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que sentó las bases para el establecimiento de los nuevos marcos retributivos para las actividades de transporte, distribución y producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Sin embargo, este real decreto-ley no estableció criterios para el nuevo desarrollo del régimen retributivo de la actividad de producción en los sistemas no peninsulares, puesto que los mismos estaban ya recogidos en los citados Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y Real Decreto-ley 20/2013, de 13 de julio. Con todo, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, tiene relevancia a los efectos estudiados, en la medida en que fijó el reparto vigente de la financiación de la compensación extrapeninsular.

A estos efectos, hay que tener en cuenta que la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril,

por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, previó una financiación —porcentualmente progresiva (17% en 2009, 34% en 2010, 51% en 2011 y 75% en 2012)— del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, que representaría el 100% a partir del año 2013. No obstante, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado para los años 2012 y 2013 suspendieron la aplicación de dicho mecanismo de compensación presupuestaria durante los mencionados ejercicios.

Sobre esta cuestión incidió la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, donde se dispuso que el extracoste de generación de estos sistemas fuera financiado en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, incorporando los extracostes correspondientes a cada año en la Ley de Presupuestos Generales del año posterior, criterio que ha encontrado continuidad, como se verá.

5/ Finalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico parte de los principios anteriores y los concreta en coherencia con los establecidos para el resto de actividades con retribución regulada, transporte, distribución y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. El artículo 10 de la ley contempla la posibilidad de que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los SENP sean objeto de una reglamentación singular y establece que reglamentariamente, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades afectadas, se desarrollarán los siguientes mecanismos:

a) La planificación de las infraestructuras de la red de transporte de electricidad.

b) El establecimiento de un régimen retributivo para la actividad de producción.

c) El fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema.

d) *La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente.*

e) *El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación en los sistemas no peninsulares.*

f) *La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda.*

A continuación, en su artículo 14 se recogen los principios concretos para las referidas actividades con retribución regulada. En el apartado 6 de dicho precepto se habilita al Gobierno para determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los SENP y los ingresos de dicha actividad de producción. El concepto retributivo adicional se basará en los siguientes principios:

a) *Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.*

b) *Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.*

c) *Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.*

Adicionalmente, el artículo 14 establece los siguientes criterios inspiradores del régimen singular de producción en los SENP:

- *Para el cálculo de la retribución se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.*
- *El régimen económico adicional permitirá la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.*
- *La retribución de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios*
- *La retribución de las actividades incentivará la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.*
- *Los parámetros de retribución del régimen retributivo adicional se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.*
- *Los parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. En esta revisión se podrá modificar la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.*

La exclusión de los territorios no peninsulares del sistema de ofertas hasta la efectiva integración con el mercado peninsular también ha tenido reflejo legal. En este sentido, el artículo 25.2 hace posible que la producción de energía eléctrica en los SENP quede excluida del sistema de ofertas, en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular. A tal efecto, se entenderá que dicha integración tiene lugar cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía, lo que habrá de ser constatado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Finalmente, de acuerdo con la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector

Eléctrico, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en SENP serán financiados en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

En el contexto normativo descrito, la exposición de las líneas directrices del desarrollo reglamentario proyectado sirvió de prolegómeno para la emisión por el Consejo de Estado de un parecer global positivo a la aprobación de dicho desarrollo:

El extenso contenido del proyecto de real decreto remitido en consulta está dirigido a desarrollar el marco normativo de la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento para su despacho en los SENP, en el contexto legislativo proporcionado por la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como los reales decretos-leyes que las precedieron e impulsaron la revisión de la retribución del suministro de energía eléctrica en dichos territorios.

[...] Van a ser destacadas tan solo las dos principales ideas que guían la reforma del régimen retributivo adicional: la contención del coste de generación en los territorios no peninsulares, que se había incrementado de manera significativa, y la reforma del modelo de reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad, de modo que se prime la eficiencia tecnológica y de gestión e incentive la mejora continua de las instalaciones.

Desde esta perspectiva, aunque el preámbulo de la disposición proyectada aluda a un «cambio de enfoque» en lo que atañe a la retribución adicional, lo cierto es que, como indica la CNMC, se aprecia una continuidad entre el modelo vigente y el proyectado. Ello no obsta para reconocer la trascendencia de los ajustes introducidos con vistas a la consecución de los dos fines mencionados. Entre los mecanismos orientados a su realización, destacan el tratamiento concedido a las inver-

siones adicionales como mecanismo de fomento de la renovación de las centrales menos eficientes, la consideración exclusiva de los extracostes específicos de los SENP asociados a su carácter aislado, la implantación de controles para la comprobación de la subsistencia de las condiciones determinantes de la atribución del régimen retributivo adicional o el acceso de todos los productores al suministro de combustible a un precio competitivo por medio de subastas. Todo ello redundaría en la configuración de una retribución acotada a sufragar el extracoste de generación en los SENP, entendido como la diferencia entre los costes de producir la electricidad en estos sistemas y los ingresos obtenidos de tal producción en el despacho ordinario.

A la regulación del régimen económico se suma el desarrollo del procedimiento de despacho para la asignación específica de carga a centrales generadores con el fin de atender la demanda eléctrica, y de las instalaciones de bombeo destinadas a la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables.

Además, el proyecto reordena los procedimientos administrativos para clarificar el reparto competencial de las actuaciones sobre las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares, considerando la dualidad normativa que afecta a estas instalaciones, que se plasma en un régimen administrativo a los efectos de las autorizaciones exigibles a las instalaciones para su puesta en funcionamiento, modificación o cierre (ámbito en el que pueden resultar competentes las Comunidades Autónomas o la Administración General del Estado, en función de las características de la instalación), y en otro régimen diferente a los efectos de la retribución de sus actividades productivas (sobre la que ostenta en exclusiva la competencia la Administración General del Estado). Junto a esta clarificación, es relevante el esfuerzo realizado para favorecer la armonización del régimen de producción energética en los SENP con el de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en estos territorios, aun cuando alguna sugerencia se realizará para mejorar la coordinación entre ambos regímenes.

En definitiva, desde una perspectiva global, estima el Consejo de Estado que la disposición proyectada se compadece con la legislación que le sirve de cobertura y resulta adecuada para alcanzar los objetivos propuestos, que se relacionan en la memoria del análisis de impacto normativo.

VII.2. Cuestiones tratadas

El dictamen 381/2015 realizó al proyecto una serie de observaciones generales, en atención a su importancia o alcance (por afectar transversalmente a varias previsiones del reglamento que se tramitaba). Entre ellas, se incluyeron, además de una reflexión acerca de la técnica normativa empleada³⁰, las siguientes materias: la adecuación terminológica y conceptual del proyecto a la legislación de cobertura, la eficacia temporal de la revisión retributiva, el criterio distintivo entre las instalaciones de los SENP en función de su carácter gestionable y el tratamiento de las instalaciones de bombeo.

a) La adecuación terminológica y conceptual a la legislación de cobertura

La terminología empleada por el texto entonces proyectado no coincidía exactamente con la utilizada por el legislador. A ello se dedicó una reflexión en el dictamen de referencia, que, si bien avaló la sustitución de la «retribución por garantía de potencia» por la «retribución por costes fijos», se opuso a que la «instalación tipo» fuera desplazada por la alusión a las «familias» de instalaciones. Se transcriben las razones que sustentaron uno y otro criterio:

El hecho de que la revisión de la regulación retributiva de la generación en los SENP se impulsara a través de dos reales decretos-leyes en 2012, pero no hubiera sido acometida cuando se aprobaron en el último trimestre de 2013 las leyes con

³⁰ *Supra* Parte Primera, IV.1.

incidencia en esta materia, tiene como resultado que a nivel legal se empleen determinados conceptos procedentes de la normativa reglamentaria actual, que el proyecto propone reemplazar.

Esta situación es palmaria en lo que atañe a la «retribución de garantía de potencia», cuya revisión exige el artículo 7 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, con vistas a tener en cuenta la disponibilidad real de cada central, toda vez que el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y sus órdenes de desarrollo limitan dicha retribución a que la potencia total existente en cada uno de los sistemas no supere los límites máximos de potencia necesaria establecidos, lo que se traduce en la imposibilidad de que las nuevas centrales más eficientes técnica y económicamente perciban una retribución por garantía de potencia, a no ser que se adopten medidas de carácter extraordinario. Sobre esta retribución también incidió el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, al eliminar la retribución de los gastos de naturaleza recurrente y reducir en un 10% los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos. Por último, el aludido concepto retributivo aparece mencionado en la disposición adicional primera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, que prevé su supresión en el caso de incumplimiento de las instrucciones de arranque-parada emitidas por el operador del sistema.

En el proyecto remitido en consulta la actual «retribución por garantía de potencia» se sustituye por la «retribución por costes fijos», definida en el artículo 22 como el menor de los siguientes conceptos: la anualidad de la retribución fija del grupo i en el año n , que se calcula anualmente para cada instalación teniendo en cuenta la retribución por amortización y la retribución financiera de la inversión, así como la retribución por operación y mantenimiento fijos; y el sumatorio en todas las horas del año de la potencia disponible por la retribución por coste horario fijo en el año n del grupo i (término idéntico a la vigente retribución por garantía de potencia). Esta modificación terminológica entraña otra conceptual, en la medida en que en la regulación vigente el concepto sustituido pivota en

torno a la potencia disponible de cada grupo y a la garantía de potencia anual de cada grupo, en tanto que la noción proyectada está dirigida a evitar que el modelo descansa exclusivamente en la previsión de horas de funcionamiento, de modo que se eviten excesos retributivos.

A juicio del Consejo de Estado, el pretendido cambio terminológico y conceptual no viene impedido por la plasmación legal de la noción que se prevé reemplazar. En primer lugar, porque dicha noción no aparece definida ni acotada legalmente, sino solo mencionada como concepto acuñado en el sistema reglamentario cuya revisión se propugna. Y, en segundo lugar, porque la última de las normas legales aprobadas en la materia, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en cuyo articulado no se alude a la «retribución por garantía de potencia», contiene una amplia habilitación al poder reglamentario para concretar la singularidad del régimen no peninsular, en cuyo ejercicio no puede entenderse constreñido el Gobierno a mantener las categorías procedentes de la regulación que se sustituye.

La conclusión anterior no es óbice para subrayar la conveniencia de subsanar en el futuro la dispersión legislativa que en el ámbito del suministro eléctrico en los territorios no peninsulares ha resultado de la reforma del sector eléctrico, como consecuencia de la sucesión de dos reales decretos-leyes y dos disposiciones legales.

Por otra parte, también desde el punto de vista terminológico, llama la atención que el concepto de «instalación tipo» no tenga reflejo en el proyecto sometido a consulta.

En la memoria del análisis de impacto normativo se da a entender que la noción de «familia», que, según el último párrafo del artículo 6 del proyecto, comprende el conjunto de los grupos generadores de igual tecnología e intervalo de potencia neta, es equivalente a la de «instalación tipo», aunque esta equivalencia no es objeto de mayor explicación.

