II

(Actos no legislativos)

DECISIONES

DECISIÓN (UE) 2017/1540 DE LA COMISIÓN

de 15 de mayo de 2017

relativa a la medida SA.40454 2015/C (ex 2015/N) que Francia tiene previsto ejecutar a favor del consorcio CEB

[notificada con el número C(2017) 3062]

(El texto en lengua francesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 108, apartado 2, párrafo primero,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, y en particular su artículo 62, apartado 1, letra a),

Después de haber emplazado a los interesados para que presentaran sus observaciones, de conformidad con los citados artículos ([1]), y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

1. **PROCEDIMIENTO**

(1) Mediante carta de 7 de enero de 2015, las autoridades francesas notificaron a la Comisión un anuncio de licitación para la instalación y explotación de una central eléctrica de tipo ciclo combinado de gas («CCG») ([2]) situada en Bretaña. Comunicaron a la Comisión información complementaria por cartas de 5 de junio de 2015 y 10 y 17 de septiembre de 2015.

(2) Mediante carta de 13 de noviembre de 2015, la Comisión notificó a las autoridades francesas su decisión de incoar el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) con respecto a esa medida (en lo sucesivo, la «decisión de incoar el procedimiento»).

(3) La decisión de la Comisión de incoar el procedimiento se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* ([3]). La Comisión instó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la medida en cuestión.

(4) La Comisión recibió observaciones de los interesados al respecto. Las transmitió a las autoridades francesas, dándoles la posibilidad de comentarlas, y recibió sus comentarios mediante carta de 8 de junio de 2016.

(5) El 12 de mayo de 2016 y el 5 de septiembre de 2016, la Comisión envió una lista de preguntas a las autoridades francesas, que respondieron mediante cartas de 8 de junio de 2016 y de 5 de octubre de 2016, respectivamente. El 5 de septiembre, la Comisión envió una nueva lista de preguntas a las autoridades francesas, que respondieron el 5 de octubre de 2016.

([1]) DO C 46 de 5.2.2016, p. 69.
([2]) Combined cycle gas turbine (turbina de gas de ciclo combinado).
([3]) Véase la nota 1 a pie de página.

2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA

(6) La licitación y las circunstancias que llevaron a su publicación se describen en detalle en la decisión de incoar el procedimiento (considerandos 4 a 29). Las siguientes secciones constituyen un resumen de dicha descripción.

2.1. La licitación

(7) Las autoridades francesas consideran que la seguridad del suministro de electricidad de Bretaña se ve amenazada por la escasa capacidad de producción de energía eléctrica de la región, las limitaciones de la red, el aumento del consumo y una sensibilidad térmica elevada.

(8) En 2010, varias autoridades francesas firmaron el Pacto Eléctrico Bretón (PEB), que se basa en los tres pilares siguientes: en primer lugar, la gestión de la demanda y, en segundo lugar, la producción de energías renovables y la seguridad del suministro de electricidad. El tercer pilar consiste, por un lado, en el fortalecimiento y el desarrollo de la red eléctrica local y, por otro lado, en la instalación de un sistema clásico de producción de electricidad. Este último constituye el propósito de la medida notificada por las autoridades francesas.

(9) La licitación entra dentro del marco del artículo L. 311-10 del Código de la Energía. El 25 de junio de 2011, el ministro de Energía publicó el anuncio de licitación n.º 2011/S 120-198224 en el *Diario Oficial de la Unión Europea*. A continuación, seleccionó el proyecto escogido con el asesoramiento de la Comisión de Regulación de Energía (CRE), encargada de tramitar el procedimiento de conformidad con la legislación francesa ([4]).

(10) Según el pliego de condiciones, la central eléctrica debe cumplir los siguientes requisitos:

1) hacer uso de la tecnología de ciclos combinados;

2) tener una potencia activa garantizada de 450 MW (+ 15/– 10 %) que el productor se compromete a inyectar en la red;

3) utilizar únicamente gas natural como fuente de energía primaria;

4) tener un rendimiento sobre el poder calorífico inferior ([5]) (PCI) de 54 % como mínimo;

5) situarse íntegramente dentro de un perímetro bien definido (en el noroeste de Bretaña — departamento de Finistère);

6) garantizar que el tiempo de movilización de las ofertas no supere las quince horas, cuando el generador está detenido, y las dos horas, cuando el generador está en funcionamiento;

7) garantizar que el tiempo mínimo de las ofertas de ajuste sea inferior o igual a tres horas con el generador en funcionamiento y ocho horas con el generador detenido;

8) garantizar la ausencia de limitaciones de tiempo máximo para la activación de las ofertas de ajuste; y

9) estar equipada de un contador con curva de carga de lectura automática, así como de dispositivos para la lectura automática de las magnitudes de la electricidad producida.

(11) La licitación notificada establece que el productor es libre de comercializar la totalidad de su producción en el mercado o de vender una parte al comprador obligado, Electricité de France SA (EDF), en el marco de un contrato de compra a una tarifa igual al 95 % del precio horario observado en el mercado EPEX SPOT.

(12) Además, el productor recibirá una prima fija anual PT, calculada como el producto de la potencia activa garantizada ([6]) (Pgar) y de una prima P expresada en EUR/MW/año.

([4]) En el Decreto n.º 2002-1434 de 4 diciembre de 2002 relativo al procedimiento de licitación aplicable a las centrales eléctricas se describen todas las etapas del procedimiento de licitación que se siguen en la licitación notificada.
([5]) El poder calorífico inferior es una propiedad de los combustibles. Designa la cantidad de calor que se desprende de la combustión completa de una unidad de combustible cuando el vapor de agua no se condensa y el calor no se aprovecha.
([6]) Potencia instantánea media de la central.

(13) El pago de la prima fija está condicionado al mantenimiento de todas las licencias de explotación y de los contratos celebrados con los gestores de red, así como de la potencia garantizada, calculada mediante un coeficiente de disponibilidad.

(14) La licitación prevé asimismo la aplicación de sanciones en caso de que la construcción de la central no se complete a tiempo.

(15) La clasificación de las ofertas de los candidatos se basa en los tres criterios siguientes, que se detallan en el pliego de condiciones de la licitación:

(1) el monto de la prima (en EUR/MW/año) solicitada por el candidato, con una ponderación del 45 %;

(2) la fecha de puesta en servicio de la central, con una ponderación del 25 %, y la atribución de la nota máxima al proyecto cuya fecha de puesta en servicio sea la más próxima; y

(3) el criterio de «elección del emplazamiento y el entorno», con una ponderación del 30 %.

2.2. **Objetivo de la ayuda**

(16) Las autoridades francesas consideran que el objetivo principal de la medida es asegurar el suministro eléctrico de Bretaña. Aunque Bretaña necesita fundamentalmente una mayor potencia (MW), también existe una necesidad de energía (MWh ([7])). Por consiguiente, es necesario construir en Bretaña una central que funcione durante unos cuantos miles de horas por año y no solo durante las horas punta, como lo haría una turbina de combustión («TC»). La central de tipo CCG, que funciona gracias a un motor de reacción, permite producir electricidad en tan solo unos minutos. Por ello, esta tecnología es particularmente apropiada para garantizar el equilibrio entre la producción y el consumo de energía cuando se producen picos de demanda durante algunas horas. Esta nueva central no solo aportaría capacidad disponible durante los períodos de demanda máxima, sino también potencia reactiva donde es más eficaz para mantener el nivel de tensión en cualquier parte de la red y así facilitar la integración con el sistema de energías renovables intermitentes (servicios complementarios).

(17) Por las razones expuestas anteriormente, las autoridades francesas consideraron necesario reforzar la producción centralizada en el noroeste de la región para que esta funcionara durante los períodos de aumento del consumo y no solamente durante las horas punta generadas por las temperaturas invernales extremas. Este medio de producción sería complementario al refuerzo de la red y las medidas de gestión de la energía.

(18) La medida también está destinada a reducir al mínimo los costes para la colectividad y el impacto ambiental. Por ello, la clasificación de los candidatos tiene en cuenta la prima solicitada, la pertinencia del emplazamiento elegido desde el punto de vista medioambiental, así como la calidad y la adecuación de las medidas de acompañamiento (prevención, reducción o compensación de los efectos negativos sobre el medio ambiente) del proyecto y de las medidas de seguimiento de los aspectos medioambientales previstos.

(19) La central que opera la Compagnie Electrique de Bretagne (en adelante, «CEB»), beneficiaria de la medida, prestará servicios de ajuste mediante tres medidas posibles. En primer lugar, la activación de la reserva primaria y secundaria (servicio complementario con activación automática) y terciaria (ajuste con activación manual). En segundo lugar, al tratarse de servicios complementarios, CEB, el operador de la central, deberá reunir las condiciones técnicas para prestar dichos servicios. En tercer lugar, al tratarse de un mecanismo de ajuste (reserva terciaria), CEB deberá ofrecer la potencia disponible a RTE (Réseau de Transport d'Electricité), la empresa de mantenimiento y desarrollo de la red pública francesa de transporte de electricidad de alta y muy alta tensión. Este suministro independientemente de lo establecido en los contratos de reserva solo será remunerado cuando se recurra al mecanismo de ajuste. Se prevé que el generador funcione aproximadamente durante 3 000 h/año a plena carga a partir de la fecha de puesta en servicio de la central. En vista de la potencia de la central (422 MW), las horas de funcionamiento mencionadas equivalen a una energía anual generada de cerca de 1 250 GWh.

