

ACUERDO POR EL QUE EMITE INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Expediente nº: IPN/CNMC/039/17

CONSEJO. PLENO

Presidente

D. José María Marín Quemada

Vicepresidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Josep Maria Guinart Solà
D^a. Clotilde de la Higuera González
D^a. María Ortiz Aguilar
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D^a. María Pilar Canedo Arrillaga
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario del Consejo

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 24 de enero de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cierre de las instalaciones de generación (en adelante el Proyecto), el Consejo, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe.

1. Antecedentes

Con fecha 14 de noviembre de 2017, ha tenido entrada en el registro de la CNMC oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (Minetad), adjuntando para su informe, el proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cierre de las instalaciones de generación, acompañado de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El mismo día 14 de noviembre, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, el Proyecto se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 14 de diciembre de 2017.

Las respuestas recibidas en el transcurso del trámite de audiencia de la propuesta de real decreto se adjuntan como anexo a este informe. Se han recibido comentarios de:

Asociaciones:

- UNESA
- AEE
- ACIE
- APRIE
- HISPACOOOP
- Protermosolar

Empresas:

- Endesa
- Iberdrola
- Viesgo
- Acciona
- Gas Natural Fenosa
- EDP (antes Hidroeléctrica del Cantábrico)
- Greenpeace
- Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema
- Red Eléctrica de España, en su calidad de Transportista Único (sin comentarios)

Administraciones:

- Aragón
- Asturias
- Generalitat de Catalunya
- Junta de Castilla y León
- Junta de Extremadura

2. Contenido de la propuesta

De acuerdo con la exposición de motivos del Proyecto, este real decreto tiene por objeto el desarrollo de las previsiones del artículo 53 de la Ley 24/2013, que regulan el cierre definitivo de instalaciones de generación, a fin de garantizar que las decisiones sobre el cierre de centrales guarden debida coherencia con los instrumentos de planificación energética y con los objetivos en materia de seguridad de suministro, cambio climático y precio de la energía.

De esta forma, el Proyecto permite la autorización del cierre de una instalación únicamente cuando este cierre no amenace la seguridad de suministro o la seguridad de abastecimiento de materias primas y cuando no fueran esperables efectos desfavorables en los precios de la electricidad, en la competencia en el mercado eléctrico y en el cumplimiento de los objetivos en la planificación de energía y clima vigente.

Para evitar el cierre de centrales que se consideran necesarias para el sistema según los criterios anteriores, el Proyecto prevé un procedimiento de subasta para la eventual enajenación de la central al que, de forma voluntaria y en el supuesto de denegación de la autorización, podrá acogerse el solicitante. La propuesta de norma justifica este procedimiento por considerar que la generación cuenta con unas obligaciones inherentes a un servicio de interés económico general.

En los casos en los que el procedimiento de subasta quede desierto, el Minetad podrá autorizar el cierre de la instalación o adjudicar la instalación a un tercero a cambio de una compensación por la continuidad de la actividad.

3. Consideraciones

3.1 Consideraciones generales

3.1.1 Sobre la urgencia del Proyecto de Real Decreto

De acuerdo con el último análisis de cobertura de la demanda realizado por la CNMC en su Informe de Supervisión del Mercado Peninsular de Producción de

energía eléctrica de 2015¹, incluso en el escenario más desfavorable considerado para la punta invernal (punta de demanda de 46.000 MW² y escenario bajo de generación), el sistema eléctrico español podría prescindir sin riesgo de cobertura de casi 3.000 MW hasta 2020, es decir, cerca de un 30% del parque de carbón existente. Esta cifra llega a alcanzar los 5.000 MW (en torno al 50% del parque de carbón) si se considera el escenario más favorable de los indicados en dicho informe. A estos cálculos habría que sumar adicionalmente 3.000 MW de potencia interrumpible.

En un análisis de más largo plazo – en el horizonte 2020-2030 -, de acuerdo con los análisis realizados en el mencionado informe, no resultaría necesario incorporar nueva capacidad de producción hasta el año 2021, supuesto el mantenimiento del parque operativo actual. Posteriormente, se requerirá capacidad adicional en función de la senda que siga la retirada de tecnologías convencionales – en particular la tecnología nuclear y las centrales de carbón- y el crecimiento de la demanda. Así, por ejemplo, en un escenario en el que la demanda creciera en este horizonte en el entorno de un 1% anual, y el parque de generación actual- excepto la mitad de las centrales de carbón- se mantuviera operativo, no resultaría necesaria nueva capacidad hasta 2028.

Es decir, dado el contexto actual y las previsiones de largo plazo, no se detectan problemas de seguridad de suministro en el medio y largo plazo en España.

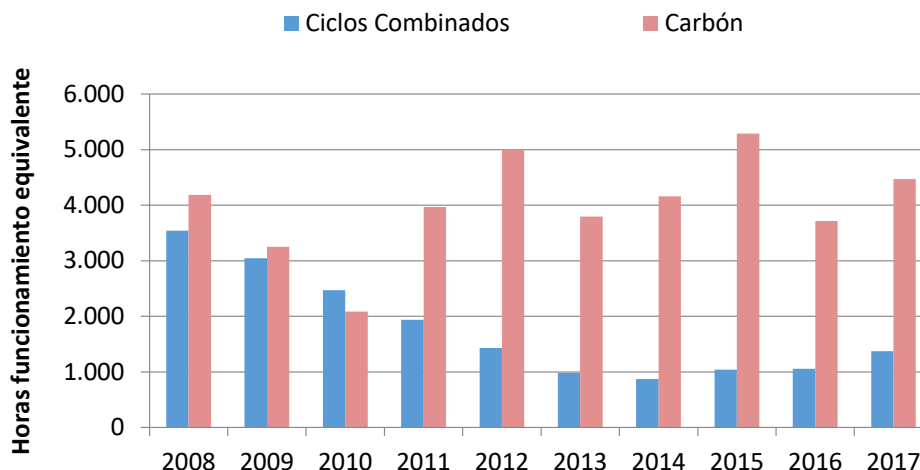
No obstante lo anterior, ante esta situación de sobrecapacidad del parque de generación se constata en la actualidad una falta de desarrollo normativo que permita la hibernación temporal de las centrales de generación, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos. Si bien la Ley 24/2013 contempla el cierre temporal de las instalaciones de producción, opción no prevista anteriormente por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, resulta necesario un desarrollo normativo donde se concreten los detalles económicos y técnicos del procedimiento, a fin de que esta opción pueda resultar de aplicación. Esta “barrera de salida” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, aunque no de manera efectiva. En el gráfico siguiente se muestra la evolución del funcionamiento de los ciclos combinados junto con el de las centrales de carbón, donde se aprecia que el de los ciclos sigue siendo muy reducido, incluso en 2017, a pesar del escenario de reducida hidráulicidad y de eolicidad registrado en este año³:

¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02516>

² Como se referencia se indica que la potencia máxima instantánea peninsular (MW) en 2016 fue de 40.489 MW y en 2017 de 41.381 MW.

³ A 13 de diciembre de 2017, en el último año móvil, la producción hidráulica se ha reducido un 47% y la eólica un 6% con respecto al año anterior.

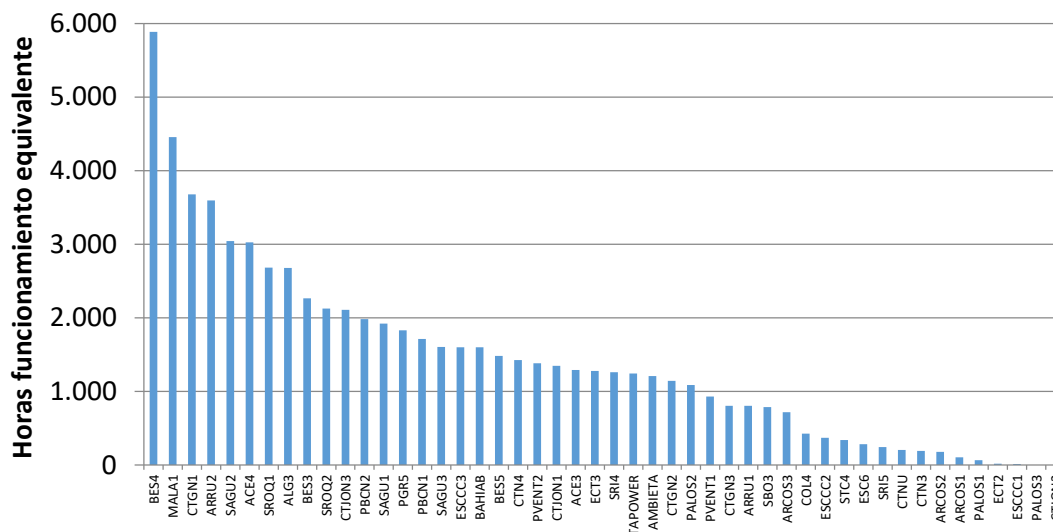
Gráfico 1. Evolución de las horas de funcionamiento anuales equivalentes a plena carga de las centrales de carbón y de ciclo combinado



Fuente: CNMC

En el gráfico siguiente se muestra el funcionamiento de cada uno de los ciclos combinados en 2017, donde se aprecia que incluso en un escenario de reducida penetración renovable como este año, 14 centrales (6.700MW) habrían funcionado menos de 500 horas equivalentes anuales. Este resultado podría haberse ajustado temporalmente si se hubiera permitido la hibernación.

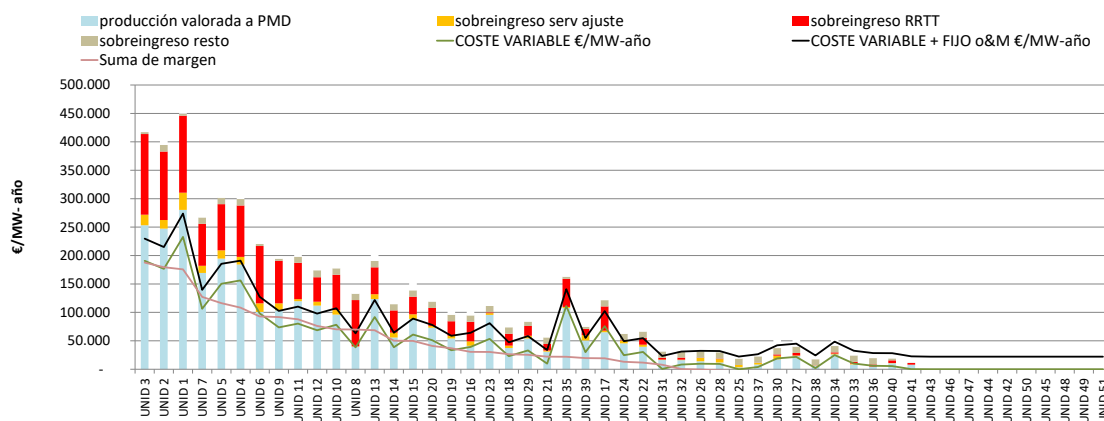
Gráfico 2. Evolución de las horas de funcionamiento anuales equivalentes a plena carga de cada central de ciclo combinado en 2017



Fuente: CNMC

Este reducido funcionamiento de algunas centrales pone en riesgo su viabilidad económica. Así, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la CNMC para 2015 en el informe de supervisión citado, las centrales con un funcionamiento limitado no consiguieron cubrir la totalidad de sus costes fijos en ese año. Incluso considerando únicamente los costes evitables (no la totalidad de sus costes fijos sino únicamente los costes de operación y mantenimiento y los peajes de gas), habría 19 centrales que no obtendrían ningún margen en ese año si no existiese un mecanismo de capacidad, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente:

Gráfico 3. Estimación de márgenes de las centrales de ciclo combinado considerando una estimación de costes fijos evitables y variables para el año 2015, sin considerar pagos por capacidad



Fuente: CNMC

Nota: La estructura de ingresos de cada central se expresa como los que obtendría valorando su producción a precio de mercado diario spot, más los "sobreingresos" que representa cada segmento respecto al precio del mercado diario. Se ha utilizado un rendimiento estimado acorde al funcionamiento real de cada central, utilizando como referencia de gas los precios declarados en Aduanas, y estimando unos costes fijos anuales de operación y mantenimiento de 15000 €/MW/año y un coste de peaje fijo calculado en función de las horas de funcionamiento de cada central (7000+ 3,6 h)

Por tanto, si bien en la actualidad existe un claro exceso de capacidad, se considera necesario desarrollar el marco normativo que resulte de aplicación en un escenario futuro de eventual problema de seguridad de suministro.