Al contrario de lo concluido respecto de los conceptos de «retribución por garantía de potencia» y «retribución por costes fi-

jos», en el caso de las «instalaciones tipo» no se considera procedente ni su omisión ni su sustitución por otra terminología. A este respecto, hay que tener presente que el artículo 14.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, impone la consideración de las instalaciones tipo a la hora de determinar los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica en los SENP. Este concepto se ha convertido, además, en la pieza clave sobre la que gira el régimen retributivo específico en la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

Por este motivo, no cabe desplazar el concepto de «instalación tipo» por el de «familia», a la hora de calcular la retribución adicional considerando, en vez de cada instalación de forma individualizada, una instalación prototípica a la que se vincule un conjunto homogéneo de instalaciones reales de la misma tecnología y características. Cuestión distinta es cómo deba delimitarse la referida noción de «instalación tipo», para lo que el legislador, sin duda, ha otorgado un dilatado margen al poder reglamentario, en uso del cual dicha noción puede tener unos perfiles propios, incluso no enteramente coincidentes con los vigentes en el ámbito de las fuentes renovables, cogeneración y residuos, dada la singularidad del régimen de generación eléctrica en los SENP.

En suma, debe el proyecto definir lo que se entiende por «instalación tipo» a sus efectos y emplear este concepto en la concreción de los costes de inversión y exploración de la generación eléctrica en los SENP.

Esta observación fue acogida en la versión final, por lo que en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la noción de «instalación tipo» desempeña un papel central en la determinación del régimen retributivo adicional. En tal sentido, los párrafos segundo y tercero del artículo 6 de esta disposición prevén:

«Para la determinación del régimen retributivo adicional aplicable en cada caso, a cada grupo le será asignada una instalación tipo en función de sus características técni-

cas. Las instalaciones tipo son las establecidas en este real decreto u otra que pudieran establecerse por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, que concreten el régimen retributivo adicional y permitan la aplicación del mismo a cada uno de los grupos generadores asociados a dicha instalación tipo.»

b) Eficacia temporal de la revisión retributiva

Como ha sucedido en otros ámbitos regulatorios del sector eléctrico, la profundidad de las reformas acometidas ha generado tensiones en el diseño de la sucesión temporal, esto es, en el tránsito de un modelo a otro. En este caso, estaba previsto que las revisiones del sistema retributivo se aplicaran desde el 1 de enero de 2012, lo que fue censurado en el trámite de audiencia por vulnerar el principio de irretroactividad. Frente a tales reproches, el Consejo de Estado puso de manifiesto que la fijación del momento temporal de aplicación del nuevo régimen retributivo adicional fue decisión del legislador, a lo que añadió dos factores que facilitaban el tránsito: primero, el hecho de que el propio legislador hubiera adelantado los elementos sobre los que pivotaba dicho régimen; y, segundo, la introducción en la parte final del reglamento de particularidades en aquellos criterios de eficiencia a los que los operadores ya no podían ajustar su comportamiento.

Ha suscitado en el expediente cierta controversia la eficacia temporal del régimen retributivo adicional previsto en el proyecto. En este sentido, a juicio de ENDESA, principal afectada por esta regulación, la aplicación a partir del día 1 de enero de 2012 de las modificaciones del régimen retributivo de la actividad de producción en dichos territorios es contraria a Derecho, por vulnerar el principio de irretroactividad.

Sobre esta cuestión, lo primero que ha de constatarse es que la decisión de dotar de eficacia a dicha revisión desde el 1 de enero de 2012 procede de una norma de rango legal. En efecto, fue el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, el que dispuso la aplicación desde tal fecha de las modificaciones que se introdujeran en la retribución de los costes de generación en los SENP de acuerdo con las premisas establecidas en la propia norma y en el anterior Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. En estas circunstancias, al hilo de la elaboración del reglamento en el que se da cumplimiento al mandato legal, no resulta procedente entrar a enjuiciar, a la luz del principio constitucional invocado, la aludida eficacia temporal, por cuanto debe prevalecer el principio de presunción de constitucionalidad de las leyes (véase, en el mismo sentido, el dictamen n° 39/2014, de 6 de febrero).

Con todo, cabe apuntar dos argumentos que atenúan cualquier reproche que quiera formularse frente a la decisión legislativa.

En primer lugar, ha de llamarse la atención sobre la circunstancia de que los criterios sobre los que pivota la reforma del régimen retributivo y que el reglamento desarrolla, fueron ya adelantados en los reales decretos-leyes citados. En este sentido, cabe citar el dictamen n° 1.896/2007, de 8 de noviembre, conforme al cual, ante el desarrollo reglamentario de una minoración retributiva en el sector eléctrico prevista por real decreto-ley, dicho desarrollo normativo no está vedado por el principio de irretroactividad, pues lo que hacía la orden ministerial de que allí se trataba no era imponer ex novo una minoración de la retribución, sino desarrollar —y concretar— los criterios para la aplicación de una exigencia ya establecida en una norma de rango legal. Ciertamente, en el asunto sometido a consulta el grado de concreción a nivel legal de los principios inspiradores de la reforma no permite dar por conocidos todos los pormenores de la disposición proyectada, pero sí las líneas generales sobre las que se asienta la nueva regulación, la cuales estaban orientadas a la contención de los costes de generación extrape-ninsular ante su contribución al déficit de tarifa eléctrica.

En segundo lugar, interesa recalcar que, aun cuando el régimen retributivo aplicable desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del reglamento consultado se delimita por remisión al previsto con carácter general a partir de dicha vigencia, la disposición adicional quinta introduce varios ajustes y matices que, tal y como explica la memoria del análisis de impacto normativo, están dirigidos a evitar la aplicación a aquel periodo de los criterios de eficiencia introducidos, en la medida en que los operadores económicos ya no pueden ajustar su comportamiento a ellos.

c) Distinción entre las instalaciones de los SENP en función de su carácter gestionable

Las instalaciones de generación eléctrica tienen carácter gestionable cuando disponen de una capacidad lo suficientemente flexible como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo. En los sistemas aislados, dada su vulnerabilidad, cobra singular relevancia esta característica de determinadas fuentes de producción energética, hasta el punto de que en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se convirtió en el criterio rector del reconocimiento del régimen retributivo adicional.

En atención a su importancia, el Consejo de Estado analizó la cabida de este criterio en la legislación de cobertura, análisis que concluyó con un juicio positivo.

El artículo 2 del proyecto remitido en consulta delimita su ámbito de aplicación por referencia a dos tipos de instalaciones: a) Instalaciones tipo A, dentro de las cuales se incluyen las instalaciones de generación hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia superior a 15 MW; y b) Instalaciones tipo B, que se

identifican con las instalaciones de generación no incluidas en la categoría anterior que utilicen fuentes de energía renovables y las instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW.

Esta clasificación tiene una importancia capital, pues el acceso al régimen retributivo adicional, cuya regulación constituye el objeto principal del proyecto, queda ceñido a las instalaciones tipo A, mientras que las instalaciones tipo B pueden percibir el régimen retributivo específico previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para la generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, siempre que se cumplan las condiciones y requisitos establecidos en esta norma.

El criterio sobre el que se basa la distinción reside en el carácter gestionable o no de la producción eléctrica. Esta importante noción, la del carácter gestionable, es predicable de las instalaciones tipo A, en la medida en que tienen una capacidad lo suficientemente flexible como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo, a diferencia de las instalaciones tipo B. Esta clasificación técnica ha sido avalada por la CNMC, para la que el carácter aislado de los SENP justifica que la percepción de una retribución adicional o específica dependa del carácter gestionable o no de la instalación, antes que del origen renovable o no de la fuente de energía empleada. Como resultado de esta distinción, las fuentes de energía renovables no tendrán un tratamiento homogéneo en los SENP, visto que su carácter gestionable o no gestionable las situará en una u otra categoría, situación que, como se verá, también afecta a la cogeneración.

Esta falta de homogeneidad no está vedada por la legislación del sector eléctrico. Es cierto que el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, autoriza al Gobierno para establecer excepcionalmente un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de

Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior), pero también lo es que dicha habilitación convive con otra dirigida asimismo al órgano ejecutivo para determinar un concepto retributivo adicional que cubra el extracoste en los SENP (apartado 6 del mismo precepto).

En definitiva, la autorización concedida al Gobierno en el artículo 14.7 de la ley citada no es obstáculo para que, en uso de la autorización prevista en el apartado anterior y, sobre todo, de la habilitación para fijar una regulación singular en los territorios no peninsulares contenida en el artículo 10.1 de dicha norma, esta singularidad conduzca a distinguir entre las fuentes de generación, no por su origen, sino por su carácter gestionable.

Este parecer favorable no fue impedimento para detectar la falta de coordinación en un aspecto concreto de este reglamento con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

En la clasificación de las instalaciones instaurada en el artículo 2 del texto consultado, sobre cuya finalidad se ha disertado, las instalaciones de cogeneración pertenecen a la categoría A o B en función de si tienen una potencia superior o inferior a 15 MW. Esta distinción se sustenta en que las instalaciones de potencia inferior o igual a 15 MW, al tratarse de pequeña cogeneración asociada a otro proceso, industrial o del sector de servicios, no gozan del carácter gestionable que se presupone en las instalaciones tipo A.

Más allá del criterio técnico en que descansa esta argumentación, se advierte de la existencia de una laguna en la coordinación entre el artículo 2 del proyecto y la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, referida a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares y en la que ya se adelantó la clasificación ahora plasmada en el artículo 2 del real decreto en tramitación.

De acuerdo con dicha disposición adicional, como regla general, el régimen económico específico establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no será de aplicación a las instalaciones de cogeneración, hidroeléctricas no fluyentes y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia y residuos, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares.

Por consiguiente, las instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW no tienen acceso al régimen retributivo específico, por quedar excluidas de él todas las instalaciones de cogeneración conforme a la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pero tampoco pueden obtener la retribución adicional, al no quedar encuadradas entre las instalaciones tipo A, las únicas que pueden ser así remuneradas.

Procede, por lo tanto, revisar la congruencia entre ambos textos, para evitar que, salvo que exista justificación y ella se plasme en la memoria del análisis de impacto normativo, las instalaciones de cogeneración de potencia igual o inferior a 15 MW queden excluidas de las dos retribuciones que se mencionan.

Con motivo de esta observación, el Real Decreto 738/2015 (disposición final quinta) procedió a la reforma de la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, al objeto de que únicamente fueran excluidas del régimen retributivo específico que esta última norma regula, las instalaciones de cogeneración de más de 15 MW de potencia neta, es decir, las de carácter gestionable, toda vez que éstas tienen acceso a la retribución adicional de los SENP. Por el contrario, a falta de dicho carácter gestionable, las instalaciones con una potencia igual o inferior a 15 MW sí pueden tener reconocida la retribución específica del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, debido a la aceptación de la observación del dictamen 381/2015.

d) Tratamiento de las instalaciones de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo se caracterizan por la existencia de dos embalses, de modo que el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo -embalse inferior- pueda ser bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta -embalse superior-, con el fin de generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico. Esta forma indirecta de almacenamiento de energía reviste gran importancia en los sistemas aislados, lo que condujo al legislador a atribuir su titularidad a favor del operador del sistema.

El Consejo de Estado se hizo eco de los reparos expresados en el trámite de audiencia a esta decisión legislativa, para seguidamente efectuar una serie de recomendaciones acerca de la mejor forma de preservar la independencia del operador del sistema en la explotación de las instalaciones de bombeo.

Otra de las cuestiones a la que se ha prestado especial atención durante la tramitación del expediente es la relativa al régimen jurídico y económico de las instalaciones de bombeo.