2.3. **Importe de la ayuda**

(20) El importe de la prima pagada en virtud de la licitación será como máximo de 94 000 EUR/MW/año a 31 de noviembre de 2011. Se pagará durante 20 años y se indexará durante la vigencia del proyecto de manera que se tenga en cuenta la evolución de los costes de explotación y de mantenimiento. El importe de la prima pagada en virtud de la licitación será de 40 millones EUR por año como máximo.

([7]) El Watt —un megavatio (MW) equivale a un millón de vatios— es la unidad de medida de la potencia eléctrica. Un megavatio-hora (MWh) es la producción de un MW durante una hora.

(21) La prima se indexa a un tipo del 20 % sobre el precio de producción, un 20 % sobre el coste laboral, un 50 % sobre la tarifa de transporte de electricidad en la red regional, un 5 % sobre el coste de conexión eléctrica y un 5 % sobre el coste de conexión del gas.

(22) Las autoridades francesas precisaron que el monto propuesto por el ganador de la licitación es el resultado de i) una circunstancia relacionada con el valor de la capacidad, que es de [50 000-60 000] (*) EUR/MW/año, y de tres circunstancias relacionadas con el emplazamiento del proyecto, que son: ii) el coste adicional asociado al transporte del gas, que alcanza los [20 000-40 000] EUR/MW/año; iii) el coste adicional asociado a la conexión, que es de 6 000 EUR/MW/año, y iv) el coste adicional asociado a las medidas medioambientales particulares, que es de 2 000 EUR/MW/año.

(23) La circunstancia relacionada con el valor de la capacidad es el monto pagado en concepto de coste adicional asociado a la fecha estimada de puesta en servicio de la central. Los candidatos calcularon este coste adicional como la diferencia entre los beneficios generados por la venta de energía en el mercado y los gastos asociados con la puesta en servicio rápida de la central. La CRE observa que: «dadas las condiciones actuales del mercado y el comportamiento de la demanda de electricidad, la explotación de una central de tipo CCG no es rentable y probablemente no lo será hasta dentro de algunos años. Ello comporta una pérdida de beneficios para el candidato, que resulta de la fecha anticipada de puesta en servicio de la central y que se considera cubierta por este componente de la prima».

(24) Es necesario instalar una nueva tubería de gas de 111 km para abastecer a la central. El coste estimado de este proyecto es de cerca de 100 millones EUR, que serán prefinanciados por GRTgaz, una empresa francesa creada en 2005 que gestiona la red de transporte de gas de Francia. CEB ayudará a rentabilizar la inversión mediante el pago de la tarifa de transporte del gas.

(25) La Ley n.º 2010-1488, de 7 de diciembre de 2010, por la que se establece la nueva organización del mercado de la electricidad («NOME»), introdujo un mecanismo de capacidad con el propósito de garantizar la seguridad del suministro eléctrico de Francia ([8]). La central elegida tras el procedimiento de licitación llevado a cabo en Bretaña deberá participar en el mecanismo nacional de capacidad. La remuneración percibida por la central de conformidad con el mencionado mecanismo se deducirá, en su caso, de la prima efectivamente pagada en virtud de la licitación.

2.4. **Duración**

(26) La prima se concede durante veinte años a partir de la fecha de puesta en servicio de la central.

2.5. **Beneficiario(s)**

(27) El ministro de Energía, con el asesoramiento de la CRE, seleccionó el proyecto situado en el municipio de Landivisiau y presentado por Compagnie Electrique de Bretagne (CEB), un consorcio entre Direct Energie y Siemens.

(28) El ganador es un productor poco conocido en el mercado francés y sin ninguna otra central de generación convencional en Bretaña.

(29) La potencia garantizada de la central propuesta por CEB es de 422 MW. El ganador de la licitación se había comprometido a poder en servicio la central eléctrica a más tardar en […]. Mediante una notificación enviada el 5 de octubre de 2016, las autoridades francesas advirtieron sobre los retrasos que afectan al proyecto. La fecha revisada de puesta en servicio de la fábrica es el […].

(30) Según los datos proporcionados por el ganador de la licitación a la CRE, este no disponía de ninguna otra ayuda que pudiera acumularse con la concedida en virtud de la licitación, ni tampoco dispone ahora. Además, la remuneración que en su caso perciba la central por la venta futura de electricidad en el mercado de capacidad se deducirá de la prima pagada en virtud de la licitación.

2.6. **Plan de negocios comunicado por CEB**

(31) En apoyo de la oferta enviada a las autoridades francesas, CEB comunicó un plan de negocios que presenta una tasa interna de rentabilidad (TIR) después de impuestos del *[5-10]* %. Las principales hipótesis de este cálculo de rentabilidad son una cantidad de horas de utilización de alrededor de *[3 000-6 500]* horas por año y una inversión inicial de *[400-500]* millones EUR. La facturación se basa, por un lado, en una prima de *[…]* EUR/MW/año y, por el otro, en una remuneración neta generada por un contrato de suministro fijo (*tolling agreement*) que representa una remuneración promedio de *[…]* EUR anuales.

(*) Información confidencial.

([8]) El 8 noviembre de 2016, con el número SA.39621, la Comisión Europea autorizó el proyecto francés del mecanismo de capacidad.

(32) Este contrato de suministro fijo es un contrato de derecho privado celebrado entre CEB y un fabricante (*toller*) (la contraparte, por ejemplo, EDF) en el que se pacta la compra por parte de este último de una cantidad fija de electricidad. La facturación que generará este contrato se determinó de tal manera que en el plan de negocios se vieran reflejadas las condiciones que CEB podía esperar conseguir en el momento de la licitación. La tarifa de suministro fijo (*tolling fee*) se ha calculado sobre la base de un modelo de previsión estocástica. Las hipótesis aplicables al contrato se basan en la venta en el mercado de la electricidad producida por el fabricante en la central por una suma inicial de *[…]* millones EUR/año entre marzo de 2017 y octubre de 2036. La remuneración percibida por CEB en virtud del contrato de suministro fijo fue objeto de un estudio de sensibilidad. A fin de actualizar la prima por capacidad se utiliza un índice de subvención de tasa fija.

(33) La retribución pagada en virtud del contrato de suministro fijo representa el coste de conversión del gas en electricidad y la utilización de las instalaciones. Incluye un componente variable que cubre los costes de inyección, operación y mantenimiento, además de otro componente fijo que cubre los costes fijos de explotación y los costes de financiamiento y amortización. Asimismo, la tarifa de suministro fijo se divide en un componente no indexado y en otro indexado. El componente indexado cubre los costes fijos de funcionamiento. El componente no indexado cubre los costes de infraestructura, tales como los de financiación del proyecto e incluso la amortización de las inversiones realizadas. No se ha definido un modelo de compra de gas habida cuenta de la existencia del contrato de suministro fijo. El plan de negocios incluye directamente un margen operativo promedio calculado sobre la base de la duración prevista del proyecto.

(34) Además, el plan de negocios prevé la actualización de varias hipótesis durante el desarrollo del proyecto: el índice de coste laboral, el índice de precios de producción y el coste final de conexión a la red. Esta actualización se justifica por la duración del plan de negocios, que es de *[15-20]* años. Se concede al operador una prima por capacidad, actualizada a su vez, para permitirle rentabilizar su inversión. Dicha prima variará en función de la disponibilidad efectiva de la central. La prima fija depende de un coeficiente de disponibilidad de la central. El plan de negocios no prevé la participación en el mecanismo de capacidad más allá del reajuste. Si se produjera dicha participación, la remuneración correspondiente se deduciría del importe de la prima.

(35) Se calcula que el coste fijo de transporte del gas es de *[10-20]* millones EUR por año.

(36) El coste variable de explotación y de mantenimiento es el resultado del coste variable de explotación y de la cantidad de horas de explotación equivalentes. El fabricante abonará a CEB los costes de explotación y de mantenimiento.

(37) Asimismo, se ha llevado a cabo un estudio de sensibilidad sobre otras hipótesis como la inflación o el coste salarial.

(38) Si bien RTE y GRTgaz realizarán la conexión a la red, será CEB quien la financie. Los costes estimados de conexión son de *[30-40]* millones EUR y *[20-30]* millones EUR, respectivamente.

(39) Según las hipótesis consideradas, al finalizar el plan de negocios, los costes de reventa de los equipos instalados se compensarán con los costes de desmantelamiento, de modo que el valor final de la fábrica será nulo.

(40) Se tiene en cuenta un volumen de negocios derivado de las actividades de ajuste. Las autoridades francesas describieron las hipótesis de evaluación ([9]). Estos ingresos representan menos del 1,5 % de los ingresos totales previstos.