Este marco no debería abordarse con precipitación, sino desde un enfoque global que afrontase no únicamente la problemática del cierre: En España, el consumidor de electricidad ha venido pagando desde el comienzo de la liberalización unos pagos por capacidad a las instalaciones de generación para contribuir a la recuperación de sus costes fijos. Asimismo, ha financiado en gran parte el desarrollo de una infraestructura de red que ha permitido la evacuación de la producción de estas centrales desde su emplazamiento hasta los puntos de consumos. Asimismo, en el caso de los ciclos combinados, el consumidor de electricidad ha contribuido a la financiación del desarrollo de la infraestructura de gas necesaria para el funcionamiento de estas centrales, a través del precio del mercado de producción, que ha internalizado en muchas ocasiones el pago de

peajes de los ciclos combinados. También ha venido financiando desde la crisis el servicio de disponibilidad de una serie de instalaciones cuya disponibilidad efectiva sería muy limitada. Todo ello, sin recordar el marco retributivo que percibieron algunas de estas centrales de generación con carácter previo a la liberalización.

Sin embargo, de acuerdo con la normativa actual, el titular de una central puede cerrar en el momento que lo considere, siempre que no exista un problema de seguridad de suministro, sin que exista ningún tipo de obligación con el consumidor eléctrico. De hecho, si a causa de este cierre se produjera la necesidad de una nueva inversión, el consumidor podría tener que volver a financiar el desarrollo de la red eléctrica necesaria hasta el nuevo emplazamiento y a retribuir, en su caso, los pagos por capacidad que correspondan.

En este ámbito, este Consejo comparte la preocupación del Minetad manifestada en este Proyecto sobre el impacto que puede suponer el cierre de las centrales sobre la competitividad y sostenibilidad del sistema energético. No obstante, cree que, en este ámbito, es necesario abordar de manera conjunta las siguientes cuestiones:

- Revisión de la metodología para detectar problemas de seguridad de suministro. Esta metodología es prioritaria a fin de detectar problemas de seguridad de suministro de manera homogénea con el resto de países europeos. Los problemas de seguridad deberán ser valorados por el operador del sistema teniendo en cuenta esta nueva metodología que, en particular, deberá contemplar la futura participación de la demanda, el servicio de interrumpibilidad y la aportación de las interconexión, aplicará cálculos probabilísticos y, todo ello, de acuerdo con la metodología prevista a estos efectos en la propuesta normativa realizada por la Comisión Europea en noviembre de 2016 (conocida como Winter Package) y en la investigación sectorial sobre mecanismos de capacidad realizada por la Comisión Europea⁴.
- Desarrollo del procedimiento de cierre temporal de las centrales de generación. De esta forma, se permitiría que el exceso de capacidad se autoajustase a las necesidades del sistema eléctrico, lo que evitaría el cierre de centrales para la posterior construcción de otras, lo cual resultaría económicamente menos eficiente.

Podría interpretarse que el hecho de que se regule el cierre definitivo sin que se proceda siquiera a mencionar el cierre temporal, supone que dicha posibilidad incluida por primera vez en la Ley 24/2013 pudiera quedar vacía de contenido sin que se desarrollase en un futuro al menos próximo.

⁴ <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/ES/COM-2016-752-F1-ES-MAIN.PDF>

Si este procedimiento se hubiera desarrollado tras la entrada en vigor de la Ley 24/2013, se habría ahorrado anualmente el incentivo a la disponibilidad regulado en la Orden ITC/3127/2011 correspondiente a las centrales hibernadas (si, por ejemplo, se hubiera permitido la hibernación de 6.700 MW, el consumidor habría dejado de pagar unos 170 Millones de euros anualmente por este concepto).

- Definición de los mecanismos de capacidad. Dentro de este marco normativo, cabría considerar los mecanismos de capacidad, actualmente en revisión según lo indicado en la recientemente aprobada Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad⁵.

Es importante que este nuevo mecanismo de capacidad se vincule, a diferencia del mecanismo vigente en la actualidad, a un determinado compromiso de funcionamiento de los titulares de las centrales con el sistema eléctrico.

- Revisión del procedimiento de autorización de nuevas instalaciones. Si bien excede del ámbito de este real decreto, se considera conveniente abordar, en el marco de la revisión de las cuestiones anteriores, una reflexión sobre el procedimiento de alta de nuevas instalaciones. En la actualidad, tras el cierre y desmantelamiento de una central, el emplazamiento correspondiente queda ocioso en tanto el titular decide invertir nuevamente en una instalación o incluso dedicar el emplazamiento a nuevos usos. En algunos casos, los posibles emplazamientos para la instalación de una nueva central pueden estar limitados, ya sea por condicionantes medioambientales, por indisponibilidad de recursos naturales o por falta de acceso a las infraestructuras de red necesarias para su funcionamiento, de forma que la escasez de emplazamientos se convierte en una barrera a la instalación de nuevas centrales. Cabría, por tanto, considerar este aspecto a la hora de concretar la regulación del cierre y autorización de nuevas instalaciones, a fin de facilitar la entrada de nuevos agentes.