De nuevo, el aspecto que ha centrado las objeciones formuladas en audiencia, a saber, la titularidad de dichas instalaciones a favor del operador del sistema, ha sido plasmado en una norma de rango legal, sobre cuya pertinencia no procede emitir ahora juicio alguno. En efecto, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, en los SENP las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, en cuyo caso la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al operador del sistema. A estos efectos, la disposición transitoria segunda prevé que el Ministro de Industria, Energía y Turismo dicte una orden por la que se imponga a la empresa titular de estas instalaciones la obligación de transmitir las al operador del sistema en el plazo máximo de seis meses desde su publica-

ción en el BOE, para lo que se insta a las partes a fijar el precio de la compraventa de común acuerdo o, en defecto de pacto, se prevé la intervención de un árbitro independiente nombrado por la CNMC.

Dilucidada a nivel legal la cuestión de la titularidad, se ha planteado cuál debe ser el régimen jurídico y económico al que queden sometidas las instalaciones de referencia. El Título VII del proyecto parte de la consideración a todos los efectos de estas instalaciones como activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema, por lo que no se inscribirán en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y a su producción no le serán de aplicación los peajes de generación. La energía correspondiente a estas instalaciones se integrará como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema y será retribuida, previa solicitud del operador del sistema acompañada de la auditoría sobre la inversión realizada, a través del régimen adicional.

Sobre estas previsiones ha expresado sus dudas la CNMC. En particular, las dudas atañen tanto a la consideración de las instalaciones de bombeo que sean titularidad del operador del sistema como elementos de operación del sistema, en lugar de como activos de generación, como a las consecuencias que pudiera tener dicha titularidad en cuanto al estatus de REE como gestor de la red de transporte de electricidad, de conformidad con la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, hoy incorporada al ordenamiento español mediante la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Al pronunciarse sobre la cuestión, la CNMC, que ha certificado la consideración de REE como gestor de la red de transporte de electricidad, de acuerdo con la citada Directiva 2009/72/CE, al estimar satisfechas las exigencias de separación de actividades (véase la resolución emitida al respecto por la entonces CNE el 19 de julio de 2012 y publicada en el BOE de 21 de

agosto siguiente), ha añadido que, a petición de la Secretaría de Estado de Energía, evacuó el 18 de julio de 2014 un informe en el que confirmaba el mantenimiento por parte de REE de los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 30.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, si bien remitía a un futuro análisis la valoración del impacto que en esta conclusión pudiera tener la asunción por dicha sociedad de la titularidad de los bombeos, cuando llegara a producirse y en atención a las condiciones en que desarrollase esta actividad.

Comparte el Consejo de Estado las dudas manifestadas por la CNMC. Estas dudas atañen, no a la titularidad a favor del operador del sistema de las instalaciones de bombeo para garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energía renovables, titularidad que ha sido prevista a nivel legal, sino al régimen jurídico y económico al que tales instalaciones deben ser sometidas con el fin de preservar la separación de actividades. En este sentido, la amenaza para la independencia del gestor de la red de transporte ligada a la titularidad de instalaciones de bombeo no es simplemente de nomen iuris ni puede ser afrontada tan solo mediante la consideración normativa de tales instalaciones como elementos de operación del sistema, para evitar que sean calificadas como activos de producción eléctrica. Mayor virtualidad a estos efectos tiene la previsión que integra la energía correspondiente a estas instalaciones como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema (artículo 76 del proyecto), de lo que debe colegirse que dicha energía no podrá participar en el despacho ordinario de producción, sino para adecuarlo a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Es de lamentar, por lo demás, que la CNMC no haya concretado las condiciones adicionales mediante las que cabría salvaguardar la independencia del operador del sistema en su labor de gestor de la red de transporte de electricidad.

Es importante, por todo ello, que se reflexione acerca de los posibles mecanismos de control que pueden implantarse para la garantía de la separación de actividades, particularmente en

lo que se refiere a la prestación de servicios de ajuste por las instalaciones de bombeo. En otras palabras, considerando que la necesidad de acudir a estos servicios depende de la decisión del operador del sistema, esta decisión no debe estar influida por los intereses económicos ligados a la explotación de dichas instalaciones, en garantía de lo cual sería oportuno establecer controles a priori o a posteriori, incluso por la propia REE.

En la misma línea, dado que, conforme al artículo 74 del texto consultado, corresponde al operador del sistema detectar la necesidad de instalar bombeos en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables, lo que determina la incoación de un procedimiento dirigido a atribuir a la misma entidad la titularidad de la instalación correspondiente, es preciso que dicha solicitud, que habrá de ser informada por la CNMC y la Comunidad Autónoma o Ciudad afectada, sea valorada recabando y analizando todos los datos disponibles. Incluso cabría plantear la exigencia de que el impulso de esta iniciativa viniera precedido de la ponderación de su oportunidad por parte del organismo supervisor.

VIII. Autoconsumo

La regulación reglamentaria del consumo de energía por la misma persona física o jurídica que la genera, o sea, del autoconsumo, vino rodeada de una intensa polémica, al ser muchos los actores que aducían la vulneración del Derecho de la Unión Europea, por entender que dicha regulación contenía una serie de barreras a la inversión en instalaciones de autoconsumo, desincentivando el desarrollo de esta modalidad de producción de electricidad. Se objetaba, asimismo, la imposición de peajes y cargos por la energía autoconsumida (calificados de «impuesto al sol»).

En este debate el Consejo de Estado realizó un examen desapasionado de la iniciativa en curso en su dictamen 820/2015, de 17 de septiembre, que precedió la aprobación

del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Siguiendo la estructura de este dictamen, se describirá, primero el contexto técnico y normativo en el que dicha iniciativa fue impulsada y se recogerá, después, la evaluación efectuada por el Consejo de Estado acerca de las principales medidas sobre las que gira la nueva regulación.

VIII.1. Contexto técnico y normativo del autoconsumo

La comprensión del contenido y alcance del reglamento en la materia hizo necesario el análisis en el dictamen 820/2015 del concepto de generación distribuida, así como de su reflejo normativo a nivel europeo e interno:

- Concepto de generación distribuida:

El concepto de generación distribuida ha surgido en los últimos años debido a la evolución que ha tenido el sistema eléctrico.

A partir de los años 20 del siglo pasado, la capacidad de los centros de producción de energía eléctrica comenzó una escalada aparentemente imparable, experimentando un crecimiento espectacular a partir de la década de los años 50. No obstante, esta línea de crecimiento no ha sido constante, sino que sufrió un retroceso significativo durante los años 70, a raíz de la crisis del petróleo. Hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida es producida en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales fuentes de energía diversas son transformadas en electricidad para su posterior transporte a centros de consumo situados a grandes distancias, lo que hace necesario dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Frente a este modelo tradicional, ha surgido un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al con-

sumidor final. Aun cuando no existe consenso en la comunidad científica sobre la definición de la generación distribuida (puesto que se difiere acerca de algunos de sus elementos identificativos, como las tecnologías empleadas, el límite de potencia o la conexión a la red), la noción más amplia abarca el conjunto de sistemas de generación eléctrica de pequeña potencia y diversas tecnologías, particularmente renovables y de cogeneración, ubicadas cerca de los puntos de consumo y cuya energía producida puede ser consumida directamente o inyectada a la red. Por lo tanto, son elementos comunes a cualquier definición de generación distribuida o descentralizada la producción de energía eléctrica a pequeña escala y la proximidad al consumidor final.

Así concebida, la generación distribuida presenta numerosos beneficios, que pueden clasificarse en técnicos y económicos.

Entre los primeros, cabe mencionar la reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica, con el consiguiente aumento de la capacidad de distribución de la red eléctrica, la disminución de la emisión de contaminantes a la atmósfera cuando se empleen energías renovables, así como la contribución a la fiabilidad y continuidad del sistema, como consecuencia de la proliferación de los lugares de generación. Son beneficios económicos la reducción de las necesidades de inversión en nuevas infraestructuras eléctricas, la diversificación de los recursos energéticos y la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico.

Sin embargo, la planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red de sistemas de generación distribuida también conlleva dificultades tales como: una mayor necesidad de reserva de capacidad de generación, en la medida en que la generación distribuida no es gestionable e intermitente (esto es, aquella sin la suficiente flexibilidad como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo, como sucede con las tecnologías eólica o solar) ocasiona la aparición de bolsas de «demanda oculta» que deben ser satisfechas por las centrales de respaldo cuando el recurso re-

novable no está disponible; unos mayores costes de los servicios de ajuste del sistema, ante la menor previsibilidad de la generación no gestionable de pequeña escala, lo que dificulta el equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda de electricidad; y, eventualmente, unas necesidades de adaptación de las redes de distribución.

Dentro de la generación distribuida existe un segmento orientado al autoconsumo, entendiéndose por tal, desde un punto de vista técnico y sin perjuicio de la definición legal sobre la que se volverá, el consumo de energía por la misma persona física o jurídica que la genera.

En suma, resultan innegables las ventajas globales que ofrece la generación distribuida y, dentro de ella, el autoconsumo, lo que no obsta para reconocer los retos que su integración en el sistema eléctrico suscita, con el objetivo de que sea eficiente tanto para el agente como para el sistema en su conjunto, en aras de la optimización. Entre tales retos, se encuentran también los de índole económica, donde el principal debate se centra en determinar cuál deba ser la contribución por parte de los consumidores con autoconsumo a la financiación de los costes del sistema eléctrico, teniendo en cuenta que, en muchos países, al igual que en España, la estructura tarifaria comprende costes que no disminuyen a raíz del autoconsumo.

- Marco normativo europeo:

La normativa comunitaria contempla el fenómeno del autoconsumo eléctrico, principalmente ligado al fomento de las energías renovables, la cogeneración y la eficiencia energética. Así, las directivas europeas en estos sectores contienen referencias relacionadas con el autoconsumo, aunque dicha terminología no es la utilizada a nivel comunitario, donde sí se alude a la generación distribuida o a los productores independientes. La parte expositiva de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, contiene varias menciones a la figura examinada: a) la necesidad de fomentar el desarrollo regional y local mediante inversiones en la pro-

ducción de energía a partir de fuentes renovables, reconociéndose el importante papel que en dicha tarea corresponde a los productores de energía independientes (considerando cuarto); b) las ventajas que conlleva una producción descentralizada de energía, entre ellos, utilización de fuentes locales de energía, mayor seguridad del suministro local de energía, trayectos de transporte más cortos, menos pérdidas en el mismo o creación de empleo local (considerando sexto); c) la encomienda a las autoridades pertinentes del estudio de la posibilidad de sustituir la autorización por la mera notificación al organismo competente al instalar equipos descentralizados de menor envergadura para producir energía procedente de fuentes renovables (considerando cuadragésimo tercero); y d) la conveniencia de impulsar el uso de fuentes renovables en la edificación (considerando cuadragésimo séptimo).

Más directamente relacionada con la producción de energía eléctrica, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, también contiene en sus considerandos referencias relacionadas con el autoconsumo eléctrico. En este sentido, se presta especial atención a la generación distribuida como garantía de un suministro estable, instándose a los Estados miembros a fomentar la modernización de las redes de distribución introduciendo «redes inteligentes» que promuevan la generación descentralizada (considerando vigésimo séptimo). También se insiste en que los procedimientos de autorización no deben constituir una carga administrativa desproporcionada en relación con el tamaño y su repercusión en los productores de electricidad (considerando trigésimo primero).