(41) Mediante la notificación de 5 de octubre de 2016, las autoridades francesas informaron de que la obra podría comenzar el *[…]* y la puesta en servicio de la central el *[…]*.

3. **DESCRIPCIÓN DE LAS RAZONES QUE HAN CONDUCIDO A INCOAR EL PROCEDIMIENTO**

3.1. **Sobre la existencia de la ayuda**

(42) La Comisión estima que se cumple el criterio de imputabilidad previsto por el artículo 107 del TFUE. En este caso, la medida es imputable, por un lado, al Estado, ya que el anuncio de licitación fue publicado por el ministro de Energía, quien también se encargó de seleccionar el proyecto. Por otro lado, la retribución pagada al ganador

([9]) Notificación de las autoridades francesas de 5 de octubre de 2016.

repercutirá en el precio minorista a través de la tasa denominada «contribution au Service Public de l'Electricité» (CSPE, contribución al servicio público de electricidad). No obstante, en su Decisión sobre la ayuda estatal SA.36511 (2014/C), la Comisión concluyó que la CSPE era un fondo del Estado pues se trataba de una «tasa impuesta por el Estado, recaudada y gestionada por una entidad designada por el Estado para administrar el régimen de ayuda de conformidad con las normas establecidas por el Estado» ([10]).

(43) En lo que respecta a la existencia de una ventaja para las empresas, las autoridades francesas consideraron que no se cumplía dicho criterio, puesto que la licitación respetó los criterios de la jurisprudencia *Altmark* ([11]).

(44) Sin embargo, la Comisión estimó que no se habían cumplido los criterios de la jurisprudencia *Altmark*. Para que un servicio público no constituya una ayuda estatal, se deben cumplir los cuatro criterios siguientes: i) la empresa beneficiaria debe estar encargada de la ejecución de obligaciones de servicio público y estas deben estar claramente definidas; ii) los parámetros para el cálculo de la compensación deben establecerse previamente de forma objetiva y transparente; iii) la compensación no puede superar el nivel necesario para cubrir total o parcialmente los gastos ocasionados por la ejecución de las obligaciones de servicio público, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable; iv) cuando la elección de la empresa encargada de ejecutar obligaciones de servicio público no se haya realizado en el marco de un procedimiento de contratación pública, el nivel de la compensación debe calcularse sobre la base de un análisis de los costes que una empresa media habría soportado, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones. Si bien la Comisión consideró que se cumplía el segundo criterio, expresó las siguientes dudas en cuanto al cumplimiento de los tres criterios que se describen a continuación:

1) En lo que respecta al primer criterio (la existencia de un servicio de interés económico general y de una misión bien definida), la Comisión expresó dudas sobre si la instalación y la explotación de la central de Landivisiau pueden considerarse un servicio de interés económico general debido, en primer lugar, a la ausencia de datos notificados que demuestren la existencia en el pasado de un problema de seguridad del suministro de electricidad en Bretaña y, en segundo lugar, debido a la imposibilidad de que los Estados miembros vinculen obligaciones específicas de servicio público a servicios que ya prestan, o pueden prestar satisfactoriamente y en condiciones acordes con el interés público, empresas que operan en condiciones normales de mercado; en este caso, las empresas que operan en condiciones normales de mercado habrían podido proporcionar la capacidad necesaria para garantizar la seguridad del suministro de electricidad en Bretaña si la normativa francesa no hubiera impedido que el precio de la electricidad transmitiera las señales adecuadas para motivar la inversión en capacidad en la región. En tercer lugar, la medida excluye además otras tecnologías, pues solo tiene en cuenta la tecnología CCG. Por lo tanto, no es neutral desde el punto de vista tecnológico ([12]). En cuarto lugar, la medida es desproporcionada pues las autoridades francesas no han confirmado la necesidad de otro medio de producción de 450 MW mediante un análisis detallado de las necesidades de capacidad adicionales de la región ([13]). Por último, a largo plazo es posible que la licitación agrave el problema de la seguridad del suministro, en primer lugar, al cerrar el mercado de la electricidad a las inversiones que no cuenten con una ayuda estatal; en segundo lugar, al no resolver e incluso agravar el problema estructural de *missing money* ([14]) (pérdida de dinero) que afecta a los productores y, por último, al reducir las posibilidades de desarrollo de otras tecnologías.

2) En lo que respecta al tercer criterio (compensación excesiva), la Comisión plantea dudas sobre la ausencia de compensación excesiva habida cuenta, por un lado, de la inexistencia de un mecanismo de recuperación en función de las condiciones de mercado futuras y, por el otro, de las modalidades de la licitación, que no evitan el riesgo de compensación excesiva.

3) En lo que respecta al cuarto criterio (selección del proveedor que presente la oferta económicamente más ventajosa), la Comisión tiene dudas sobre si la licitación permitió seleccionar al proveedor capaz de prestar el servicio al menor coste para la colectividad, debido a criterios demasiado restrictivos para permitir una verdadera selección del proveedor de servicios: la elección únicamente de la tecnología CCG, que no es necesariamente la de menor coste; el monto de la prima ponderada de alrededor del 45 %; un ámbito geográfico

([10]) Decisión de la Comisión C(2014) 1315 final de 27 de marzo de 2014, asunto n.º SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) — Francia, Mecanismo de apoyo a las energías renovables y limitación de la CSPE.

([11]) TJUE, 24 de julio de 2003, asunto C-280/00, *Altmark Trans GmbH y Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*.

([12]) Según lo previsto en el artículo 3, apartado 2, 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 y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

([13]) Artículo 3, apartado 2, de la Directiva 2009/72/CE, sentencia en el asunto C-242/10, de 21 de diciembre de 2011, *Enel Produzione SpA contra Autorità per l'energia elettrica e il gas* (apartado 42); sentencia en el asunto C-265/08, de 20 de abril de 2010, *Federutility e.a.* (apartado 33).

([14]) Situación en la que el exceso de demanda en relación con la capacidad disponible no permite que el mercado responda aumentando esta última.

demasiado restrictivo; criterios de selección relacionados con otros aspectos previstos por el PEB, como criterios medioambientales, que no facilitan la selección de la oferta económicamente más ventajosa para la colectividad.

(45) Debido a las dudas mencionadas anteriormente sobre si la medida respeta las condiciones de la jurisprudencia *Altmark*, la Comisión consideró en su análisis preliminar que la medida podía atribuir al ganador de la licitación una ventaja selectiva por haber sido concedida a una sola empresa, CEB.

(46) En cuanto a las repercusiones sobre la competencia y los intercambios comerciales, la Comisión consideró que la medida podía afectar los intercambios y la competencia en la medida en que el ganador de la licitación, beneficiario de una medida ventajosa, competiría con otros medios de producción de electricidad y con otros proveedores de capacidad en mercados abiertos a la competencia (el mercado de venta de electricidad, el mecanismo de ajuste).

3.2. **Valoración de la compatibilidad**

3.2.1. *Referencia al marco jurídico*

(47) En la decisión de incoar el procedimiento, la Comisión consideró que la medida debía interpretarse a la luz del artículo 107 del TFUE, si se confirmaban sus dudas sobre el cumplimiento de todos los criterios establecidos por la jurisprudencia *Altmark*. En ese caso, la medida debería interpretarse a la luz de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente de 2014 ([15]) que establecen las condiciones en las que las ayudas a la energía pueden considerarse compatibles con el mercado interior de acuerdo con el artículo 107 del TFUE.

(48) Con carácter subsidiario, la Comisión destacó que, si no se confirmaban sus dudas sobre la definición de la obligación de servicio público, se aplicaría el análisis de compatibilidad a la luz de la Comunicación relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea sobre ayudas estatales a las compensaciones por servicios públicos (2011).

3.2.2. *Evaluación de la compatibilidad*

(49) En lo que respecta al objetivo de interés común, la Comisión expresó dudas sobre si la medida contribuye a alcanzar el objetivo común que consiste en garantizar la seguridad del suministro de electricidad; por un lado, el objetivo de la medida no parece lo suficientemente claro (falta de capacidad general, picos de demanda) y, por otro lado, es probable que la medida no corrija a medio plazo las deficiencias de la normativa y del mercado, que en la actualidad impiden alcanzar un nivel suficiente de inversión en Bretaña.

(50) La necesidad de la medida no se ha demostrado suficientemente, toda vez que no se ha cuantificado satisfactoriamente la falta de capacidad máxima estacional o en períodos de mayor actividad. Además, puede cuestionarse la necesidad de la medida dada la posibilidad de introducir precios locales adecuados que transmitan las señales adecuadas para motivar la inversión sin recurrir a la ayuda.

(51) La Comisión duda de que la medida sea adecuada. Por un lado, las autoridades francesas no parecen haber considerado lo suficiente medidas alternativas (el fraccionamiento de la zona tarifaria, la instalación de contadores de comunicación, el refuerzo de la red de distribución de electricidad). Por otro lado, también surgen dudas sobre el carácter restrictivo de la medida, que determina los tipos de proveedores de capacidad que podían participar en la licitación (licitación limitada a un solo tipo de tecnología: turbinas de gas de ciclo combinado). Por último, la medida no fomentaba el uso del recurso de interrumpibilidad de la demanda.