Independientemente del efecto que la reserva de un emplazamiento por parte de un titular pueda tener sobre la competencia, también es relevante tener en cuenta la pérdida de eficiencia económica que podría suponer el

⁵ Se recuerda que la revisión de la regulación de los mecanismos de capacidad deberá realizarse siguiendo las indicaciones de la Comisión Europea desde la óptica de Ayudas de Estado: el [Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad](#) (2016) y las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020.

desarrollo de infraestructuras de red hasta nuevos emplazamientos, estando ocioso aquel que ya cuenta con ese tipo de inversiones.

Esta revisión requería una modificación de la Ley del Sector Eléctrico, al igual que se hizo para contemplar el cierre temporal de las instalaciones.

3.1.2 Sobre los criterios contemplados en el Proyecto de denegación del cierre

La Ley 24/2013 regula que el cierre definitivo de instalaciones de generación requiere el informe del Operador del Sistema en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro. Nada menciona la Ley sobre el resto de los criterios contemplados por el Proyecto (efectos desfavorables sobre los precios, o sobre la competencia o sobre los objetivos de planificación), a la hora de evaluar la posibilidad de denegación de la solicitud de cierre. Por ello, la posibilidad de condicionar la autorización de cierre por criterios distintos de la propia seguridad de suministro podría contradecirse con los principios generales de libertad de empresa y con el carácter indicativo de la planificación de la generación, por lo que procede interpretarlo de forma restrictiva⁶.

En efecto, dada la obligación constitucional de los poderes públicos de interpretar restrictivamente el alcance de las leyes y normas limitativas de derechos y libertades constitucionalmente garantizados (en este caso, de la libertad de empresa, art. 38 CE), procede concluir que las dos causas adicionales de denegación de solicitudes de cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica que pretende introducir la norma reglamentaria propuesta exceden el alcance de la habilitación legal contenida en el artículo 53.5 de la Ley 24/2013 y,

⁶ Artículo 53. Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas.

5. La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo, salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario.

En todo caso, el cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

La administración autorizante deberá dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización en el plazo de seis meses. Si transcurrido este plazo la administración no se hubiese pronunciado y simultáneamente se hubieran cumplido al menos tres meses desde la emisión por parte del operador del sistema de informe favorable al cierre de la instalación, el solicitante podrá proceder al cierre de la misma. Lo anterior se realizará sin perjuicio de las obligaciones de desmantelamiento que posteriormente pudieran imponerse por parte de la administración competente para la autorización.

por ende, carecen de cobertura legal, infringiendo por tanto el principio de legalidad en su doble vertiente de principio de *primacía de la ley* (reglamento *ultra vires* o *contra legem*) y de *reserva de ley* (no cabe regular *ex novo* mediante reglamento independiente de la ley materias sujetas a reserva de ley). En suma, el real decreto proyectado no se limita a *desarrollar* -como es propio de una norma reglamentaria- el vigente artículo 53.5 de la LSE, sino que lo *innova* (esto, lo modifica), ampliando, pese a ser una norma de rango inferior y limitativa de una libertad constitucionalmente garantizada, el alcance de la habilitación legal.

A todo lo anteriormente señalado no cabe oponer la previsión contenida en el artículo 53.7 de la LSE. Este artículo permite denegar la autorización "*cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema*". Esta causa, prevista en la Ley 54/1997 exclusivamente para instalaciones de transporte (art. 36) y distribución (art 40), no tiene encaje para un supuesto de denegación del cierre de una central de generación. Por un lado, la aplicación especial que para éstas prevé el artículo 53.5 de la LSE excluye la previsión de carácter general contenida en el artículo 53.7 y, por el otro, la *incidencia en el sistema* resulta difícilmente conjugable con una actividad (o con el cese de una actividad) desarrollada en régimen de libre competencia (art. 8.1).

Por añadidura, el Proyecto, si bien incluye nuevos criterios no los desarrolla, confiriendo un cierto margen de discrecionalidad a la Administración y creando inseguridad jurídica para las nuevas inversiones que pudieran realizarse en el futuro.

Desde el punto de vista de la normativa europea, la aplicación de estos criterios podría ser contraria al objetivo de la Propuesta de Reglamento relativo al mercado interior⁷ planteado en el Winter Package. Según éste, las normas del mercado deben permitir la entrada y salida de empresas de generación. Así, en su artículo 3, se establece la libertad de salida de las centrales en función de su viabilidad económica: "*las reglas de mercado permitirán la entrada y salida de empresas de generación y suministros de electricidad en función de la evaluación de la viabilidad económica y financiera de sus operaciones*".

Además de su falta de previsión en la Ley 24/2013 y en la normativa europea en elaboración, sobre los criterios considerados en el Proyecto adicionales a la seguridad de suministro, se puede señalar lo siguiente (en el bien entendido, en todo caso, de que, por tratarse de materia sujeta a reserva de ley, requiere una regulación mediante norma con rango de ley, y sin prejuzgar si las causas adicionales de denegación de solicitudes de cierre de instalaciones de generación eléctrica que se pretenden introducir constituyen o no razones imperiosas de interés general suficientemente cualificadas para justificar la restricción de la libertad de salida del mercado de acuerdo tanto con la Directiva

⁷ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF

2009/72/CE -art. 3.2- como con la dimensión negativa de la libertad de establecimiento -art. 49 TFUE- y de la libertad de empresa -art. 16 de la Carta de Derechos Fundamentales de la UE-):

- En relación con el impacto desfavorable sobre el precio del mercado, habría que especificar cómo se evalúa éste, definiendo aspectos tales como la cuantía del impacto y el horizonte temporal que llevarían a considerar que el efecto del cierre es significativo⁸.
- Con respecto al impacto en la competencia, debe señalarse lo anormal que resultaría impedir la salida del mercado a un agente para salvaguardar el nivel de competencia, medida que tiene difícil encaje en la legislación de competencia nacional y comunitaria. Esta Comisión considera que resulta incoherente denegar el cierre de centrales por dicho motivo cuando, precisamente, por lo menos desde un punto de vista dinámico, el nivel de competencia en el mercado depende de la libertad de entrada y de salida en el mismo. En este sentido, se insiste en que la propia LSE prevé que la actividad de generación se desarrolle en régimen de libre competencia (artículo 8.1 de la LSE), siendo esencial para ello que no haya obstáculos innecesarios, desproporcionados o injustificados a su entrada ni a su salida.