Junto a las anteriores, cabe citar las disposiciones relacionadas con la eficiencia energética. Así, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, se refiere al fomento de la generación distribuida de energía como uno de los objetivos que recomienda impulsar a los Estados miem-

bro mediante la adopción de medidas y procedimientos para promover las instalaciones de cogeneración de pequeña potencia (considerando trigésimo séptimo). En la misma línea, se pronuncia la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, conforme a la cual la reducción del consumo de energía y el uso de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la edificación constituyen una parte importante de las medidas necesarias para reducir la dependencia energética de la Unión Europea y las emisiones de gases de efecto invernadero (considerando quinto).

Las referencias expresas a la incorporación de las fuentes de energías renovables en la producción de electricidad, a través de la generación distribuida, y al fomento de su uso en la edificación, en línea con los objetivos medioambientales fijados por la Unión Europea para 2020, permiten constatar la presencia de la figura del autoconsumo en la normativa comunitaria.

Con todo, estas referencias no dejan de ser muy genéricas, sin que a nivel europeo exista una regulación del autoconsumo, más allá del reconocimiento de las ventajas que conlleva la generación distribuida, especialmente cuando se desarrolla a través de energías renovables. Esta falta de armonización tiene como consecuencia la existencia de regímenes muy dispares entre aquellos Estados europeos que han decidido abordar esta figura. Ante tal panorama, la Comisión Europea ha publicado el documento «Mejores prácticas para el autoconsumo a partir de energías renovables» y lo ha dirigido el 15 de julio de 2015 como comunicación al Parlamento Europeo, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones. De acuerdo con sus conclusiones, la rápida disminución de los costes de inversión de la electricidad renovable otorga nuevas oportunidades para los consumidores eléctricos, estando llamado el modelo emergente de autoconsumo a desempeñar un papel cada vez más relevante en la reducción de la factura energética de los consumidores, por lo que se invita a los Estados miembros a adaptarse a la aparición de este modelo, como forma de potenciar la seguridad energética y la eficiencia.

- Precedentes normativos internos:

No obstante la existencia de otros precedentes normativos anteriores (en particular, la definición del sujeto autoprodutor como generador de electricidad fundamentalmente para su propio uso, contenida en la versión inicial de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, hasta su eliminación por el Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, así como diversas referencias a esta figura en los reglamentos de desarrollo de dicha legislación), la voluntad de impulso de una normativa sobre autoconsumo no se plasmó hasta el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. La disposición adicional segunda de este reglamento encomendó al entonces Ministro de Industria, Turismo y Comercio elevar al Gobierno en el plazo de cuatro meses «una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo».

Con posterioridad, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, modificó las definiciones de los sujetos productor y consumidor previstas en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, habilitando al reglamento para establecer modalidades singulares de suministro para determinados consumidores con vistas a «fomentar la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones que de ellas resulten». Por su parte, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, creó en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el Registro administrativo

de autoconsumo para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa.

- Legislación de cobertura:

En este contexto fue aprobada la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que, en lugar de contemplar la figura del autoconsumo entre sus definiciones, le dedica un precepto específico, el cual, por su importancia para dictaminar el texto remitido en consulta, se reproduce íntegro a continuación en su dicción vigente:

«Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica.

1. A los efectos de esta ley, se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una insta-

lación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

2. En el caso en que la instalación de producción de energía eléctrica o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico, los titulares de ambas estarán sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

3. Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.

Para ello estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.

El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.

Asimismo, de forma excepcional y siempre que se garantice la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema, con las condiciones que el Gobierno regule, se podrán establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo. En todo caso, tanto la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no serán superiores a 10 kW.

4. Los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

5. El Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo.

Asimismo el Gobierno establecerá las condiciones económicas para que las instalaciones de la modalidad b) de producción con autoconsumo vendan al sistema la energía no autoconsumida».

Interesa reseñar que el párrafo final del apartado 3 fue añadido por el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico.

En la exégesis del precepto legal procede reseñar tres aspectos:

- El concepto de autoconsumo

Se entiende por autoconsumo «el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociada a un consumidor». La definición vincula el autoconsumo a la procedencia de la energía de una instalación de generación conectada a través de una red interior o de una línea directa, o sea, se centra en el hecho de que la energía que se consume proceda de una instalación de generación que está conectada directamente al consumidor. Este concepto genérico no diferencia si la energía

se consume totalmente (no se vierte energía a la red de distribución) o parcialmente (se puede verter energía a la red), ni si el consumidor requiere o no de suministro asistido por la red de distribución pública. Estos aspectos, sin embargo, adquieren relevancia en el proyecto en cuanto al régimen jurídico aplicable a los consumidores en régimen de autoconsumo. El apartado 2 del artículo transcrito adelanta ya que la conexión total o parcial al sistema eléctrico de la instalación de producción de energía eléctrica o de consumo determina que los titulares de ambas estén sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la legislación del sector eléctrico y en su normativa de desarrollo.

- *Las modalidades de autoconsumo*

Se recogen cuatro modalidades de autoconsumo:

a) suministro con autoconsumo, cuando la instalación no está dada de alta en el registro de instalaciones de producción; b) producción con autoconsumo, cuando el consumidor recibe su energía de una instalación de producción inscrita en el correspondiente registro y conectada a su red interior; c) producción con autoconsumo de un consumidor conectado con una instalación de producción a través de una línea directa (en el sentido del artículo 42 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico); y d) cualquier otra modalidad de consumo procedente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

El elemento clave del autoconsumo de energía eléctrica es la vinculación directa entre la instalación de producción y el consumidor, bien sea a través de una red interior o bien gracias a una línea directa, a diferencia de lo que ocurre en el régimen general de producción de energía eléctrica, donde se exige la separación entre la actividad de producción y el titular de la red de transporte o distribución.

Se realizarán más adelante varias observaciones particulares acerca del reflejo en el proyecto dictaminado de esta clasificación legal.

- *El régimen económico del autoconsumo*

A él se refiere el apartado 3 del precepto reproducido, el cual, como ha sido indicado, ha sido recientemente modificado por el Real Decreto- ley 9/2015, de 10 de julio, para introducir un párrafo final.

Conforme a este régimen, se impone legalmente como regla general el deber de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida cuando se produce la conexión al sistema eléctrico. Por lo tanto, de acuerdo con la previsión legal, dicha obligación económica decae cuando la instalación está aislada del sistema eléctrico. Tal contribución financiera abarca, en los mismos términos que para un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo, los peajes de acceso a las redes, los cargos asociados a los costes del sistema y los costes para la provisión de los servicios de respaldo. Ahora bien, se establece la posibilidad de que el Gobierno reduzca como excepción los peajes, cargos y costes en dos supuestos: i) para los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo entrañen una disminución de los costes en dichos sistemas, y ii) para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo, siempre que tanto la potencia máxima contratada como la instalada de generación no sean superiores a 10 kW y se garantice la seguridad y sostenibilidad económica y financiera del sistema.

VIII.2. Análisis de las principales decisiones regulatorias en la materia

Para emitir una valoración global sobre la regulación proyectada en 2015 del autoconsumo, el Consejo de Estado, tras constatar la evolución del texto durante su tramitación, juzgó necesario desgranar las principales decisiones normativas que contenía con vistas a evaluarlas una por una y emitir, por último, dicha valoración:

El proyecto sometido a consulta está dirigido a establecer las condiciones administrativas, técnicas y económicas en las

que pueden desarrollarse las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo, con base en lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta legislación de cobertura otorga un amplio margen para el desarrollo reglamentario, si bien congela a nivel legal el rango de algunas de las decisiones más importantes y discutidas en audiencia. Cabe recordar que este trámite tuvo una respuesta masiva, con la recepción de más de quince mil alegaciones, lo que, como pone de relieve la propia orden de remisión, «denota la repercusión y el interés que esta regulación suscita». En la valoración de esta iniciativa, lo primero que cabe constatar es la significativa evolución que ha sufrido el proyecto desde su borrador inicial de julio de 2013 hasta la versión remitida en consulta dos años después. Aun cuando dicha evolución no ha rebajado el nivel ni el tono de las críticas vertidas en audiencia al proyecto, sí resulta apreciable en las distintas valoraciones que el texto ha merecido, primero, en el informe de la CNE de 4 de septiembre de 2013 y, más tarde, en el informe de la CNMC de 8 de julio de 2015, varias de cuyas sugerencias, además, han propiciado nuevos cambios en el reglamento en curso.

Para expresar un juicio de conjunto sobre el proyecto de real decreto, se considera pertinente evaluar, a la luz de tales informes y del resto de los documentos incorporados al expediente, las principales medidas contempladas en el texto remitido.

Veamos cuáles eran tales medidas y qué juicio merecieron al Alto Cuerpo Consultivo:

a) Imposición de peajes, cargos y costes al autoconsumo

Se trataba de la cuestión nuclear suscitada durante la tramitación, ante la aspiración de muchos participantes en audiencia de exceptuar a los consumidores acogidos a autoconsumo de la contribución al sostenimiento del sistema eléctrico. Frente a esta aspiración, salvo en el caso de las instalaciones aisladas, a las que el legislador reconoció dicha exención, los

consumidores acogidos al autoconsumo no dejan de contribuir a la financiación del mencionado sistema. Ahora bien, tal contribución quedó modulada por el impacto de su consumo en los costes del sistema eléctrico.

El Consejo de Estado, con apoyo expreso en la argumentación de la memoria del análisis de impacto normativo, respaldó la imposición modulada al autoconsumo de los conceptos económicos implícitos en toda factura eléctrica.

[...] La contribución de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo al sostenimiento del sistema eléctrico constituye uno de los principales debates presentes en esta regulación. Procede insistir en que dicha contribución ha sido prevista con carácter general por el legislador (artículo 9.3 citado), que, sin embargo, exceptúa esta obligación económica en el caso de las instalaciones aisladas, lo que explica que, conforme al proyecto, tales instalaciones queden excluidas de su ámbito de aplicación (artículo 2.2) y no vengan constreñidas siquiera a inscribirse en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica (artículo 20.1).

La solución primigenia ofrecida por el proyecto, en su versión de julio de 2013, pasaba por la creación del llamado «peaje de respaldo», definido como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo. Esta figura, que no tenía reflejo legal ni en la entonces vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ni en el anteproyecto legislativo que se estaba tramitando, fue rechazada por la CNE y la gran mayoría de miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

A juicio de la CNE, el establecimiento de un «peaje de respaldo» únicamente a los consumidores acogidos a autoconsumo suponía «un trato discriminatorio con respecto al resto de consumidores, que, pudiendo reducir su consumo en el caso de que se adoptaran medidas de eficiencia energética (como el aislamiento de su vivienda o el uso de lámparas de bajo consumo), no pagarían este peaje por la energía que pudieran ahorrar». Refutaba

este organismo los argumentos mediante los que trataba de justificarse esta medida en la memoria del análisis de impacto normativo (tanto la sostenibilidad económica del sistema a corto plazo como el respaldo que ha de proporcionar el sistema eléctrico), señalando que carecían de solidez suficiente para imputar estos conceptos a la energía autoconsumida. Y ello por cuanto el proyecto repercutía sobre el importe del «peaje de respaldo» todos los costes del conjunto del sistema, pero sin detracer del mismo (esto es, sin poner en valor) las ventajas de la generación distribuida, lo que «no constituye una buena regulación». Por todo ello, la CNE proponía la eliminación del «peaje de respaldo», pues sacrificaba la eficiencia económica a medio y largo plazo en aras de la sostenibilidad económica a corto plazo.