(52) En lo que respecta al carácter proporcionado de la medida, la Comisión también formuló dudas: el carácter restrictivo de la licitación podría haber impedido la participación de competidores, lo cual habría permitido reducir el importe de la ayuda. Asimismo, la medida no preveía un mecanismo de recuperación en caso de ganancias extraordinarias.

(53) Por último, la Comisión expresó dudas sobre la capacidad de la medida de evitar los efectos negativos sobre la competencia y el comercio entre Estados miembros. En primer lugar, la medida no fue neutral desde el punto de vista tecnológico. En efecto, impedía considerar medidas que permitieran de igual modo resolver problemas de adecuación de capacidad: la interrumpibilidad, las interconexiones, las soluciones de almacenamiento, así como

([15]) Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, (DO C 200 de 28.6.2014, p. 1).

otras tecnologías (las turbinas de combustión). En segundo lugar, en vista de la posibilidad que se le da a Direct Energie de vender la energía producida a EDF a un tipo de descuento del 5 %, en vez de comercializarla por su cuenta, la Comisión teme que la medida refuerce la posición de EDF en el mercado de suministro de energía.

4. **OBSERVACIONES DE LAS PARTES INTERESADAS**

(54) La Comisión recibió 58 respuestas de partes interesadas distintas del Estado francés durante el período de consulta sobre la decisión de incoar el procedimiento. A continuación se incluyen las distintas respuestas agrupadas por tema, que se volverán a considerar al evaluar la medida.

4.1. **Valoración de la compatibilidad**

4.1.1. *Interés común*

(55) Treinta y nueve partes interesadas consideran que las autoridades francesas exageran el riesgo de corte de electricidad. En efecto, no se produjeron cortes de electricidad ni siquiera durante la ola de frío excepcional de 2012. Los cortes que hayan podido producirse en Bretaña fueron provocados por factores externos al funcionamiento de la red (como las caídas de árboles). El último apagón importante que se produjo en Francia, en 1978, privó a tres cuartas partes del país de electricidad durante algunas horas, pero el problema no volvió a producirse, dado que RTE tomó las medidas necesarias para evitarlo.

(56) Por el contrario, las observaciones de otras partes interesadas indican que la medida es compatible con el objetivo de interés común. Alrededor de veinte consideran que la seguridad del suministro de electricidad de Bretaña no es efectiva. La situación geográfica particular de Bretaña, ubicada al final de la línea, se suma a la escasa capacidad de producción de energía eléctrica de la región, que satisface tan solo el 13,3 % del consumo ([16]). Asimismo, su parque de generación se caracteriza por la ausencia de centrales de base con capacidad para cubrir la demanda por sí solas, lo cual justificaría la construcción de la central de tipo CCG. En efecto, aunque la región experimenta un aumento de la producción de energía a partir de los recursos renovables, la naturaleza intermitente de estas fuentes exige la construcción de una central de base a fin de hacer frente a su posible incapacidad para atender picos de demanda.

4.1.2. *Necesidad de la medida*

4.1.2.1. Refuerzo de la red

(57) Algunas partes interesadas argumentan que la medida es innecesaria porque la región adolece de un dimensionamiento inadecuado de la red. Las líneas de 225 kV ubicadas en el norte de Bretaña sufren importantes congestiones. Por consiguiente, varias partes interesadas consideran que la futura construcción de una línea eléctrica subterránea de 225 kV que unirá las subestaciones de Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne y Plaine-Haute (Côtes d'Armor) permitirá asegurar el suministro de electricidad de Bretaña mediante la importación de 700 MW adicionales y facilitará el transporte adecuado de la electricidad generada por las centrales de energía renovable (terrestre y marítima) de la región. Su puesta en servicio, en noviembre de 2017, permitirá completar la red eléctrica de la región y asegurar de forma sostenible el suministro eléctrico del norte y del centro de Bretaña.

(58) Estas partes interesadas constatan que otras regiones de Francia también importan electricidad: Isla de Francia, Borgoña-Franco-Condado y, en menor medida, Países del Loira y la región de Provenza-Alpes Costa Azul (PACA). En estas regiones, se les dio prioridad a las inversiones en refuerzo de la red sobre la construcción de nuevas centrales eléctricas. A modo de ejemplo, la región PACA eligió instalar una red de seguridad compuesta por tres líneas eléctricas subterráneas de 225 kV que en la actualidad garantizan un suministro de electricidad tan eficaz y fiable como el del resto de Francia ([17]).

(59) Por consiguiente, varias partes interesadas proponen una solución «de red»: consideran que reforzar la línea Plaine Haute-Domloup de 400 kV o la línea de 225 kV permitirá aumentar la capacidad de transporte y, por tanto, importar la cantidad de electricidad suficiente para garantizar la seguridad del suministro. Con respecto a esta última alternativa, ENGIE advierte que el refuerzo de la línea de 400 kV generaría una capacidad de transporte suplementario considerablemente superior a la necesaria, incluso a largo plazo, por lo que no se justificaría la inversión. Reforzar la línea de 225 kV sería pues más apropiado para satisfacer la necesidad real, pero implicaría tener que reforzar un tramo importante de la red.

([16]) RTE, Balance de energía eléctrica de Bretaña de 2014.
([17]) Véase: http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region

4.1.2.2. Evolución de la demanda

(60) Varias partes interesadas consideran que la evolución de la demanda hace que la medida sea innecesaria para alcanzar el objetivo de seguridad del suministro:

1) sus afirmaciones se basan en un informe de RTE de 2014, según el cual la sensibilidad térmica presenta una tendencia a la baja. Así pues, en 2014, el consumo de Bretaña aumentó 150 MW cuando la temperatura disminuyó un grado. En años anteriores, el aumento había sido de alrededor de 200 MW por grado perdido.

2) Dieciséis interesados anticipan pues una disminución de la demanda, favorecida por el empleo de contadores inteligentes y la implantación de la iniciativa Ecowatt. Esta iniciativa permite a los ciudadanos que lo deseen ser informados cuando se produce un pico de tensión en la red a fin de disminuir el consumo de electricidad en consecuencia.

3) Las partes interesadas consideran que la mejora de la eficiencia energética de los edificios, que debería mejorar la gestión de la demanda, revela la falta de necesidad de la medida.

(61) Por el contrario, algunas partes interesadas a favor del proyecto se apoyan en el crecimiento demográfico previsto de Bretaña, sumado a la elevada sensibilidad térmica, para justificar la necesidad de la medida en respuesta al aumento esperado de la demanda.

4.1.2.3. Evolución de la producción

(62) Algunas partes interesadas consideran que la evolución de la producción no justifica la necesidad de la medida:

1) Las partes interesadas que se oponen al proyecto tienen en cuenta, en primer lugar, el hecho de que ya se hicieron inversiones destinadas a prolongar la vida útil de las centrales de Brennilis y Dirinon, cuyo cierre ya no será en 2017, sino en 2023. Por consiguiente, cinco partes interesadas consideran que el nivel de producción de las TC existentes permite evitar los picos de consumo y el riesgo de colapso de la tensión (*blackout*). Asimismo, diez partes interesadas revelan que las centrales mencionadas están permanentemente infrautilizadas, por lo que la ayuda para la construcción de una nueva central es innecesaria. A modo de ejemplo, la asociación Consommation, Logement et Cadre de Vie afirma que las TC de Brennilis y Dirinon solo funcionan durante algunas decenas de horas (alrededor de 70 horas en 2012) o algunos cientos de horas (cerca de 265 horas en 2010).

2) En segundo lugar, ENGIE considera que la turbina de gas de SPEM Pointe, operada en virtud de un contrato de licitación de la reserva rápida y complementaria con RTE por 25 000 EUR/MW/año, ofrecería numerosas ventajas sobre una instalación nueva, como el bajo coste de adquisición de la turbina de gas y los costes ya amortizados de conexión a la red eléctrica. Así pues, la empresa señala que la prima fijada por RTE en el marco de estas licitaciones es inferior a la prima anual de 40 000 000 EUR solicitada para el proyecto de construcción de la central de tipo CCG, es decir 94 000 EUR/MW/año.

3) Por último, las partes interesadas destacan la posibilidad de que la región «importe» electricidad. Los que se oponen al proyecto consideran que de hecho la región puede obtener la electricidad que necesita de las regiones vecinas, en particular, de la central de tipo TC de Cordemais.

(63) Sin embargo, veinte partes interesadas consideran que la evolución de la producción justifica la adopción de la medida. Cinco partes interesadas a favor del proyecto afirman, en efecto, que las únicas centrales de producción presentes en Bretaña en la actualidad son las centrales de tipo TC de Brennilis y Dirinon. Consideran que la medida es tanto más necesaria en cuanto esas centrales se encuentran en la parte final de su ciclo de vida, pues su actividad será interrumpida a más tardar en 2023. El cierre programado de las centrales requiere, pues, prever una alternativa con la antelación suficiente. Tres partes interesadas a favor de la construcción de la central de tipo CCG subrayan de hecho que las turbinas de combustible de esas centrales deberían dejar de funcionar a más tardar en 2023 por razones medioambientales y que su utilización no es más que una solución a corto plazo e insuficiente para alcanzar el objetivo de asegurar el suministro de electricidad de la región.