Adicionalmente, aun reconociendo que, transitoriamente, el cierre de centrales podría afectar al grado de concentración de las centrales activas en el mercado, debe recordarse que ya existen herramientas de supervisión ex post que permiten a la CNMC, en el ámbito de sus competencias supervisoras que le otorga tanto la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico como la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia, sancionar en su caso, un eventual comportamiento no competitivo de agentes que pudiera surgir tras el cierre de una central. En este mismo sentido, la Disposición adicional octava de la Ley 24/2013, prevé la posibilidad de realización de informes por parte de la CNMC sobre el mercado cuando se aprecien indicios de falta de competencia efectiva⁹.

⁸ Dado el grado de indefinición del Proyecto, el cierre de cualquier central que haya tenido un funcionamiento mínimo en un año determinado, podría suponer un incremento en el precio del mercado, por mínimo que fuera éste, y por tanto, denegarse su cierre. Y todo ello, sin tener en cuenta que su funcionamiento pudiera llegar a ser nulo en un escenario cercano en el tiempo, por ejemplo, a partir de 2020 debido a la introducción de limitaciones medioambientales que impidieran su despacho. Asimismo, las variaciones de los precios de las materias primas pueden hacer que los escalones de las ofertas que marcan el precio marginal se intercambien de lugar, resultando indiferente que una central que solicite en cierre se mantenga abierta o no si sus ofertas fueran permanentemente superiores al precio marginal. Sin embargo, de la aplicación del Proyecto, estos impactos transitorios y en cualquier caso, dinámicos, podrían provocar la denegación del cierre y posterior transmisión de la central a un tercero, lo cual crearía inseguridad jurídica y distorsiones en el mercado eléctrico.

⁹ No obstante, y teniendo en cuenta los problemas estructurales de competencia que pudieran derivarse en aquellas zonas con centrales que cuenten con escasas alternativas posibles, cabría

En cualquier caso, si se pretende incluir este supuesto, debe tenerse en cuenta que, tal como viene recogido en el Proyecto, se otorga amplia discrecionalidad interpretativa a la Administración, lo cual no es recomendable puesto que contribuye a generar una gran inseguridad jurídica sobre los operadores. Por tanto, sería recomendable que la norma prevea que el impacto sobre la competencia haya de ser “significativo”.

- Con respecto al criterio de impacto sobre los objetivos de planificación, se recuerda que, de acuerdo con la Ley 24/2013, la planificación eléctrica analiza los recursos necesarios para satisfacer la demanda, *“todo ello en términos que fomenten un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente”*. No obstante, dicha planificación, en el ámbito de la generación, tiene carácter indicativo, por lo que se considera que para conseguir cumplir con los objetivos previstos en la planificación, sería más adecuado utilizar otras herramientas como los mecanismos de apoyo a las energías renovables o incluso los propios mecanismos de capacidad que, de acuerdo con el Winter Package, permiten discriminar las centrales en función de sus emisiones de CO₂¹⁰, y también pueden ser otorgados a las energías renovables, con la cautela correspondiente de que no exista sobrerretribución¹¹.
- Por último, cabe señalar la posibilidad de que pudieran resultar impactos de signo contrario para los distintos criterios. Así, por ejemplo, el cierre de una central podría tener un impacto favorable sobre el medioambiente siendo negativo el efecto sobre los precios o cualquier otra combinación de criterios. Para estos casos, habría que establecer prioridades o cualquier otro criterio de decisión.

3.1.3 Sobre el encaje del Proyecto en los mecanismos de capacidad previstos en el marco europeo

El artículo 13.3 del Proyecto prevé la adjudicación de una compensación a un tercero, en los casos en los que el procedimiento de subasta quede desierto,

plantearse el establecimiento de una retribución regulada en el mercado de restricciones a fin de evitar los riesgos de una reducida competencia, tal y como ha sido indicado en anteriores informes por esta Comisión (IS/DE/025/16). En este sentido, cabría establecerse la regulación en aquellas zonas donde pueda determinarse a existencia de posición de dominio por parte de los agentes.

¹⁰ De acuerdo con la propuesta del Reglamento de Electricidad, la capacidad de generación únicamente podrá participar en un mecanismo de capacidad si sus emisiones están por debajo de 550 gr de CO₂/kWh.

¹¹ De conformidad con el principio de proporcionalidad, las ayudas por beneficiario deben limitarse al mínimo necesario para lograr el objetivo perseguido. - Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020.

para asegurar la continuidad de la actividad. Esta compensación, si bien se plantea como último recurso después de las subastas, no se considera que se trate de un mecanismo residual, dado que un agente con carácter general decidirá cerrar una central cuando no resulte económicamente viable mantenerla abierta, y por tanto, el resto de agentes tendrán la misma percepción, siendo además cuestionable el incentivo que pueda tener un inversor a participar en las dos primeras subastas, cuando en la tercera podría recibir una compensación por mantenimiento de la actividad. Pues bien, esta compensación sólo sería posible bajo el marco de la normativa europea en elaboración si pudiera definirse como un mecanismo de capacidad. En este sentido, debe recordarse que las compensaciones destinadas a la adecuación de la producción, como los mecanismos de capacidad, deben ser analizados desde la óptica de ayudas de Estado.

El artículo 23 de la mencionada propuesta de Reglamento, establece que los Estados miembros únicamente aplicarán mecanismos de capacidad cuando se detecte un problema de seguridad de suministro¹².

Por tanto, la compensación prevista en el Proyecto no encajaría con la propuesta de marco europeo si los motivos que provocaron el rechazo del cierre fueran otros que la seguridad de suministro.