Estas críticas tuvieron como resultado la desaparición del «peaje de respaldo» en la versión del proyecto de junio de 2015 y su redefinición a partir de los peajes, cargos y costes del sistema eléctrico. Con ello, los consumidores acogidos al autoconsumo no dejan de contribuir a la financiación de dicho sistema, pero la medida en que lo hacen viene modulada por el impacto de su consumo en los costes. En concreto, tal modulación permite acotar los conceptos que son sufragados en función del punto de medida de la energía, descartando la contribución por el ahorro energético que el autoconsumo permite, pero manteniendo invariada dicha contribución por los demás conceptos, en la medida en que no desaparecen por la existencia del autoconsumo.

Así lo explica la memoria del análisis de impacto normativo, comparando las partidas a las que hace frente cualquier consumidor eléctrico convencional en su factura con los que deben atribuirse al autoconsumo.

Respecto de los primeros, los consumidores convencionales abonarán en sus facturas tres conceptos económicos: la energía (incluyendo el respaldo del sistema), los costes del sistema a excepción de las redes (fundamentalmente, retribución primaria a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit) y las redes.

Debe tenerse en cuenta que los peajes de acceso actualmente en vigor, al amparo de la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (conforme a la cual, hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16 de la citada ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos), son fijados en la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, incorporando tanto los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como los cargos asociados a los costes del sistema.

Cuando son trasladados al autoconsumo los tres conceptos económicos referidos, el proyecto parte, simplificado, de estas premisas:

i) En cuanto a la energía y su respaldo, un consumidor acogido a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, no deberá pagar por la energía autoconsumida el coste de esa energía (pues la produce él mismo), pero sí tendrá que hacer frente al respaldo que le presta el sistema, puesto que tiene derecho a consumir en cualquier momento, por ejemplo, cuando no estuviera disponible la fuente primaria de la instalación de generación para autoconsumo. Para tomar en consideración el coste económico ligado al hecho de estar conectado al sistema, este cargo por otros servicios del sistema se aplica a la energía autoconsumida.

En el régimen transitorio (disposición transitoria primera del proyecto) dicho concepto económico comprende, en línea con lo sugerido por la CNMC, los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes, los pagos por capacidad, los servicios de ajuste del sistema eléctrico, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los derivados de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema. ii) Respecto de los

cargos por costes del sistema (retribución primada a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit), el criterio es similar al anterior, habida cuenta de que la mayor parte de estos costes derivan de la necesidad de hacer frente a compromisos adquiridos en normas del rango adecuado, reflejo de una determinada política energética.

Por lo tanto, los consumidores eléctricos en autoconsumo que están conectados al sistema tienen que hacer frente de manera solidaria a los costes del mismo, evitando así que recaigan en exclusiva sobre los demás consumidores. Ello se traduce en la aplicación de los cargos asociados a los costes del sistema por la suma de la energía adquirida y autoconsumida.

iii) Finalmente, en lo que atañe a los peajes de acceso (de naturaleza diferente, dado que con ellos se financian las redes eléctricas), la financiación de estas infraestructuras se lleva a cabo en función del uso que se hace de ellas, es decir, por la potencia contratada en punta y la energía medida en el punto frontera asociada a ella. Por consiguiente, los peajes se aplican sobre la energía y potencia adquiridas de la red.

Este esquema ofrece un resultado acorde a las exigencias legales.

En efecto, el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico obliga a los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a dicha figura. Esta previsión legal impediría cualquier exención generalizada (esto es, fuera de los dos supuestos contemplados expresamente) de la contribución por parte de los consumidores acogidos a autoconsumo a los ingresos del sistema eléctrico. En el esquema del proyecto se replican para el autoconsumo los tres conceptos económicos aludidos, lo que no es óbice para modular su aplicación en función de la energía medida

(la adquirida de la red para los peajes, esta más la autoconsumida para los cargos por costes del sistema y esta última para el cargo por otros servicios de respaldo).

La cuestión relativa a la contribución a la red por parte de los consumidores con autoconsumo ha sido tratada recientemente por la Comisión Europea en el documento «Mejores prácticas para el autoconsumo a partir de energías renovables» (de 15 de julio de 2015), cuyos planteamientos en esta materia encuentran acomodo en el proyecto sometido a consulta.

En el documento de referencia (publicado en inglés), tras constatarse las diferencias en las estructuras tarifarias existentes entre los Estados miembros, se concluye lo siguiente:

«Overall, given the large variety of tariff structure models across the EU and given the differing local conditions, there may not be one-size-fits-all solution. Tariff setting should be based on objective and non-discriminatory criteria, which apply consistently to all users who are in the same situation. The different models should also correctly reflect the impact of the consumer on the electricity grid, while ensuring that regulated assets contribute to the energy transition by supporting the EU policy objectives on energy efficiency and renewable energy».

De acuerdo con el párrafo transcrito, tras descartarse la existencia de soluciones apriorísticas válidas para todos los Estados miembros, dadas las disparidades entre los modelos de estructura tarifaria, se aboga por el establecimiento de criterios objetivos y no discriminatorios que permitan su aplicación consistente a todos los usuarios que se encuentren en la misma situación. Se aspira, de este modo, a que los diferentes modelos también reflejen correctamente el impacto de los consumidores en la red eléctrica, al tiempo que se fomenten los objetivos políticos de la UE en materia de eficiencia energética y energías renovables.

En coherencia con tal planteamiento, el proyecto parte de la exigencia legal de aplicar a los consumidores acogidos a auto-

consumo los conceptos económicos implícitos en toda factura eléctrica, modulando a partir del punto de medida la contribución a la financiación para otorgar adecuado reflejo al impacto de tales consumidores en los costes del sistema eléctrico.

b) Régimen económico de la energía excedentaria

También se suscitó en el expediente la eventual procedencia de reconocer una contraprestación económica al consumidor acogido a autoconsumo por la energía excedentaria que vertiese a la red. Subsidiariamente, la petición de este reconocimiento se articulaba a través de la noción de «balance neto» (del inglés, «*net metering*»), o sea, la posibilidad de diferir en el tiempo en el autoconsumo, vertiendo a la red eléctrica el exceso producido con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento.

La negativa tanto a remunerar la energía excedentaria que cediesen a la red los consumidores acogidos a autoconsumo, como a compensar esta energía con otra usada posteriormente, se estimó avalada tanto desde un plano jurídico como desde la óptica técnica, sin perjuicio de las reflexiones que, al hilo de la valoración final, realizó el Consejo de Estado acerca del tratamiento que en un futuro no lejano pudiera recibir dicha energía excedentaria (tal vez a través del esquema del «*net billing*», en el que el valor de la misma es descontado de la facturación de la energía consumida de la red), reflexiones que se transcribirán más adelante.

Otro de los aspectos que mayor polémica ha suscitado es la decisión de negar contraprestación económica al consumidor acogido a la modalidad de suministro con autoconsumo (artículo 9.1 a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico) por la energía excedentaria que vierte a la red.

Sin embargo, esta medida ha encontrado el respaldo explícito de la CNMC, que destaca la posibilidad con la que cuentan aquellas instalaciones de autoconsumo que ceden energía

a la red con cierta frecuencia de acogerse a la modalidad de producción con autoconsumo, con la consiguiente inscripción de la instalación de generación en el correspondiente registro.

Es más, se apuntan en el informe de este organismo los problemas de seguridad y de sobrecostes al sistema que ocasionan vertidos ocasionales de energía, que podrían justificar la restricción de tales vertidos. A la vista de tales objeciones, sin prohibirse taxativamente el vertido por una razón de eficiencia energética, al carecer de sentido imponer al consumidor que disipe el excedente en forma de calor, se desincentiva en el proyecto consultado cualquier sobredimensionamiento de las instalaciones de autoconsumo.

A lo anterior se suma otro argumento de peso: la coherencia con las definiciones legales de «productor» y «consumidor», que conduce a restringir al primero, como sujeto dedicado a las funciones de generar energía eléctrica y de construir, operar y mantener las instalaciones de producción, la percepción de una retribución económica por la energía cedida al sistema. Repárese, además, en que el artículo 9.5 de la ley, en su habilitación reglamentaria al Gobierno, solamente alude a la venta al sistema de la energía excedentaria por parte de las instalaciones de producción con autoconsumo.

Mayores explicaciones requiere la justificación de la renuncia a introducir la figura del balance neto o, mejor dicho, su restricción a una duración horaria. Por balance neto (del inglés, «net metering») se entiende —por oposición al autoconsumo instantáneo— la posibilidad de diferir en el tiempo el autoconsumo, de manera que la energía excedentaria vertida a la red en un determinado momento pueda compensar parte de la demanda consumida desde la red en otro momento. El problema radica, como ha puesto de relieve la Comisión Europea en su documento «Mejores prácticas para el autoconsumo a partir de energías renovables», en que, bajo este modelo, los consumidores acogidos a autoconsumo utilizan la red para almacenar artificialmente la energía producida en un momento dado para consumirla en un momento posterior, sin tomar en consi-

deración que el precio de la electricidad puede variar sustancialmente de un periodo a otro, lo que aconseja, en opinión de dicha institución europea, limitar la utilización del sistema de balance neto, como han hecho los países europeos y los Estados de Estados Unidos que han implantado dicho modelo.

Este debate ha tenido también su trasunto en España. Así, con anterioridad al impulso de la iniciativa consultada, se tramitó otra —non nata— en la que se contemplaba expresamente un procedimiento de suministro en la modalidad de balance neto, de modo que el consumidor acogido a esta modalidad pudiera ceder a la empresa comercializadora la energía generada en el interior de su red y no consumida. Esta cesión no implicaba contraprestación económica sino que generaba unos derechos de consumo diferido, cuya vigencia máxima era de doce meses, plazo en el que la energía adquirida por el consumidor era compensada hasta una cuantía igual a los derechos de consumo acumulados en el mismo periodo tarifario.

Sobre la referida iniciativa versó el informe de la CNE 3/2012, de 28 de marzo, conforme al cual el mecanismo de balance neto no debería estar basado únicamente en los intercambios de energía (cesión y adquisición) entre un consumidor y la red, como se incluía en la propuesta, sino que habría de completarse con el valor económico de esa energía, cuyo valor unitario depende del momento en que se produzca el intercambio, con lo que el balance neto tendría una base más económica, y por lo tanto, más eficiente. En este sentido, la energía excedentaria, al igual que la neta consumida, debía ser valorada en términos económicos según acuerdo contractual libremente pactado entre las partes, el consumidor y el comercializador.

Ante las dificultades que suscita el balance neto, máxime en un modelo, como el previsto en la anterior iniciativa, en el que se otorgaba a los derechos de consumo diferido una vigencia anual, el proyecto sometido a consulta circunscribe el balance neto al saldo horario, lo que resulta congruente con el hecho de que el periodo horario es en el que se negocia la energía en el

mercado de producción. Así, si un consumidor acogido a autoconsumo tiene excedentes en un instante y consume en otro, ambos dentro de la misma hora, la energía de ambos periodos (o sea, la excedentaria y la consumida) se saldaría en dicha hora, valorándose de este modo la energía vertida al precio de compra del consumidor, con la consiguiente minoración de la demanda horaria o electricidad que debe comprar al sistema en esa hora.