4.1.3. *Pertinencia de la medida*

(64) Varias partes interesadas cuestionan la pertinencia de la medida:

1) Según se explica en el considerando 61, los que se oponen al proyecto consideran que este es demasiado grande si se tienen en cuenta las necesidades reales de consumo de Bretaña. Se estima que el consumo máximo es de 200 MW durante un período de 200 a 400 h/año en la punta de Finistère. Por consiguiente, el proyecto previsto por el Estado y el Consejo regional —450 MW para más de 3 000 horas/año— está sobredimensionado.

2) Por otro lado, según los análisis de RTE ([18]) utilizados por algunas de las partes interesadas que se oponen al proyecto, la reducción en el índice de aumento de la demanda de energía se debe a cuestiones estructurales (la ralentización en el aumento de la población, el impacto de la crisis económica y las medidas sobre eficacia energética). Según ellas, el PEB debería modificarse para reflejar estas cuestiones. El índice de demanda máxima se mantiene más bien estable desde 2009 e incluso disminuyó en 2014. Además, la sensibilidad térmica presenta una tendencia a la baja (como se explica en la sección 4.1.2.2), lo cual debería reducir automáticamente el consumo máximo. Este razonamiento ya se desarrolló en el considerando 60, apartado 1.

3) Por último, algunas partes interesadas que se oponen al proyecto plantean que otros proyectos, como la interconexión con Irlanda o la construcción de una central hidroeléctrica reversible, serían más adecuados para dar respuesta a los problemas de seguridad del suministro de Bretaña a largo plazo. El primer proyecto permitiría abastecer de electricidad a la región a largo plazo y se corresponde con los objetivos del mercado interior de energía. Dos partes interesadas consideran que el proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Guerdélan también es adecuado para resolver el problema del déficit de energía durante los picos de demanda.

(65) Las partes interesadas a favor del proyecto presentan los siguientes razonamientos:

1) Varias partes interesadas hacen hincapié, en primer lugar, en las ventajas de una central de generación de tipo CCG. Según ellas, esta ofrece un mayor rendimiento y una producción más estable que las centrales que operan con fuentes de energía renovables. Para varias de las partes interesadas, constituye el mejor compromiso en términos de eficacia y de impacto ambiental.

2) Aunque algunas de las partes interesadas resaltan la ventaja de desarrollar la cogeneración, su potencial sigue siendo limitado (alrededor de 150 MW) y requeriría multiplicar la construcción de centrales de producción y los procedimientos de conexión a la red. En cambio, la construcción de una nueva central de generación de tipo CCG permitirá reducir considerablemente las obras de refuerzo de la red (motivo expuesto también en el considerando 78).

3) Por otro lado, la presencia en Francia de numerosos terminales de gas natural licuado y, en particular, la construcción de la nueva planta de Dunkerque, animada por la posibilidad para los inversores de beneficiarse de exenciones, de conformidad con el principio de acceso por parte de terceros a la red, garantiza la seguridad del suministro de gas, que es necesario para el buen funcionamiento de la central. Por consiguiente, existiría una adecuación entre las inversiones actuales y las futuras.

4.1.4. *Efecto incentivador*

(66) De conformidad con la sección 3.2.4 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, la medida tiene un efecto incentivador si induce a su beneficiario a cambiar su comportamiento para mejorar el funcionamiento del mercado de la energía. Dicho cambio en el comportamiento no se produciría si no existiera la ayuda.

(67) ENGIE considera que el efecto incentivador de la medida es negativo. La prima genera una señal económica negativa en el mercado de la electricidad francés, ya que induce a la central a producir más de lo necesario y, de esta manera, excluye del mercado a otras empresas.

4.1.5. *Proporcionalidad*

(68) Varias partes interesadas hacen hincapié en la ausencia de proporcionalidad:

1) En primer lugar, denuncian el monto de la ayuda, que consideran desproporcionado y susceptible de generar una remuneración excesiva para la central: primero, el proyecto sería rentable al término de cinco años, mientras que la prima se pagaría durante veinte años. En segundo lugar, Direct Energie estaría autorizada a vender electricidad en el mercado, aunque estos ingresos complementarios no se tuvieron en cuenta en la redacción de la licitación. En tercer lugar, el estudio proporcionado por ENGIE destaca el carácter totalmente desproporcionado de la prima fija solicitada por CEB. En efecto, una subvención de 20 millones EUR por año durante 20 años habría sido suficiente para garantizar la rentabilidad de una central de tipo CCG en Francia. Sin embargo, la prima de capacidad (excluida la conexión a las redes de gas y electricidad) concedida a la central de Landivisiau sería del orden de 73 000 EUR/MW/año antes del ajuste por inflación; por lo tanto, la central recibe una subvención de 31 millones EUR por año durante veinte años, la cual es considerablemente superior a la suma necesaria de 20 millones EUR por año.

2) Además, varias partes interesadas cuestionan la modalidad de financiación mediante la CSPE, que consideran ilegal. En efecto, las autoridades francesas prevén que la remuneración pagada al ganador de la licitación repercuta en el precio minorista de la electricidad a través de la tasa CSPE. Varias partes interesadas consideran

([18]) RTE, Balance de energía eléctrica de Bretaña de 2014.

que esa modalidad de financiación es ilegal. Consideran que la financiación de una central de tipo CCG no forma parte de la lista de objetivos de la CSPE estipulada por la Ley n.º 2003-8, de 3 de enero de 2003, y, en particular, que la CSPE está destinada esencialmente a promover las energías renovables, que excluyen la central que es objeto de la medida.

(69) Asimismo, ENGIE destaca que el proyecto de Landivisiau se beneficia de una prima de conexión a la red de gas de entre 40 000 EUR2018/MW/año y 50 000 EUR2018/MW/año, destinada a compensar la inversión de 100 millones EUR para el refuerzo del conducto de gas en puntos anteriores. Esa remuneración daría lugar a una tasa interna de rentabilidad (TIR del proyecto) de entre el 9,8 % (hipótesis de 40 000 EUR/MW/año sin inflación de la tarifa) y el 16,5 % (hipótesis de 50 000 EUR/MW/año con inflación de la tarifa). ENGIE considera que esa suma sería demasiado alta para el bajo riesgo que asume CEB, ya que la prima de conexión a la red de gas es un ingreso garantizado por el Estado francés sin más riesgo que el de disponibilidad de la central de tipo CCG de Landivisiau. A modo de comparación, en una licitación para la construcción de una central eólica en el mar en la Francia metropolitana, la rentabilidad de la conexión realizada por RTE no debe superar una rentabilidad antes de impuestos del 7,25 % (o una rentabilidad después de impuestos del 5,5 %). Por lo tanto, la rentabilidad después de impuestos del proyecto de Landivisiau, de entre el 9,8 % y el 16,5 %, supera con creces esos límites ([19]). Según ENGIE, una prima de conexión a la red de gas de 23 000 EUR/MW/año sin inflación sería suficiente para garantizar una tasa de rentabilidad antes de impuestos del 7,25 %.

4.1.6. *Efectos sobre la competencia y el comercio entre los Estados miembros*

(70) Las partes interesadas abordan el efecto sobre la competencia desde dos perspectivas distintas. Por un lado, se oponen a los efectos de la ayuda sobre la competencia entre los productores y, por otro lado, entre las tecnologías utilizadas en detrimento de fuentes de energía menos contaminantes.

(71) En lo que respecta al posible falseamiento de la competencia, ENGIE considera que la ayuda contribuirá a reforzar la posición dominante de EDF.

(72) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión recordó que las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía exigen que la ayuda contemplada no refuerce indebidamente la posición dominante del operador histórico del mercado. Por consiguiente, la Comisión recordó que en Francia «la estructura de los mercados de producción y suministro de electricidad es muy concentrada y está dominada por EDF, el operador histórico que controla en la actualidad cerca del 85 % del mercado minorista y más del 90 % del mercado de producción de electricidad» ([19]). En efecto, el pago de una compensación adicional destinada a cubrir la falta de rentabilidad de una central de tipo ciclo combinado en Francia provocaría una distorsión de la competencia respecto del parque de ciclos combinados existente que no recibe ninguna subvención. Además, constituiría un obstáculo a la entrada de nuevos productores al mercado, pues estos no podrían adelantar los fondos necesarios para cubrir los costes de funcionamiento de las instalaciones eléctricas. Al desalentar la posible inversión en el mercado de la electricidad, la licitación propuesta no permitirá resolver de manera eficaz la deficiencia comprobada del mercado, sino que reforzará la posición dominante de EDF, que es el único productor capaz de evitar el cierre de sus instalaciones pese a la disminución inevitable de su rentabilidad en el futuro. Por otro lado, ENGIE considera que la posición dominante de EDF se verá inevitablemente reforzada por el mecanismo de opción de compra de electricidad impuesto, pues incitará a CEB a vender la electricidad producida al operador histórico y no a los demás operadores del mercado.