La Comisión Europea considera que, en caso de detectarse un problema de seguridad de suministro, se debe introducir un mecanismo de capacidad de enfoque global para todas las tecnologías no discriminatorio. También plantea la posibilidad de mantener reservas estratégicas si se identifica un riesgo temporal en el corto plazo, pero estas medidas solo deben utilizarse en situaciones de emergencia y las centrales correspondientes deben mantenerse fuera del mercado para minimizar las distorsiones sobre el funcionamiento del mercado. Dado que el Proyecto no contempla la medida como temporal, ni que se aplique en situaciones de emergencia, ni la retirada del mercado de las centrales correspondientes (dado que es precisamente lo que se pretende evitar), la compensación propuesta en el Proyecto no encajaría con ninguna de las dos alternativas posibles previstas en el marco normativo europeo en elaboración.

¹² De igual forma, desde la óptica de ayudas de Estado, la Comisión Europea liga exclusivamente los mecanismos de capacidad a un problema bien definido de seguridad de abastecimiento que no puede solucionarse por el propio mercado y que deberá ser demostrado por los Estados miembros aportando pruebas objetivas (véase, [Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad](#) (2016)).

3.2 Consideraciones particulares

En el caso de que no se tuvieran en cuenta las consideraciones generales realizadas en el apartado anterior, se realizan a continuación una serie de consideraciones particulares al articulado.

3.2.1 Sobre el encaje jurídico del procedimiento de autorización del cierre

En cuanto al procedimiento de autorización del cierre previsto en el Proyecto, en su artículo 5 se establece un plazo de un año para dictar y notificar la orden de cierre haciendo alusión al artículo 53.8 de la Ley 24/2013. No obstante, este artículo de la Ley corresponde al régimen general de autorizaciones de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, sin tener en cuenta que existe un artículo específico (53.5), en el que se establece un plazo de 6 meses para resolver las solicitudes de autorización de cierre definitivo.

Por otra parte, el mencionado artículo 5 del Proyecto establece la regla del silencio negativo en coherencia también con el mismo artículo 53.8 de la Ley. Esta disposición no resulta coherente con el artículo 53.5 de la Ley, específico para el cierre definitivo, que establece que rige la regla de silencio positivo en caso de no resolver expresamente y que hayan transcurridos tres meses desde la emisión de informe favorable del operador del sistema.

Asimismo, el artículo 4.4 del Proyecto establece un efecto suspensivo del plazo para resolver como consecuencia de la solicitud de los informes a los operadores, a la CNMC y al Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, sin especificar la duración de la suspensión. Esto, sin perjuicio de la aplicación del artículo 22 de la Ley 39/2015, en cuyo apartado 1 d) se establece un plazo máximo de suspensión del procedimiento de 3 meses por este motivo. Al margen de que en este precepto del proyecto se hace referencia al plazo máximo de resolución de 1 año del art 53.8 de la Ley y no al específico del 53.5, lo cierto es que la duración real del procedimiento no puede quedar abierta sine die hasta recibir todos los informes previstos.

3.2.2 Sobre el procedimiento de subasta y de adjudicación de la compensación

Deberá contemplarse como requisito para participar en la subasta el compromiso de hacer económicamente viable el proyecto durante el periodo que se determine y, por tanto, garantizar su funcionamiento durante dicho periodo.

El artículo 12.5 del Proyecto prevé que, en el caso de que el procedimiento de subastas quede desierto, el Minetad pueda adoptar la decisión de cerrar la instalación o adjudicar la instalación a un tercero como compensación por la continuidad de la actividad.

A este respecto, en primer lugar, no se entiende que, una vez celebradas las dos primeras subastas, se pueda proceder al cierre de la instalación teniendo en cuenta que dicho cierre fue anteriormente rechazado por motivos de interés general. El hecho de que las subastas queden desiertas no invalida las causas que llevaron a la denegación del cierre.

En segundo lugar, el artículo 12.5 también prevé que, en caso de resultar desierto el procedimiento de subasta, el Minetad pueda optar por adjudicar la instalación a un tercero con una compensación en los términos previstos en el artículo 13. El artículo 13.1 únicamente prevé una compensación cuando concurren las circunstancias previstas en las letras b) y c) del apartado 3 del artículo 5 (impacto sobre el precio, la competencia y sobre la planificación). Nada se dice sobre el derecho a recibir esta compensación en el caso previsto en la letra a) del citado artículo (cuando el motivo para denegar el cierre sea la seguridad de suministro), por lo que cabría entender que no habría compensación alguna en este caso. Resulta difícil de entender que se pueda adjudicar a un tercero un grupo sobre el que nadie ha mostrado interés en las subastas previas, sin compensación alguna.

De acuerdo con lo que se señala en el preámbulo del proyecto de Real Decreto (apartado IV), y en los artículos 5.4 y 7.1, el procedimiento de subasta es un procedimiento que se configura como una opción voluntaria para el titular de la instalación cuyo cierre ha sido denegado. En línea con ello, el artículo 12 del proyecto de Real Decreto prevé que el titular de la instalación pueda desistir de este procedimiento de subasta por el que ha optado, a la vista de la propuesta de adjudicación de la subasta. Ahora bien, el artículo 13 del proyecto configura un procedimiento de adjudicación con retribución por mantenimiento de la actividad en el que, sin embargo, no se menciona la posibilidad del titular de la instalación de desistir; la ausencia de esa previsión puede implicar una limitación de las facultades inherentes a la propiedad que estaría fuera del ámbito de la norma de que se trata, en la medida en que supondría la imposición, para el propietario, de un procedimiento de venta del bien (con la determinación de un sistema de adjudicación y determinación del precio) sobre el que carecería de disposición.