Como corolario de lo expuesto, cabe afirmar que la negativa a remunerar la energía excedentaria que ceden a la red los consumidores acogidos a la modalidad de suministro eléctrico con autoconsumo es plenamente acorde al régimen legal y está técnicamente justificada con base en los argumentos esgrimidos por la CNMC. La decisión de no atribuir tampoco a dicha energía excedentaria derechos de consumo diferido en un margen temporal superior al horario se explica por la circunstancia de que el precio de la electricidad se negocia en el mercado horario de producción, pudiendo variar sustancialmente de un momento a otro debido a las acusadas oscilaciones del precio de la energía a lo largo del tiempo.

c) Tratamiento de los elementos de acumulación

La evolución del texto reglamentario hizo posible un cambio relevante en el tratamiento de los elementos de acumulación, cuya inserción en el circuito entre la instalación de producción y su equipo de medida fue permitida. Esta habilitación favorece la instalación de baterías, cuyo desarrollo tecnológico será susceptible de rebajar la energía adquirida de la red por los consumidores acogidos a autoconsumo, al acumular la energía producida por su propia fuente de generación.

Tanto en los escritos de alegaciones presentados en audiencia por muchos de los agentes implicados como en el informe de la CNMC de 8 de julio de 2015 se ha objetado el tratamiento que recibían en el texto sometido a ambos trámites los elementos de acumulación de energía o baterías, al entenderse que su uso era desincentivado, incluso penalizado.

La introducción de elementos de almacenamiento de energía, cuyo notable desarrollo tecnológico en los últimos tiempos ha permitido mejorar su practicidad y rebajar su coste, posibilita la acumulación de energía durante el tiempo en que la producción excede el consumo, permitiendo que la cantidad almacenada sea usada cuando el consumo excede la producción. Los efectos positivos del almacenamiento son descritos por la CNMC, en cuyo informe se señala que, si a una instalación de generación no gestionable (por ejemplo, eólica o solar fotovoltaica) se le asocia una batería u otro elemento de acumulación, es posible desplazar parte de la producción obtenida en horas en las que exista energía eléctrica excedentaria hacia horas en las que haya consumo pero no producción. De esta manera, se reducen todavía más las pérdidas de la red y se incrementa el carácter gestionable del conjunto del sistema, al ganar flexibilidad para hacer frente a la demanda eléctrica. Ahora bien, según precisa la CNMC, «estos beneficios no son gratuitos, pues las instalaciones de generación con almacenamiento suponen una sobreinversión significativa respecto a las que carecen de él, pero debe tenerse presente que dicho sobrecoste es soportado en su totalidad por el propio autoconsumidor».

El proyecto ha evolucionado a la vista de tales razonamientos. El cambio más relevante consiste en la modificación (prevista en la disposición final tercera del reglamento en tramitación) del artículo 11.4 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el objetivo de hacer posible intercalar elementos de acumulación en el circuito que une la instalación de producción con su equipo de medida.

A la viabilidad jurídica de la instalación de elementos de acumulación (también plasmada en el artículo 5.5 del proyecto) se suman los beneficios económicos que la misma puede conllevar en atención a la estructuración de los costes asumidos por el consumidor acogido a autoconsumo. Y ello por cuanto, una vez permitida, la instalación de una batería hace factible rebajar la

energía y potencia adquiridas de la red, sobre la que se aplican los peajes de acceso, con el consiguiente ahorro en la factura.

d) Particularidades para pequeños consumidores

Previa modificación de la LSE por el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, se habilitó al Gobierno para establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo, siempre que la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no fueran superiores a 10 kW.

En uso de esta habilitación, el reglamento de desarrollo introdujo particularidades para pequeños consumidores tanto en el plano económico (eximiéndoles del pago de determinados costes) como en el procedimental (estableciendo un régimen administrativo simplificado). Estas medidas fueron valoradas positivamente por el Alto Cuerpo Consultivo, al potenciar la generación distribuida de electricidad a pequeña escala, sin perjuicio de la pertinencia de un seguimiento adecuado del impacto económico de las medidas adoptadas, al objeto de evitar cualquier riesgo para la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

Otra de las evoluciones que cabe advertir en el texto es la que atañe al autoconsumo realizado por pequeños consumidores. A diferencia de la redacción original del proyecto, que no contenía especialidades a este respecto, en la versión remitida en consulta se otorga a las instalaciones de hasta 10 kW un régimen más simplificado en lo procedimental y beneficioso en lo económico:

- *En primer lugar, en uso de la habilitación para excepcionar el régimen general de contribución a los ingresos del siste-*

ma eléctrico en beneficio de dichas instalaciones (introducida por el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio), los consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del pago del cargo transitorio por energía autoconsumida, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria primera del proyecto. Por consiguiente, quedarán eximidos de remunerar el coste de los servicios de respaldo que hacen posible recurrir a la energía de la red cuando no está disponible o no es suficiente la electricidad generada en autoconsumo.

- En segundo lugar, pueden beneficiarse de un procedimiento de conexión y acceso simplificado. En particular, en virtud del artículo 7.2 del reglamento en tramitación, los consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo que tengan contratada una potencia inferior o igual a 10 kW, siempre que acrediten que cuentan con un dispositivo que impida el vertido instantáneo de energía a la red de distribución, estarán exentos del pago de los estudios de acceso y conexión previstos en el artículo 30 del 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, y del pago de los derechos de acometida de generación previstos en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- En tercer lugar, se reduce la comunicación de datos para la inscripción en el registro de autoconsumo, lo que se traduce, primero, en la creación de una sección específica para estas instalaciones (la sección primera, de acuerdo con el artículo 20.2 del proyecto) y, segundo, en la utilización de un modelo propio para tal inscripción (tal y como refleja el anexo II).

- Y, por último, también quedan eximidos de la necesidad de contar con autorización administrativa previa y autorización de construcción, al igual que el resto de instalaciones de produc-

ción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, de acuerdo con la exención introducida por la disposición adicional quinta del texto remitido, al amparo de lo previsto en el artículo 53.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Las medidas enumeradas merecen una valoración positiva, por cuanto coadyuvan a fomentar la generación distribuida a pequeña escala.

La introducción —en la fase final de tramitación del proyecto— de la primera de las medidas mencionadas (la más relevante desde un punto de vista económico), esto es, la exención del pago del cargo transitorio por energía autoconsumida en beneficio de los pequeños consumidores domésticos acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo, ha originado cierta polémica entre algunos de los grandes operadores eléctricos. No suscribe, sin embargo, este Consejo de Estado los reparos jurídicos que han querido oponerse a dicha medida, la cual cuenta con cobertura suficiente en el último párrafo del artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Sin ser el análisis del desarrollo reglamentario de una previsión legal el lugar adecuado para examinar la constitucionalidad de esta última, es importante subrayar que dicha exención carece de carácter discriminatorio, en la medida en que el tratamiento diferenciado que supone respecto de los demás consumidores obedece a las particulares circunstancias en las que se encuentran los beneficiarios de la exención. No hay que olvidar que, como se expuso al comienzo de las presentes consideraciones al hilo de la noción de generación distribuida, este modelo se caracteriza tanto por la proximidad entre la producción eléctrica y el consumo final como por la generación a pequeña escala. Considerando los beneficios técnicos y económicos asociados a la generación descentralizada, que explican las menciones a su impulso en las directivas comunitarias, el otorgamiento de relevancia jurídica —en forma de exención de un determinado concepto— al suministro con autoconsumo a pequeña escala no atenta contra el principio de igualdad. Por lo demás, atendiendo al espíritu de la reforma operada por

el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, el hecho de que la dicción legal permita la introducción de «reducciones de peajes, cargos y costes» a favor de los pequeños consumidores en autoconsumo no puede ser objeto de una interpretación tan estrecha que impida la exención de uno de tales cargos, habida cuenta de que la misma no es sino la reducción a cero del concreto concepto afectado.

Con todo, la sugerencia de controlar el progresivo impacto económico de la exención se juzga acertada. Experiencias anteriores (particularmente, en el ámbito del fomento de las energías renovables) demuestran que el reconocimiento de beneficios sobre la base de estimaciones del número de instalaciones que van a acogerse a los mismos, puede resultar perjudicial para la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico en el caso de que tales estimaciones se vean ampliamente superadas. En este sentido, de acuerdo con la parte expositiva del Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, la excepción a los consumidores de pequeña potencia resulta admisible en la medida en que «su impacto para el conjunto del sistema eléctrico es poco significativo», lo que después se refleja en el último párrafo del artículo 9.3 citado en la exigencia de la garantía de la sostenibilidad económica y financiera del sistema.

Por todo lo anterior, se impone el seguimiento de las consecuencias económicas de la exención durante todo el periodo transitorio en el que se extienda su vigencia, con el fin de asegurar que la consiguiente contracción en los ingresos del sistema eléctrico no merma su sostenibilidad. Adicionalmente, pudiera ponderarse, como ha sido apuntado en audiencia ante el Consejo de Estado, la introducción de algún límite a la potencia beneficiaria, de modo que la superación de las estimaciones de implantación del suministro con autoconsumo a pequeña escala no entrañe riesgo alguno para el saneamiento financiero del sistema eléctrico.

e) Valoración general del Consejo de Estado

El examen desglosado de las principales decisiones que subyacían bajo la regulación entonces proyectada permitió al

Consejo de Estado la formación de un juicio general favorable a la aprobación de la norma. Ello no fue óbice para constatar que la sostenibilidad económica del sistema eléctrico primaba sobre cualquier medida de impulso del autoconsumo. Esta apreciación condujo a un llamamiento a reevaluar periódicamente esta regulación, para, a partir de los avances de la tecnología y el aprendizaje de experiencias previas, ponderar la introducción de nuevos mecanismos del impulso del autoconsumo.

En definitiva, desde una perspectiva global, estima el Consejo de Estado que la disposición proyectada se compadece con la legislación que sirve de cobertura y resulta adecuada para alcanzar los objetivos propuestos, que se relacionan en la memoria del análisis de impacto normativo.

Desde su borrador inicial, en el que, de acuerdo con el acertado juicio de la CNE, se sacrificaba cualquier impulso al autoconsumo en aras de la sostenibilidad económica a corto plazo del sistema eléctrico (lo que, por otra parte, no es difícil de entender, considerando que en el momento en que dicho borrador fue redactado la deuda acumulada del sistema sobrepasaba la cantidad de 26.000 millones de euros), el proyecto ha ido evolucionando hasta fructificar en una regulación más ponderada en la que: i) los peajes, cargos y costes del sistema son también soportados por los consumidores acogidos a autoconsumo, pero atendiendo a las mediciones que resultan oportunas en función de cada concepto; ii) la energía excedentaria producida por los consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo recibe un tratamiento acorde al mercado de producción, a través del balance neto horario; iii) se habilita la utilización de elementos de acumulación, dadas las ventajas que traen consigo; y iv) se otorga a las instalaciones de hasta 10 kW un régimen más simplificado en lo procedimental y beneficioso en lo económico.

No cabe desconocer que el principio de sostenibilidad económica y financiera, en coherencia con la importancia que se

le atribuye en la legislación del sector eléctrico, impregna toda la regulación. Y tal vez opera como freno a planteamientos más ambiciosos para el fomento del autoconsumo, al tratar de asegurar —de partida y sin ningún género de dudas— que cualquier medida orientada en dicha dirección resulta compatible con la suficiencia de ingresos para sufragar los costes del sistema eléctrico.