(73) Por el contrario, varias partes interesadas subrayan que, al beneficiar a Direct Energie, un productor alternativo con una cuota de mercado pequeña en Francia, el impacto de la medida sobre la competencia sería limitado.

(74) En lo que respecta a los posibles efectos falseadores de la medida relacionados con el tipo de tecnología utilizada, varias partes interesadas critican la elección de tecnología de la licitación, que permite subvencionar una central contaminante, en detrimento del desarrollo de fuentes de energía renovables.

5. **COMENTARIOS DE FRANCIA**

5.1. **Respuesta a la decisión de incoar el procedimiento**

(75) Las respuestas de las autoridades francesas a la decisión de incoar el procedimiento, de 17 de diciembre de 2016, se refieren, por un lado, a la calificación de servicio de interés económico general y, por el otro, a la compatibilidad de la medida con las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía.

([19]) Decisión de incoar el procedimiento de la Comisión Europea SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N), considerando 137, de 13 de noviembre de 2015.

5.1.1. *Calificación del suministro como un servicio de interés económico general*

5.1.1.1. Primer criterio: misión del servicio de interés económico general

(76) Las autoridades francesas hacen hincapié en la identificación clara de una amenaza para la seguridad del suministro de energía de Bretaña, gracias a los informes de vigilancia del equilibrio entre la oferta y la demanda y los planes de previsiones del equilibrio entre la oferta y la demanda realizados por el gestor de la red ([20]). Estos riesgos se confirman a pesar de las diferencias pasadas entre los estudios de adecuación y la realidad.

(77) Según las autoridades francesas, Bretaña sufre, por un lado, una falta de capacidad importante que exige la importación de la mayor parte de la electricidad desde otras regiones. Por otro lado, el aumento del consumo de electricidad en Bretaña es significativamente superior al del resto de Francia debido al crecimiento demográfico, lo cual provoca mayor sensibilidad del consumo regional a las olas de frío.

(78) Por otro lado, la situación geográfica peninsular de Bretaña limita las posibilidades de transporte de la electricidad y, según las autoridades francesas, disminuye la tensión de la red. La tensión es uno de los parámetros de seguridad principales del sistema de electricidad. Debido a las grandes distancias que recorre la electricidad (desde el valle y el estuario del Loira) hasta llegar a Bretaña, la circulación de corriente por la línea provoca una bajada de tensión, que es más débil al final que al principio de la línea, generando así un aumento de las pérdidas de transmisión y una disminución de la calidad de onda en la red local.

(79) Asimismo, las autoridades francesas destacan las deficiencias que afectan a las decisiones de explotación e inversión, así como al mercado de la electricidad de Francia y de Bretaña: la ausencia de un sistema de medición que permita controlar el consumo en tiempo real, la ausencia de zonas de precios diferenciadas que reflejen las limitaciones de la red, señales de precios insuficientes para alentar la diversificación del suministro eléctrico por parte de los inversores privados, riesgos que pueden tener un impacto sobre las condiciones de financiación de los inversores privados. Por otro lado, según las autoridades francesas, la creación de una zona de mercado en Bretaña no respetaría las condiciones normales de mercado, pues no daría las señales de precios específicas necesarias para atraer a inversores privados a las zonas con mayor necesidad de tensión.

(80) Las autoridades francesas afirman que se respeta la obligación de no discriminación pues, según ellas, esta no se refiere a las tecnologías, sino a las empresas.

(81) En lo que respecta al dimensionamiento de la capacidad, las autoridades francesas advierten que la falta de capacidad se verá incrementada por el cierre anticipado de las TC de Brennilis y Dirinon (320 MW), así como por la reducción de capacidad de la planta de Cordemais (1 400 MW para los dos reactores) por motivos medioambientales. Se calcula que el déficit de energía será de entre 200 MW y 600 MW en el período 2017-2020. El cierre definitivo de estas instalaciones se prevé a más tardar para 2023.

(82) Las autoridades francesas consideran que la licitación no afectará en nada las decisiones de inversión en otras tecnologías, pues la medida solo está destinada a compensar los costes adicionales propios de la tecnología utilizada (en particular, el refuerzo de la red de gas), así como las limitaciones asociadas al plazo de construcción, que no afectan a las otras tecnologías.

(83) Por los mismos motivos, las autoridades francesas destacan que la licitación no contribuye a la pérdida de dinero que pudiera afectar al desarrollo de otras capacidades, pues la medida solo pretende compensar los costes adicionales asociados a la tecnología utilizada (CCG). Además, debido al cierre de cuatro centrales de tipo TC de aquí a 2023, el impacto de la puesta en servicio de la nueva central de tipo CCG de Landivisiau reducirá el impacto sobre la pérdida de dinero.

(84) A diferencia de lo dispuesto en el considerando 76 de la decisión de incoar el procedimiento, las autoridades francesas consideran que la medida no es discriminatoria. Aunque reconocen que la medida no es neutra desde el punto de vista tecnológico, pues la licitación impone el uso de la tecnología CCG, consideran que respetar la obligación de no discriminación impuesta por la Directiva 2009/72/CE no implica la prohibición de elegir una tecnología particular en el marco de una licitación para una capacidad de producción, dado que todas las empresas pueden acceder a esta tecnología.

(85) Por último, las inversiones en el refuerzo de la red de gas facilitarán la instalación de medios adicionales alimentados con gas natural.

([20]) Plan de previsiones de RTE de 2013.

5.1.1.2. Tercer y cuarto criterio: proporcionalidad y elección del candidato capaz de presentar la oferta de menor coste

(86) Según las autoridades francesas, en primer lugar, la introducción de un mecanismo de recuperación habría reducido las expectativas de facturación de los candidatos por la venta de electricidad en el mercado y los habría incitado a solicitar automáticamente una prima más alta. En segundo lugar, las autoridades subrayan que, habida cuenta de la estrecha correlación, en el caso de la tecnología CCG, entre los productos y los costes del gas, la TIR del proyecto es relativamente insensible a las fluctuaciones del volumen de negocios. Por último, las autoridades francesas hacen hincapié en motivos prácticos: sería difícil introducir este mecanismo *a posteriori* y su aplicación podría generar inseguridad jurídica.

(87) En segundo lugar, las autoridades francesas consideran que la cantidad de zonas aptas para el emplazamiento de un candidato era lo suficientemente amplia como para no excluir a ninguno. Se estima que la zona subvencionable tiene entre 2 000 km² y 4 000 km² de superficie libre, mientras que el espacio necesario para la obra de construcción de la central eléctrica de tipo CCG es de 15 hectáreas. Los candidatos también habrían podido elegir otros emplazamientos, solicitando la modificación del plan local de urbanismo en unos plazos compatibles con los fijados en la licitación. Según las autoridades francesas, no se le impidió a ningún candidato participar en la licitación debido a la falta de un emplazamiento adecuado.

(88) Las autoridades francesas relativizan el papel de los criterios medioambientales en la selección del ganador de la licitación, debido a la diversidad de medidas posibles que los candidatos habrían podido ejecutar para obtener una calificación satisfactoria desde el punto de vista medioambiental. Agregan igualmente que las tres candidaturas presentadas ante la Comisión de Regulación de Energía obtuvieron calificaciones similares en lo que respecta a los aspectos medioambientales.

(89) En lo que concierne al carácter potencialmente discriminatorio de la elección de la tecnología, las autoridades destacan el gran alcance y la accesibilidad de dicha tecnología en Europa. También subrayan que, en vista de la similitud entre las tecnologías consideradas (TGCA ([21]), CCG y TC), ningún candidato se especializa exclusivamente en una de estas tecnologías de gas y podría haberse sentido discriminado por la medida. Por consiguiente, no habría dudas sobre el respeto de la neutralidad tecnológica por parte de la medida.

5.1.2. *Compatibilidad con las Directrices*

5.1.2.1. Interés común

(90) Las autoridades francesas recuerdan que el objetivo de la medida es asegurar el suministro eléctrico de Bretaña de dos maneras: garantizando, por un lado, el equilibrio entre la oferta y la demanda y, por el otro, el mantenimiento de la tensión de la red eléctrica.

(91) Las autoridades francesas precisan que el equilibrio entre la oferta y la demanda se alcanzará a través de la medida, que permitirá aumentar las capacidades de producción, de manera que puedan adaptarse en las horas punta de consumo y, en particular, en el oeste de la región (adecuación de la oferta a la demanda de potencia reactiva).

(92) Por último, las autoridades francesas destacan que, el hecho de que no se hayan constatado cortes de suministro eléctrico en el pasado no justifica que no se adopten medidas contra los riesgos detectados de cortes futuros.

5.1.2.2. Necesidad

(93) En primer lugar, las autoridades francesas justifican la necesidad de la medida mediante datos cuantitativos. En caso de cese de actividad de las cuatro turbinas de combustión de Brennelis y Dirinon y de los grupos de fueloil de la planta de Cordemais, se calcula que la falta residual de capacidad sería de entre 200 MW y 600 MW por año durante el período 2017-2023. Estas centrales deberán dejar de funcionar a más tardar en 2023.