Por otra parte, además de discriminatorio, parece no tener sentido que el titular de la instalación no pueda participar en el proceso de adjudicación de la compensación, debido a que éste podría ser el pujador que presente la oferta más eficiente para hacer que funcione la central. Si con esta limitación se pretende evitar que se produzca una solicitud estratégica de cierre, de tal manera que algún agente solicite el cierre para así obtener un ingreso adicional, es a través de la reforma del marco normativo global a la que se hacía referencia en el apartado 3.1.1 como se debe impedir esto y no a través de un mecanismo que, en sí mismo, conduce a una menor eficiencia.

Todo lo dicho anteriormente sobre los criterios de participación en las subastas, se entiende sin perjuicio de las especificidades que habría que tener en cuenta

para las centrales de generación no peninsulares al tratarse en este caso de sistemas aislados y regulados en su retribución.

3.2.3 Simplificación del procedimiento de subasta

El Proyecto prevé la realización de una subasta para la venta de la instalación basada en el saldo neto de las operaciones de desmantelamiento presentado por el titular. Si ésta quedara desierta, se procedería a una segunda subasta, pero esta vez basada en una valoración independiente. De nuevo, si esta subasta quedara desierta también, se plantea una nueva subasta para establecer una compensación. Dado la dificultad de establecer una valoración independiente sobre la planta y la necesidad, de acuerdo con la norma, de mantener en funcionamiento la planta, cabría que fuera el propio mercado el que pusiera valor a la planta, sin la limitación del estudio independiente. Por ello, y con el fin de reducir la posible duración del proceso, se plantea la siguiente simplificación del proceso:

- Se realiza una única subasta, donde con carácter previo, se hará público el saldo de los costes de desmantelamiento y el valor máximo, en su caso, de la compensación.
- Los oferentes pujarán en la subasta por el nivel de compensación por mantenimiento de la actividad, y en caso de que fuese nulo, el precio que estarían dispuestos a pagar por la instalación, que podría ser incluso cero.
- Resultaría adjudicada la oferta que estuviese dispuesta a pagar más por la instalación o, en caso de empate a cero, ganaría la oferta que requiriera menos compensación.

3.2.4 Sobre la CNMC como entidad supervisora de las subastas

El proyecto prevé que la CNMC sea la entidad supervisora de la subasta. En ejercicio de esa función, se contempla que representantes de la misma confirmen en el plazo de 48 horas desde la celebración de la subasta, que el proceso ha sido objetivo, transparente y no discriminatorio, y que se ha desarrollado de conformidad con las bases y de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma. En este sentido, se considera necesario advertir que la validación del resultado de la subasta por parte de la CNMC no condiciona, en ningún caso, el posterior ejercicio de su potestad sancionadora, en virtud del art. 29 de la Ley 3/2013, de creación de la CNMC, ante la existencia de indicios de infracción que sean conocidos en cualquier momento. Por ello, se considera conveniente modificar la redacción del precepto para clarificar esta circunstancia y evitar posible litigiosidad en el futuro. Así, sería deseable que el proyecto limite expresamente el alcance de la validación a la observancia formal y aparente de las reglas de la subasta, y en todo caso advierta de que la validación no condiciona el ejercicio de la potestad sancionadora de la CNMC.

Asimismo, el Proyecto menciona al gestor de la subasta sin concretar quién es éste, cuál es el alcance de su función o cómo se determina su elección. Sería conveniente que se señalaran dichos aspectos o al menos se remitiese a una Orden de desarrollo.

Además, siendo la entidad gestora una entidad distinta a la CNMC, carece de sentido que el proyecto de Real Decreto atribuya a la CNMC la función de proponer al Minetad las condiciones de la subasta (art. 7.1), la de fijar el precio de salida (art. 8.2) o la de comunicar al Minetad la propuesta de adjudicación (art. 12.1). Parece por ello preciso una más clara identificación y delimitación de funciones entre gestor y supervisor de la subasta.

3.2.5 Sobre el coste de la medida

El artículo 13.3 prevé la adjudicación de una compensación a un tercero, en los casos en que el procedimiento de subasta quede desierto, que no podrá exceder del coste de las medidas alternativas necesarias para compensar los impactos desfavorables sobre el precio, la competencia o los objetivos de planificación.

A estos efectos, el determinar el posible efecto que el cierre de una instalación pudiera tener sobre los futuros precios de electricidad es un problema complejo, ya que, de por sí, éstos están sujetos a una gran incertidumbre. Como se ha dicho anteriormente, el precio de las materias primas, los condicionantes medioambientales o el precio del CO₂, puede alterar significativamente el orden de mérito de las centrales, y por tanto su capacidad de resultar despachadas, y sus valores puede variar significativamente a lo largo del tiempo. En definitiva, resulta difícil cuantificar con precisión el impacto sobre el precio del mercado que puede tener el cierre de una central, por lo que existe un riesgo de que cualquier compensación determinada como resultado de estas estimaciones suponga finalmente un sobre coste para el consumidor, aun cuando el objetivo de la medida pretendía evitar un impacto posible en los precios.

3.2.6 Sobre la preceptiva notificación a la Comisión Europea por las implicaciones de ayudas de Estado

Sin perjuicio de que el Proyecto reconozca que la concesión de compensación por mantenimiento de la actividad está condicionada al cumplimiento de la normativa europea de ayudas públicas (art.13.5), se considera procedente recordar que, sin perjuicio de las funciones de la Comisión Europea al respecto, la compensación contemplada reúne aparentemente los elementos recogidos en el art. 107.1 del TFUE para su consideración como ayuda de Estado (implicación de fondos públicos, selectividad de la medida, falseamiento de la competencia y afectación a los intercambios comerciales entre Estados miembros).

Como consecuencia de lo anterior, se considera necesario que, en virtud del artículo 108.3 del TFUE, salvo que encaje en alguno de los supuestos de exención, el esquema propuesto sea notificado a la Comisión Europea con

carácter preceptivo sin que pueda ser ejecutado antes de que aquella Comisión lo autorice, pues de otra forma pudiera considerarse como una ayuda ilegal. Una vez notificado el esquema de ayudas planteado en el Proyecto, la Comisión Europea deberá declarar tanto la existencia o no de ayuda como su compatibilidad o incompatibilidad con el mercado interior.