Ahora bien, no cabe, en absoluto, extraer de ello, como pretenden muchos participantes en el trámite de audiencia, la conclusión de que el proyecto atenta contra las directivas comunitarias. Como ha sido indicado, las referencias al fenómeno de la generación distribuida en la normativa europea, prácticamente siempre contenidas en la parte expositiva, no entrañan mandatos concretos que impongan un determinado modelo a los Estados miembros, los cuales gozan, por ende, de una amplia libertad para configurar sus respectivos regímenes de autoconsumo, de lo que son prueba las diferencias existentes entre unos y otros modelos. No en vano, la reciente comunicación de la Comisión Europea en esta materia, sin dejar de subrayar los beneficios ligados a la generación distribuida, contiene múltiples matices en los aspectos más controvertidos, reconociendo las dificultades que entraña la regulación de cuestiones como la contribución a la red o la implantación de modelos de balance neto. Desde esta perspectiva, no cabe duda de que el proyecto tiene cabida en la referida comunicación de la Comisión Europea.

En este panorama y sin perjuicio del juicio global positivo expresado, se considera oportuno realizar varias reflexiones.

Comparte este Consejo de Estado el parecer de la CNMC respecto de la necesidad de aprobar la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. De acuerdo con el esquema recogido en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la concreción de los cargos del sistema ha de completar dos fases: en primer término, corresponde al Gobierno, previo informe de la CNMC, establecer «la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfa-

cer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución» (apartado 3); y, en segundo término, habrá de ser el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, quien dicte las disposiciones necesarias para el establecimiento de los cargos, de acuerdo con dicha metodología (apartado 1 b)). A falta de dicha metodología, ya se indicó que la disposición transitoria decimocuarta de la misma ley permite que las cantidades para cubrir los costes del sistema sean fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a lo que procede en la actualidad la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, que abarca bajo una misma figura tanto los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como los cargos asociados a los costes del sistema.

No deja de ser paradójico que el proyecto remitido en consulta preceda al que habrá de regular la referida metodología de cálculo. Y ello porque, mientras que para el conjunto de los consumidores, al amparo de dicho régimen transitorio, se conduce a la noción de peaje de acceso una pluralidad de conceptos (que sobrepasan los costes de financiación de las redes eléctricas para comprender igualmente los cargos de referencia, derivados fundamentalmente de las decisiones de política energética), será el régimen de autoconsumo el primero en el que tales conceptos aparezcan desglosados, en concreto en su disposición transitoria primera. Se impone resolver cuanto antes esta paradoja mediante el impulso de las iniciativas normativas que culminen con la aprobación de los cargos, previa fijación de la metodología para ello.

También hace suya este Cuerpo Consultivo la reflexión de la CNMC en cuanto a la financiación de los costes derivados del régimen retributivo específico por parte de las instalaciones de autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, coge-

neración y residuos. Como bien señala dicho organismo, tales instalaciones contribuyen al cumplimiento de los objetivos medioambientales establecidos en la normativa europea, por lo que cabría valorar la conveniencia de atribuirles en menor medida la contribución a tales costes o, al menos, eximirles de los ocasionados por la retribución específica de las instalaciones futuras. Hay argumentos sólidos en el informe de la CNMC, relacionados con los beneficios para el medio ambiente, para sostener que la energía autoconsumida de forma instantánea no debe contribuir a este fin en la misma medida que la energía demandada de la red.

Con probabilidad, esta valoración habrá de posponerse hasta la aprobación de la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico (argumento adicional para justificar la necesidad y urgencia de esta regulación), puesto que no será hasta entonces cuando pueda conocerse con precisión la cifra que ha de aportar cada consumidor por este concreto coste, para a continuación reducir o eximir de su abono a quienes utilizan las mismas tecnologías que se benefician del régimen económico específico. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que, de acuerdo con la redacción vigente del artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, solamente podrán ver reducida por vía reglamentaria su contribución a los costes derivados de la financiación de la retribución específica las instalaciones acogidas a la modalidad de suministro con autoconsumo con una potencia máxima de 10 kW (además de las ubicadas en los sistemas no peninsulares), por lo que cualquier iniciativa encaminada a otorgar a dicha reducción un ámbito superior tendrá que articularse mediante una reforma legal.

En general, al igual que sucede en otros sectores, el autoconsumo podrá verse favorecido por los avances de la tecnología y el aprendizaje de experiencias previas, máxime tratándose de un terreno en el que la normativa estatal se adentra por primera vez. En el procedimiento normativo que ha alumbrado el texto sometido a consulta es posible encontrar dos muestras de ello. De un lado, la prohibición de elementos de acumula-

ción en el circuito que une la instalación de producción con su equipo de medida, contenida en el artículo 11.4 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, ha podido superarse tras el transcurso de menos de un lustro, debido al desarrollo de las baterías domésticas. De otro lado, la apuesta por el balance neto con consumo diferido máximo de un año, plasmada en un borrador anterior (informado a principios de 2012 por la CNE), ha tenido que ser reemplazada por un modelo de duración de muy inferior (horaria), a la vista de las limitaciones que otros países estaban introduciendo en el balance neto, dadas las oscilaciones del precio de la electricidad desde el momento de la cesión a la red al del consumo.

Con ello se quiere resaltar la necesidad de que el texto sea permeable a los cambios en el estado de la técnica.

Es cierto que la estabilidad de cualquier marco regulatorio contribuye a la seguridad jurídica demandada por los operadores, pero también lo es que, en un horizonte como el explicado, la parálisis ante los avances de la tecnología resultaría más perjudicial. Por ejemplo, es de desear que las redes mejoren su capacidad para recibir, en condiciones de seguridad y asumibles desde un punto de vista económico, la energía excedentaria vertida por los consumidores acogidos a la modalidad tipo 1 del proyecto; cuando ello suceda, los desincentivos a tales vertidos dejarán de estar justificados y la energía cedida por estas instalaciones a la red contribuirá a atender la demanda de forma descentralizada; a su vez, en un contexto tal resultaría procedente reconocer un rédito económico a quienes ceden dicha electricidad, quizás a través de esquemas como el del «net billing», donde se calcula el valor del exceso de electricidad suministrada a la red por la instalación de autoconsumo al objeto de descontar dicho valor de la facturación de la energía consumida de la red.

Para potenciar la permeabilidad de la norma en tramitación a futuros cambios tecnológicos, se quiere introducir una

disposición final (como las que son frecuentes en las normas europeas) en la que se encomiende al ministerio consultante la elaboración periódica, por ejemplo, trienal, de un informe sobre el estado de implantación del autoconsumo y las vías para fomentarlo de forma compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, de modo que su desarrollo presente incentivos tanto para los agentes como para el propio sistema. Sería enormemente útil que en los trabajos preparatorios de dicho informe se garantizaran cauces de participación de todos los sectores interesados, como mayor garantía de acierto de las propuestas que se formulen.

Conviene recordar que las previsiones de la memoria del análisis de impacto normativo apuntan a que, en el próximo trienio, puedan acogerse al autoconsumo un 1% de los consumidores, aspirándose a que la potencia total instalada de autoconsumo pueda situarse en el entorno de los 100 MW. La confección de un informe como el propuesto sería la vía idónea para examinar si estas previsiones se cumplen y qué medidas pueden, en su caso, adoptarse para mejorarlas. Asimismo, deberían incorporarse a dicho informe los datos resultantes del seguimiento del impacto económico de las exenciones previstas o que se pretenda introducir con el fin de asegurar que no ponen en tela de juicio el saneamiento financiero del sistema eléctrico.

Esta valoración enlazó con una observación particular al proyecto, con vistas a introducir en la parte final del texto la obligación de emitir un informe periódico acerca de la evolución del autoconsumo:

En línea con las consideraciones generales realizadas, se recomienda la introducción de una nueva disposición final en la que se imponga al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la elevación al Gobierno con una periodicidad, al menos, trienal de un informe sobre la evolución del autoconsumo en España. Dicho informe, que habrá de elaborarse en colaboración con todos los sectores afectados y recibir la publicidad pertinente, tendrá que incluir la información relativa a la implanta-

ción del autoconsumo, sus modalidades, así como las vías para fomentar la generación distribuida, siempre garantizándose la sostenibilidad del sistema eléctrico, para lo que formarán parte de su contenido los datos acerca del impacto económico de cualquier reducción de los peajes, cargos y costes que se reconozca o pueda establecerse.

De forma prácticamente literal, esta sugerencia fue plasmada en el apartado 2 de la disposición adicional novena del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, que dice así:

«El Ministerio de Industria, Energía y Turismo informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con una periodicidad, al menos, trienal sobre la evolución del autoconsumo en España. Dicho informe, que será publicado en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, incluirá información relativa a la implantación del autoconsumo, sus modalidades y evolución de la tecnología, vías para fomentar la generación distribuida y el impacto económico de cualquier reducción de los peajes, cargos y costes que se reconozca o pueda establecerse.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe, que habrá de elaborarse en colaboración con todos los sectores afectados en el que se incluirá la información relativa a la implantación del autoconsumo, sus modalidades, así como las vías para fomentar la generación distribuida, siempre garantizándose la sostenibilidad del sistema eléctrico, para lo que formarán parte de su contenido los datos acerca del impacto económico de cualquier reducción de los peajes, cargos y costes que se reconozca o pueda establecerse.»

CONCLUSIÓN

El estudio de los dictámenes del Consejo de Estado sobre las iniciativas normativas a través de las que se ha reformado el sector eléctrico permite ratificar la afirmación inicial: el Alto Cuerpo Consultivo ha desarrollado una función destacada en la articulación de dicha reforma.

En la Parte Primera se ha reflejado el papel desempeñado por el Consejo de Estado en distintos planos. En el procedimental, no pudo poner la pausa que el examen de los retos jurídicos anejos a la reforma habría aconsejado, dado que, ante los riesgos para la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, el saneamiento de la situación económica, no solamente impregnó el contenido de las normas entonces en curso, sino que también impuso el ritmo urgente de su tramitación; con todo, sí aseguró la adecuada instrucción de los procedimientos, velando por la satisfacción de todos los trámites preceptivos (el de audiencia, los informes de la Secretaría General Técnica del departamento proponente y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como, según los casos, la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, el informe de este Ministerio sobre la distribución territorial de competencias y la notificación a la Comisión Europea).