(94) En segundo lugar, las autoridades francesas justifican la necesidad de la medida por las deficiencias del mercado, que se ven reflejadas, en particular, en la ausencia de inversión en Bretaña a pesar de la existencia de una necesidad colectiva.

(95) En tercer lugar, las autoridades francesas consideran que no es necesario crear una zona de precios para Bretaña. Para empezar, esa zona, aplicada a toda la región de Bretaña, no permitiría alcanzar el objetivo de mantener la tensión en la zona misma. Por otro lado, si se limitara dicha zona al oeste de Bretaña, no se emitirían las señales de precios suficientes para activar la inversión, debido a la ausencia de congestión de la red eléctrica en el tránsito

([21]) Open cycle gas turbine: turbina de gas de ciclo abierto.

con el resto de la región. Según las autoridades francesas, el tamaño reducido de esta zona hace que no sea lo suficientemente atractiva para proveedores pequeños. No hay garantía de que la zona de precios indique el valor real de un medio de producción en Bretaña e incite a la inversión, debido al bajo grado de congestión de la red. Tampoco hay garantía de que esta inversión sea más ventajosa para la colectividad desde el punto de vista económico que una licitación particular. Por último, las autoridades hacen hincapié en los costes que generaría la creación de una zona de precios específica para Bretaña: la necesidad de reestructurar los mercados mayoristas, la asignación de derechos de transporte y la perecuación tarifaria ([22]) para no penalizar a los consumidores de Bretaña. Es posible que los plazos de ejecución no permitieran satisfacer las necesidades a más corto plazo de seguridad del suministro eléctrico del sistema bretón.

(96) En cuarto lugar, las autoridades francesas advierten que la producción eléctrica de Bretaña se basa mayoritariamente en fuentes de energía renovable, en particular, la energía eólica. Por consiguiente, la gestión de la intermitencia es un desafío cada vez mayor en Bretaña y requiere una disponibilidad cada vez mayor de medios flexibles como los de la central de tipo CCG de Landivisiau.

(97) En quinto lugar, la construcción de un medio de producción en Bretaña podría ser beneficioso para todos los consumidores franceses fuera de los períodos de congestión de la red, pues limitaría el riesgo de colapso de la tensión, contribuyendo así a reducir las pérdidas en línea y a mejorar el grado de adecuación de la capacidad en general.

(98) En sexto lugar, las autoridades francesas consideran que la necesidad de la medida está justificada por la necesidad de evitar el colapso de la tensión en toda la región de Bretaña, lo cual no sería posible únicamente mediante la instalación de líneas eléctricas.

(99) Por último, las autoridades francesas destacan que, debido al cese de actividad de las turbinas de combustión de Brennelis y Dirinon, la variación de la capacidad térmica de la región será reducida, del orden de los 100 MW. En ese contexto, el impacto sobre la pérdida de dinero será muy limitado.

5.1.2.3. Adecuación de la medida

(100) En lo que respecta a la remuneración, las autoridades francesas consideran que es adecuada puesto que se trata de una remuneración de la capacidad y, por lo tanto, no estimula la producción de modo alguno.

(101) Como se indica en el considerando 95, el fraccionamiento de la zona tarifaria no es una medida adecuada, en particular, para garantizar el mantenimiento de la tensión.

(102) Si bien las autoridades francesas no niegan que la medida notificada sea selectiva, consideran que, por un lado, la tecnología elegida es la más adecuada para satisfacer la necesidad identificada y que, por tanto, habría sido elegida de haberse realizado una licitación neutral desde el punto de vista tecnológico y, por el otro, la medida no reemplaza el desarrollo equilibrado y justo de todas las tecnologías necesarias para garantizar el suministro, incluidas la interrumpibilidad, las interconexiones y el almacenamiento.

(103) Además, según las autoridades francesas, la potencia de 450 MW se justifica por el criterio de falta de capacidad durante las horas punta de consumo (previsiones de RTE de 2012).

(104) Por otro lado, la adecuación de la tecnología queda demostrada por las características técnicas necesarias para satisfacer las necesidades específicas: un tiempo de movilización de quince horas como máximo (con el generador detenido) o de dos horas (con el generador en funcionamiento), una oferta de ajuste de un tiempo mínimo inferior o igual a tres horas (con el generador en funcionamiento) u ocho horas (con el generador detenido). No existen limitaciones de tiempo máximo para la activación de las ofertas de ajuste. Las autoridades francesas sostienen que las otras tecnologías (TGCA, TC) y la interrumpibilidad no satisfacen estas exigencias técnicas.

(105) Según las autoridades francesas, no puede reprochárseles que no hayan considerado en la licitación tecnologías distintas de la de ciclo combinado de gas ([23]). Invocan el artículo 194 del TFUE, según el cual las medidas adoptadas por la Unión Europea no afectarán el derecho de un Estado miembro de determinar la estructura general de su abastecimiento energético: la decisión de elegir una central eléctrica de gas entra en el ámbito de competencia nacional y no puede constituir un motivo de incompatibilidad de la medida.

([22]) La perecuación tarifaria es la práctica de aplicar las mismas tarifas en todo el territorio.
([23]) Considerando 6 de la respuesta de las autoridades francesas de 17 de diciembre de 2015.

(106) En lo que respecta a la interrumpibilidad, las autoridades francesas consideran que uno de los objetivos de la medida es el mantenimiento de la tensión en la región, que requiere la inyección de electricidad local y para lo cual no basta la capacidad de interrumpibilidad eléctrica.

(107) Las otras tecnologías no habrían podido seleccionarse sin solicitar una prima superior.

(108) La tecnología CCG se justifica por la gran cantidad de horas de utilización que se requieren para mantener el nivel de tensión. Las TC solo serían rentables si se requiriera un suministro de un centenar de horas. Las necesidades de suministro de gas también justifican la utilización de esta tecnología; una turbina de combustión habría requerido un 50 % más de gas. Es cierto que una TGCA cuesta menos dinero que una de tipo CCG, pero el elevado coste del suministro de gas justifica la utilización de un generador de mayor rendimiento.

(109) La tecnología de interrumpibilidad no es compatible con una necesidad de suministro de unos cuantos miles de horas. Tampoco satisface la necesidad de producción. Lo mismo ocurre con las centrales de generación intermitentes de energía renovable, debido a la imposibilidad de controlar la producción. Las tecnologías de almacenamiento descentralizado presentan costes de inversión demasiado elevados para competir con la tecnología CCG. Una nueva interconexión no habría sido suficiente para competir con la tecnología CCG debido al problema del mantenimiento de la tensión.

(110) Por otro lado, la intermitencia de los sistemas eólicos y fotovoltaicos sería demasiado grande como para asumir un compromiso de disponibilidad a un precio competitivo. Los sistemas hidráulicos existentes también son intermitentes. Las capacidades existentes de generación térmica renovable ya cuentan con una ayuda estatal, por lo que no habrían podido proponerse para la licitación. Las capacidades térmicas procedentes de combustibles fósiles, por su parte, habrían requerido una inversión considerable hasta 2023. Según las autoridades francesas, estos argumentos demuestran la adecuación de la tecnología elegida.

5.1.2.4. Proporcionalidad

(111) Las autoridades francesas subrayan que la rentabilidad del proyecto, calculada según una TIR de *[5-10]* %, es menor que la exigida por los inversores para este tipo de proyecto.

(112) A este respecto, las autoridades francesas precisaron que es demasiado tarde para introducir un mecanismo de recuperación y que una medida semejante provocaría una disminución de la facturación y la necesidad de solicitar una prima más alta a fin de neutralizar el impacto sobre la rentabilidad del proyecto.

(113) Por estos motivos, las autoridades francesas consideran que la medida es proporcionada.

5.1.2.5. Falseamiento de la competencia

(114) Según las autoridades francesas, la medida no desalienta la inversión en capacidades de interconexión, en particular, entre Francia e Irlanda.

(115) Además, no existe riesgo de que la medida refuerce la posición dominante de EDF. De hecho, el ganador de la licitación tendrá más motivos para comercializar por su cuenta la electricidad producida en el mercado. Vender la electricidad a EDF a un tipo de descuento del 5 %, como se explica en el considerando 53, es menos ventajoso que venderla al 100 % de su valor de mercado. Esta es, pues, una alternativa posible desde el punto de vista jurídico pero poco justificada desde el punto de vista económico.

5.2. **Respuesta a las observaciones de terceros**

5.2.1. *Necesidad de la medida*

(116) Las autoridades francesas consideran que el cuestionamiento del proyecto por parte de varias partes interesadas fundado en el escaso aumento del consumo no está justificado. De hecho, destacan que el consumo eléctrico de Bretaña aumentó un 9,9 % entre 2006 y 2014, mientras que el resto del país presentó un incremento medio de tan solo el 2,9 %. Las autoridades francesas también citan un estudio según el cual Bretaña sería la tercera región más dinámica de Francia en lo que respecta al aumento del consumo eléctrico ([24]).