En este sentido, de cara a preparar su notificación, deben tenerse presentes las orientaciones recogidos en las [Directrices de la UE sobre ayudas al medio ambiente y energía 2014-2020](#), en las que se incluyen disposiciones específicas para evaluar los regímenes de ayudas destinadas a la adecuación de la producción, como los mecanismos de capacidad.

No obstante, tal y como ya se ha expuesto en este Informe, la compensación por el mantenimiento de la actividad propuesta no parece encajar con la figura de los mecanismos por capacidad, toda vez que no está ligada a un problema de garantía de suministro.

3.2.7 Sobre el régimen transitorio

La Disposición transitoria del Proyecto establece que este real decreto será de aplicación a las solicitudes de cierre presentadas con posterioridad al 15 de septiembre de 2017, fecha en la que finalizó el trámite de consulta pública previa.

Con fecha 3 de agosto de 2017, el Minetad abrió trámite de consulta pública sobre un texto que pretendía obtener la opinión de los agentes. No obstante, se trataba de un texto genérico que no recogía la propuesta recogida en el Proyecto objeto de este informe. Esta apertura de trámite de consulta pública no ha servido en el pasado para establecer la fecha de entrada en vigor de las normas.

Lo previsto en la disposición transitoria única del Proyecto implica, en la práctica, que la fecha de entrada en vigor de la norma proyectada se retrotrae, pese a tratarse de una norma limitativa de la libertad de empresa, una libertad constitucionalmente garantizada (art. 38 CE), a una fecha anterior a la de su aprobación y publicación en el Boletín Oficial del Estado. Y tal retroactividad no se limita a la regulación procedimental, sino que se extiende a la entera regulación contenida en la norma proyectada, incluidos los aspectos sustantivos de la misma, en particular las nuevas causas de denegación de solicitudes de cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Pues bien, a juicio de esta Comisión, tal retroactividad aparenta ser de grado máximo (retroactividad propia), por lo que su licitud constitucional se ha de juzgar con arreglo a los criterios desarrollados en la doctrina jurisprudencial del Tribunal Constitucional en interpretación del principio de seguridad jurídica (art. 9.3 CE). Según dicha doctrina, se ha de distinguir entre retroactividad auténtica o de grado máximo y la retroactividad impropia o de grado medio. En el primer supuesto, que se produce cuando –como en este caso– la disposición pretende anular sus efectos a situaciones de hecho producidas con anterioridad a la

propia Ley (en este caso, la solicitud de cierre -ya cursada- de una instalación de producción de energía eléctrica), sólo exigencias cualificadas de interés general podrían imponer el sacrificio del principio de seguridad jurídica. El Proyecto no justifica qué exigencia cualificada de interés general resulta enteramente desatendida si la regulación proyectada solo fuera de aplicación, como es lo ordinario en una innovación normativa, a solicitudes de cierre de instalaciones cursadas a partir del día siguiente al de la publicación de la norma en el Boletín Oficial del Estado. Téngase en cuenta que, como se ha dicho, la regulación vigente del sector eléctrico, aunque siempre mejorable, ya protege la seguridad de suministro, y contiene un extenso instrumental regulatorio dirigido a garantizar el funcionamiento competitivo del mercado.

Lo anterior se señala sin perjuicio, en todo caso, de que el principio general relativo a la eficacia temporal de nuevas regulaciones procedimentales en el ámbito del Derecho administrativo es el expresado en el apartado a) de la disposición transitoria tercera de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, a saber: *“A los procedimientos ya iniciados antes de la entrada en vigor de la Ley no les será de aplicación la misma, rigiéndose por la normativa anterior”*.

4. Conclusiones

Primera. Si bien en la actualidad existe un claro exceso de capacidad, se considera necesario desarrollar el marco normativo que resulte de aplicación en un escenario futuro de eventual problema de seguridad de suministro. No obstante, con el fin de tener en cuenta el impacto que puede suponer el cierre de las centrales sobre la competitividad y sostenibilidad del sistema energético, es necesario abordar este marco normativo de manera conjunta con la revisión de la metodología de seguridad de suministro, con el desarrollo del procedimiento de hibernación, con la revisión del mecanismo de capacidad, y el procedimiento de autorización de nuevas instalaciones.

Segunda. El Proyecto contempla una serie de criterios (efectos desfavorables sobre los precios, o sobre la competencia o sobre los objetivos de planificación) a la hora de evaluar la posibilidad de denegación de la solicitud de cierre que no quedan recogidos en la Ley 24/2013 ni en la normativa europea en elaboración y que actúan como barreras a la salida en una actividad que debe desarrollarse en régimen de libre competencia (artículo 8 de la Ley).

Tercera. Con independencia de cuáles sean los criterios que justifiquen el cierre de las centrales, éstos se deberían definir de una forma clara y precisa con objeto de evitar discrecionalidad. Además, algunos de ellos, como el relativo a la afectación a la competencia, son contradictorios con la finalidad perseguida por el propio proyecto.

Cuarta. El procedimiento de autorización del cierre, en la redacción propuesta, no encaja en los aspectos mencionados en el presente informe con lo previsto en la Ley 24/2013 ni en la Ley 39/2015.

Quinta. El procedimiento de subasta parece en exceso complicado y podría ser mejorado según lo señalado en este informe.

Sexta. La concesión de compensación por mantenimiento de la actividad plantea dudas por su encaje con la normativa comunitaria en materia de ayudas de Estado, por lo que, en todo caso, sería recomendable la notificación previa de todo el esquema a la Comisión Europea.

Séptima. Debe eliminarse la Disposición transitoria del Proyecto, dado que ésta supone una retroactividad en grado máximo afectando a situaciones de hecho producidas con anterioridad a la propia norma.

**ANEXO I: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE
ELECTRICIDAD**

[CONFIDENCIAL]