De la incidencia de los dictámenes en tales procedimientos es posible destacar dos aspectos:

i) Desde que fuera informado el anteproyecto de LSE en septiembre de 2013 se apreció que la forma en que había sido escuchado el sector (remitiendo durante el mes de julio anterior para alegaciones la totalidad de los proyectos normativos a través de los cuales se pensaba articular la reforma) no favorecía la reflexión sosegada, motivo por el cual se apuntó la conveniencia de repetir dicho trámite en la instrucción de las sucesivas normas de desarrollo. Aun cuando esta observación no pudo ser atendida en la tramitación de los proyectos de reales decretos de transporte y distribución de energía eléctrica, que fueron instruidos *pari passu* con la legislación de cobertura y aprobados inmediatamente a continuación de la publicación de ésta, en la mayoría de los reglamentos que siguieron a tales disposiciones, se repitió el trámite de audiencia (incluso, se evacuó un nuevo informe por el organismo supervisor). Ello otorgó a los interesados una segunda oportunidad para, ya focalizadas las observaciones en una sola iniciativa reglamentaria, realizar alegaciones a la misma, lo que a su vez permitió al centro directivo impulsor de la norma tomar mejor conciencia de los aspectos eventualmente controvertidos.

ii) Las memorias del análisis de impacto normativo han experimentado una mejora considerable en este periodo, a lo que han contribuido las observaciones contenidas en los dictámenes sobre la procedencia de completar estos documentos incorporando la valoración exhaustiva de las opiniones reflejadas en el expediente, la exposición pormenorizada de la motivación de la norma y la estimación apropiada de las cargas administrativas. Como resultado, las memorias correspondientes a las últimas normas tramitadas han tornado en documentos más completos y expresivos de las principales cuestiones suscitadas en la instrucción, gracias a explicaciones detalladas sobre cada una de las decisiones plasmadas en el texto, haciendo particular hincapié en los aspectos económicos que han influido en la toma de tales decisiones.

Otros aspectos transversales a todos los dictámenes cuyo análisis contiene la Parte Primera son los atinentes a la competencia estatal para la aprobación de la reforma eléctrica, el rango de las disposiciones a través de las cuales se ha impulsado y la técnica normativa empleada en ellas. Se resume brevemente la incidencia de los dictámenes del Consejo de Estado en cada uno de estos aspectos. En primer lugar, el juicio favorable del Consejo de Estado al reparto de competencias en materia eléctrica (que no ha sido óbice para la formulación de observaciones concretas a determinados preceptos de la LSE para asegurar el respeto del orden constitucional) ha sido respaldado, con carácter general, por el Tribunal Constitucional, al desestimar los recursos de inconstitucionalidad interpuestos por varias Comunidades Autónomas frente a la legislación de cabecera del sector. En segundo lugar, con una sola excepción (el proyecto de orden sobre el bono social, cuyo rango fue elevado a real decreto con motivo del dictamen del Consejo de Estado), la naturaleza de las normas que se tramitaban no ha sido controvertida, habida cuenta de que, tras la aprobación de la LSE, cuyo rango no ofrecía dudas como norma de cabecera del sector destinada a reemplazar otra disposición legal, el desarrollo reglamentario ha descansado, bien en la habilitación genérica atribuida al Gobierno para dicho desarrollo o en otras habilitaciones específicas al reglamento (de las que se ha hecho uso mediante real decreto), bien en habilitaciones *per saltum* a favor del titular del departamento ministerial (articuladas a través de orden ministerial). Finalmente, la técnica normativa es el aspecto en el que los dictámenes del Consejo de Estado han tenido un impacto menos relevante; en efecto, han sido frecuentes los llamamientos a evitar la dispersión normativa que, por desgracia, no han podido atenderse, con probabilidad porque, dado el avanzado estado de tramitación del expediente en el que interviene el Alto Cuerpo Consultivo, se aprecia resistencia a la reconfiguración del tex-

to informado (por ejemplo, para insertar en él otras disposiciones cuya vigencia se planea mantener en sus normas de origen) por la demora que entrañaría en la aprobación de la norma. Es, por tanto, un reto pendiente la mejora de la estructura del grupo normativo del sector eléctrico.

Pese a ello, es de destacar el propósito de enmienda que refleja la última norma sobre la que versa esta obra: el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Como ha sido expuesto, durante su tramitación, dicho reglamento había sido concebido como una norma específica relativa a los costes de comercialización, planteamiento que fue revertido a raíz de la observación de técnica normativa del Consejo de Estado, conforme a la cual, para evitar la aludida dispersión, la regulación de tales costes, como parte integrante de los PVPC, debía insertarse en el real decreto dedicado a estos últimos. Esta forma de proceder demuestra una mayor concienciación de la importancia de dotar al grupo normativo de una estructura lo más sencilla posible, sirviendo de ejemplo para futuros desarrollos reglamentarios.

En la Parte Segunda se repasan las distintas materias sobre las que, a partir de la aprobación de la legislación sectorial, se ha ido concretando la reforma eléctrica, siguiendo prácticamente el orden cronológico en el que se fueron aprobadas las normas a través de las que prosperó dicha reforma. Ello ha permitido conocer las líneas directrices que han guiado la regulación de la retribución de las redes eléctricas, la producción de electricidad a partir de las energías renovables, cogeneración y residuos, los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), la financiación de la deuda tarifaria y del bono social, los sistemas eléctricos no peninsulares y el autoconsumo.

En cada uno de estos ámbitos, el esfuerzo realizado por el Consejo de Estado por contextualizar las novedades que se introducían, tanto desde un punto de vista jurídico como desde una perspectiva técnica, se ha plasmado en exposiciones de utilidad para adquirir conocimiento en la materia. Así, gracias a las mismas, cabe situar la reforma en el escenario económico en el que fue impulsada y conocer la motivación que subyacía bajo cada una de las iniciativas. Como se ha subrayado, el hilo conductor de la reforma ha sido el saneamiento de la situación financiera del sector eléctrico (con una deuda acumulada de aproximadamente 26.000 millones de euros en 2013), que ha obligado a revisar los elementos retributivos de las redes eléctricas y de los sistemas eléctricos no peninsulares, a conceptuar como excepcional la retribución específica de las nuevas instalaciones renovables, de cogeneración o residuos y a establecer como premisa retributiva de las instalaciones existentes la rentabilidad razonable computada en toda la vida útil regulatoria, o a imponer peajes, cargos y costes al autoconsumo. El éxito del objetivo planteado se constata al comprobar que la liquidación definitiva de 2014 del sector eléctrico se cerró con un superávit de más de 550 millones de euros y que esta cifra superavitaria ha estado próxima a alcanzarse de nuevo en 2015, ejercicio en el que el sistema ha arrojado un resultado positivo superior a 469 millones de euros. Con todo, el objetivo económico ha frenado la promoción de otros también importantes, que tal vez sea posible recuperar en el futuro, una vez garantizada la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

Una reforma de este calado no puede operarse sin afrontar problemas jurídicos significativos, los cuales han sido objeto de análisis y reflexión por parte del Consejo de Estado. Entre todos ellos sobresale el relativo a la sucesión normativa, al haber merecido el reproche de muchos agentes del sector el tránsito de un modelo a otro, que reputaban contrario a los principios de seguridad jurídica, confianza legítima e irretroactividad. Frente a esta opinión, el Consejo de Estado ha enjuiciado favorablemente las

normas recibidas en consulta, al entender preservados estos principios, añadiendo que en la mayoría de los casos las bases del régimen transitorio se encontraban en sede legal. Esta tesis ha sido avalada por el Tribunal Constitucional en su Sentencia 270/2015, de 17 de diciembre, en el ámbito más sensible: el régimen económico de las instalaciones existentes de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

Transcurridos más de dos años desde la aprobación de los primeros desarrollos reglamentarios de la reforma eléctrica, se han sucedido a lo largo de 2016 —y continuarán haciéndolo los próximos años— los pronunciamientos del Tribunal Supremo en los recursos interpuestos contra las normas reglamentarias del sector. Aunque el examen de estos pronunciamientos no constituye la finalidad de esta obra, se hace eco de los mismos para permitir al lector conocer la resolución judicial de los problemas jurídicos abordados. En las sentencias dictadas hasta la fecha prevalece el respaldo a las normas reglamentarias, lo que no se contradice con la estimación de los recursos en aspectos concretos, como el que ha dado lugar a la aprobación de una metodología de cálculo de los costes de comercialización a la hora de calcular el PVPC. Como excepción, la regulación legal de la financiación del bono social ha sido declarada recientemente inaplicable, por resultar incompatible con el Derecho de la Unión Europea, con la consiguiente anulación de la mayor parte de su desarrollo reglamentario (Sentencias del Tribunal Supremo de 24 de octubre de 2016 en los rec. 960/2014 y 961/2014), lo que situó de nuevo el foco sobre esta cuestión y obligó a la intervención del legislador de urgencia en diciembre de 2016.

En definitiva, la regulación del sector eléctrico viene planteando importantes retos a los juristas, que se han visto acentuados durante la reforma del sector acometida entre 2013 y 2015, debido a su enorme calado. Los dictámenes del Consejo de Estado que constituyen el objeto de esta obra son un elemento clarificador de gran ayuda para el estudio de dicha reforma.

ANEXO: LISTADO DE DICTÁMENES DEL CONSEJO DE ESTADO SOBRE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

- **Dictamen 937/2013**, de 12 de septiembre, sobre el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2013-937>.

Norma aprobada: Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- **Dictamen 1.344/2013**, de 18 de diciembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y se establece el régimen económico de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de transporte (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto de retribución del transporte).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2013-1344>.

Norma aprobada: Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

- **Dictamen 1.345/2013**, de 18 de diciembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodolo-

gía para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, el régimen económico de los pagos por los derechos de las actuaciones necesarias para atender al suministro y de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de distribución (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto de retribución de la distribución).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2013-1345>.

Norma aprobada: 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.

- **Dictamen 39/2014**, de 6 de febrero, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto sobre renovables, cogeneración y residuos).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-39>.

Norma aprobada: Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- **Dictamen 252/2014**, de 20 de marzo, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto de los PVPC).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-252>.

Norma aprobada: Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

- **Dictamen 539/2014**, de 12 de junio, sobre el proyecto de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (abreviadamente en esta obra, proyecto de orden de parámetros).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-539>.

Norma aprobada: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- **Dictamen 574/2014**, de 23 de julio, sobre el proyecto de Orden por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles (abreviadamente en esta obra, proyecto de orden relativa a la utilización de combustibles).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-574>.

Norma aprobada: Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas.

- **Dictamen 883/2014**, de 6 de noviembre, sobre el proyecto de Orden por la que se regula y desarrolla la metodolo-

gía de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y los desajustes temporales anteriores a 2013 (abreviadamente en esta obra, proyecto de orden de tipo de interés para desajustes anteriores a 2013).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-883>.

Norma aprobada: Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013.

- **Dictamen 1.123/2014**, de 6 de noviembre, sobre el proyecto de Orden por la que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social (abreviadamente en esta obra, proyecto de orden sobre el bono social).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-1123>.

Norma aprobada: Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.

- **Dictamen 1.182/2014**, de 11 de diciembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y los desajustes temporales (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto de tipo de interés para desajustes a partir de 2013).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2014-1182>.

Norma aprobada: Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

- **Dictamen 52/2015**, de 26 de febrero, sobre el proyecto de Orden por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia (abreviadamente en esta obra, proyecto de orden de garantía de origen).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2015-52>.

Norma aprobada: Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

- **Dictamen 381/2015**, de 7 de mayo, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto sobre sistemas no peninsulares).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2015-381>.

Norma aprobada: Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía

eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- **Dictamen 820/2015**, de 17 de septiembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto de autoconsumo).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2015-820>.

Norma aprobada: Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

- **Dictamen 936/2015**, de 19 de noviembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto llamado «escoba»).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2015-936>.

Norma aprobada: Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.

- **Dictamen 1.065/2015**, de 5 de noviembre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas.

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2015-1065>.

Norma aprobada: Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas.

- **Dictamen 844/2016**, de 20 de octubre, sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica (abreviadamente en esta obra, proyecto de real decreto relativo a los costes de comercialización).

Enlace: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2016-844>.

Norma aprobada: Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ENERGÍA, TURISMO
Y AGENDA DIGITAL