

**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<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Josep Maria Guinart Solà  
D<sup>a</sup>. Clotilde de la Higuera González  
D<sup>a</sup>. María Ortiz Aguilar  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D<sup>a</sup>. 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
- HISPACoop
- 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 2015<sup>1</sup>, incluso en el escenario más desfavorable considerado para la punta invernal (punta de demanda de 46.000 MW<sup>2</sup> 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 hidráulica y de eolicidad registrado en este año<sup>3</sup>:

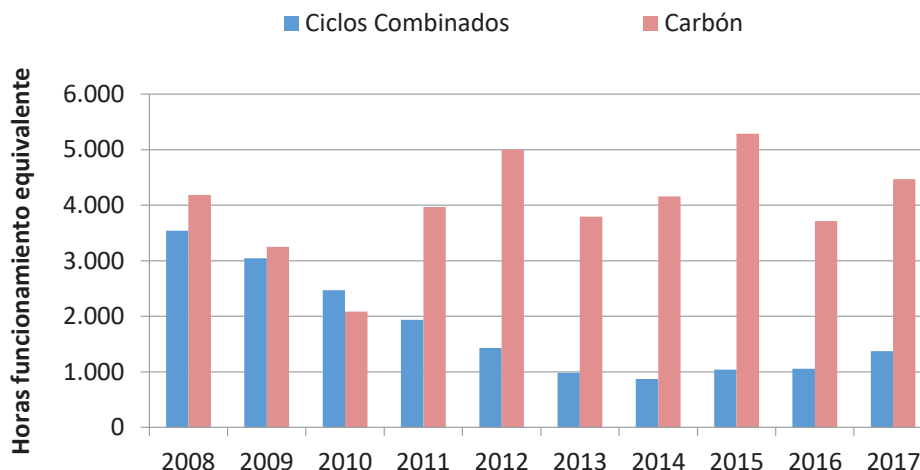
---

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

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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.

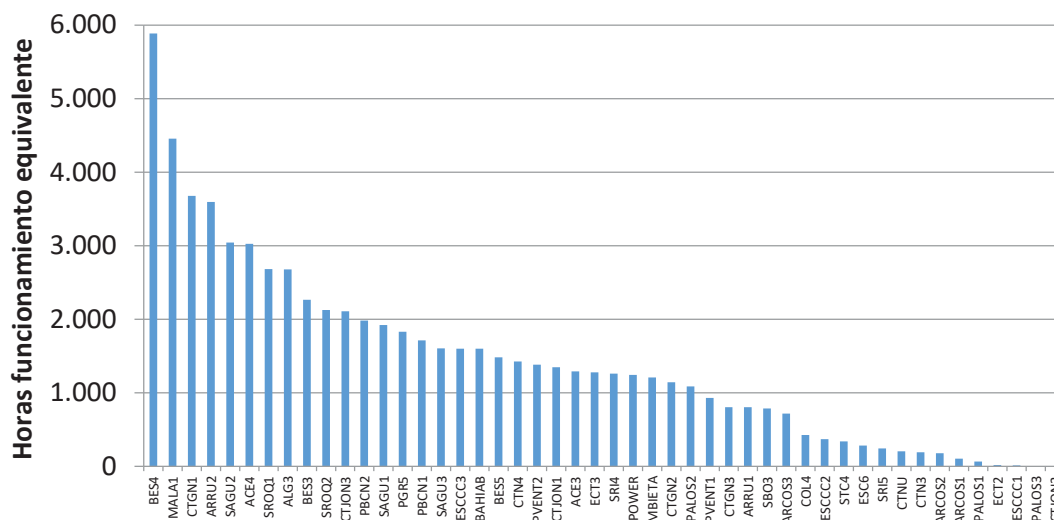
**Gráfico 1. Evolución de las horas de funcionamiento anuales equivalentes a plena carga de las centrales de carbón y de ciclo combinado**



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.

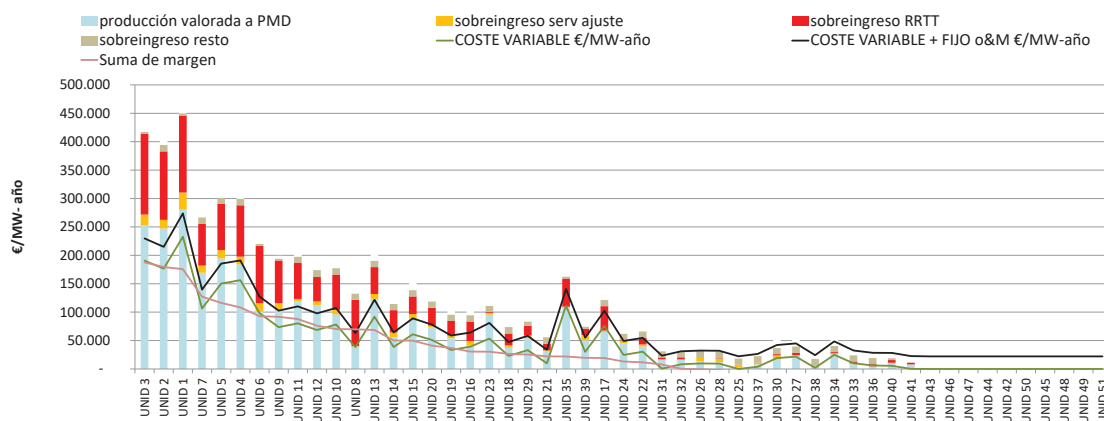
**Gráfico 2. Evolución de las horas de funcionamiento anuales equivalentes a plena carga de cada central de ciclo combinado en 2017**



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 Europea<sup>4</sup>.
- 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.

---

<sup>4</sup> <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 interrumpibilidad<sup>5</sup>.

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

---

<sup>5</sup> 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 restrictiva<sup>6</sup>.

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,

---

<sup>6</sup> 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 interior<sup>7</sup> 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

---

<sup>7</sup> [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](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 significativo<sup>8</sup>.
- 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 efectiva<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> 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 CO<sub>2</sub><sup>10</sup>, y también pueden ser otorgados a las energías renovables, con la cautela correspondiente de que no exista sobrerretribución<sup>11</sup>.
- 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 la existencia de posición de dominio por parte de los agentes.

<sup>10</sup> 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 CO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>11</sup> 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.