(117) Asimismo, las autoridades francesas recuerdan que la estructura particular del consumo eléctrico de la región, integrada mayormente por los sectores residencial y terciario, genera una mayor sensibilidad del consumo de la región a las olas de frío. Por consiguiente, Bretaña representa el 6,3 % del aumento del consumo en horas punta y tan solo el 4,4 % del consumo anual de electricidad.

([24]) Resumen de los balances de energía eléctrica regionales de 2014-RTE, véase el anexo 1.

(118) La desaceleración económica y el aumento de la eficiencia energética impulsada por la evolución del marco regulatorio limitan el crecimiento de la demanda, que permaneció estable por primera vez en 2014. Por el contrario, el crecimiento de la cantidad de hogares provocado por una demografía dinámica, la evolución de los estilos de vida impulsada por el auge de las tecnologías de la información y de la comunicación, el comienzo de la difusión del vehículo eléctrico y el desarrollo del parque de bombas de calor estimulan la demanda. Asimismo, según las autoridades francesas, las últimas previsiones de aumento del consumo eléctrico de Bretaña siguen siendo superiores a la media del país.

(119) Por último, las autoridades francesas destacan que las comparaciones entre las previsiones del PEB y el consumo real deben referirse a un mismo ámbito. Así pues, las previsiones del PEB incluyen el consumo asociado a las pérdidas de la red, el cual no fue tenido en cuenta sistemáticamente en las comparaciones hechas por las asociaciones que respondieron a la solicitud de la Comisión. Las autoridades francesas consideran que este error provoca una interpretación engañosa de los datos. Además, creen que varias asociaciones basan sus opiniones en análisis erróneos que no pueden reemplazar los análisis llevados a cabo por RTE, en especial, en lo que respecta a la disponibilidad de las energías intermitentes.

5.2.2. *Legalidad de la financiación de la medida*

(120) Según se explica en el considerando 68, apartado 2, algunas partes interesadas consideran que la financiación de la medida sería ilegal, pues la CSPE estaría exclusivamente reservada a la financiación de las energías renovables.

(121) Las autoridades francesas impugnan este razonamiento. De hecho:

a) El fundamento jurídico de la licitación es la programación plurianual de inversiones de 2009, que identifica los riesgos para la seguridad del abastecimiento de Bretaña y destaca la necesidad de implantar un medio de producción clásico en la región.

b) El artículo L. 311-10 del Código de la Energía dispone que se puede convocar una licitación «cuando las capacidades de producción no respondan a los objetivos de la programación plurianual de inversiones, en particular, los relacionados con las técnicas de producción y la ubicación de las instalaciones». Este es pues el caso de la licitación en cuestión.

c) Por último, el apartado 1 del artículo L. 121-7 del Código de la Energía dispone que los gastos imputables a las misiones de servicio público incluyen «los costes adicionales, en su caso, generados por la aplicación de los artículos L. 311-10 a L. 311-13-5».

Los textos citados anteriormente demuestran que la financiación de las licitaciones organizadas de conformidad con el artículo L. 311-10 del Código de la Energía podía efectivamente realizarse en concepto de compensación de los gastos imputables a las misiones de servicio público, aunque no estuviesen relacionadas con la energía renovable.

(122) Por último, según las autoridades francesas, la reforma de la CSPE a fines de 2015 no ha modificado estas indicaciones. La financiación de la medida se hará mediante créditos presupuestarios.

5.2.3. *Impacto sobre la competencia*

(123) Según se explica en el considerando 74, ENGIE considera que la licitación permitirá reforzar la posición dominante del grupo EDF, que sería el único productor capaz de evitar el cierre de sus instalaciones pese a la disminución inevitable de su rentabilidad en el futuro. Por el contrario, las autoridades francesas consideran que la llegada de un nuevo participante al mercado de la producción de electricidad contribuirá a aumentar la competencia.

5.2.4. *Procedimiento transparente-consulta pública*

5.2.4.1. Existencia de un debate público

(124) Varias partes interesadas consideraron que el debate público sobre el proyecto no fue suficiente. Por el contrario, las autoridades francesas piensan que el procedimiento del debate público es satisfactorio. Así:

(1) El proyecto se autorizó mediante una orden gubernativa (*arrêté préfectoral*) que establece las disposiciones que el operador deberá cumplir para garantizar la protección del medio ambiente, de conformidad con el Título 1 del Libro V del Código de Medio Ambiente, relativo a las instalaciones clasificadas para la protección del medio ambiente.

(2) El proyecto fue sometido a una encuesta pública que tuvo lugar desde el 15 de septiembre de 2014 hasta el 31 de octubre de 2014 en las condiciones estipuladas en la orden gubernativa de 18 de agosto de 2014. Las conclusiones de dicha encuesta pública subrayan que la información proporcionada por el público fue suficiente y permitió alcanzar una verdadera concertación. Además, las autoridades francesas recuerdan que el hecho de que la mayoría de las respuestas recibidas sean desfavorables no pone en tela de juicio la decisión motivada de la comisión de investigación.

(3) Por otro lado, las autoridades francesas recordaron que el debate tuvo lugar a nivel local y regional y que la concertación permitió no solo informar al público, sino también formar grupos de trabajo integrados por las asociaciones a favor o en contra del proyecto.

5.2.4.2. Objeto de la prima

(125) Las autoridades francesas consideran que la afirmación de una de las partes interesadas acerca de que la licitación no fue transparente porque el objeto de la prima no se definió con claridad carece de fundamentos.

(126) Según esta parte interesada, aun cuando la prima estaba destinada a cubrir únicamente los costes adicionales asociados a la ubicación de la central, el transporte del gas y la fecha de puesta en servicio, algunos candidatos habrían solicitado una compensación adicional por la falta de rentabilidad de la central. Una compensación semejante no se ajustaría al pliego de condiciones y generaría un falseamiento de la competencia respecto del parque de ciclos combinados existente, por lo que crearía un perjuicio.

(127) Las autoridades francesas recordaron que el candidato seleccionado solo puede recibir el monto de la prima propuesta. Todo candidato que exija un pago complementario al de la prima fija, cuyo objeto se define perfectamente en el pliego de condiciones, no se ajustaría a las condiciones de la licitación. Por consiguiente, no puede preverse ningún pago complementario (compensación), y menos tenerse en cuenta para la evaluación del criterio de la prima. La CRE recordó este punto al responder una pregunta hecha por un candidato en el marco del procedimiento de licitación.

(128) Por otro lado, según las autoridades francesas, este punto no ha sido objeto de malas interpretaciones por parte de los candidatos que presentaron ofertas, quienes han sabido integrar en el monto de la prima propuesta el coste adicional asociado a la puesta en servicio de las instalaciones en un contexto económico degradado.

6. **EVALUACIÓN DE LA MEDIDA**

6.1. **Existencia de la ayuda**

(129) El artículo 107, apartado 1, del TFUE define las ayudas estatales como «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, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros».

(130) Se desprende del considerando anterior que, para que una medida pueda calificarse de ayuda estatal, deben cumplirse de manera acumulativa las tres condiciones siguientes: a) la medida debe ser imputable al Estado y ser financiada mediante fondos estatales; b) la medida debe conceder una ventaja selectiva que pueda favorecer a determinadas empresas o a la producción de determinados bienes; c) la medida debe falsear o amenazar con falsear la competencia y debe poder afectar a los intercambios comerciales entre los Estados miembros.

6.1.1. *Ayuda imputable al Estado y financiada mediante fondos estatales*

(131) Para ser considerada ayuda estatal, una medida financiera debe ser imputable al Estado miembro y ser financiada, directa o indirectamente, mediante fondos estatales.

(132) En este caso, se prevé que la retribución percibida por CEB repercuta en el precio minorista de la electricidad a través de la tasa CSPE (véase el considerando 42).

(133) Según se explica en la decisión de incoar el procedimiento, la Comisión concluye que la CSPE es un fondo del Estado pues constituye una «tasa impuesta por el Estado, recaudada y gestionada por una entidad designada por el Estado para administrar el régimen de ayuda de conformidad con las normas establecidas por el Estado». Según la decisión del Tribunal ([25]), los fondos que se nutren de cotizaciones obligatorias impuestas por la legislación de un Estado miembro, gestionadas y distribuidas de conformidad con las disposiciones de dicha legislación, pueden considerarse como fondos estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE, aun cuando sean gestionados por entidades públicas o privadas distintas de la autoridad pública ([26]).

(134) Por último, la medida es imputable al Estado porque el anuncio de licitación fue publicado por el ministro de Energía, quien eligió al candidato.

6.1.2. *Ventaja económica*

(135) Para ser considerada como una ayuda, de conformidad con el artículo 107, apartado 1, del TFUE, la medida debe constituir una ventaja para la empresa beneficiaria, lo cual significa que dicha empresa no habría obtenido esa ventaja en las condiciones normales de mercado, es decir, de no haber intervenido el Estado.

(136) Las autoridades francesas consideran que la medida no constituye una ventaja económica, ya que reúne todos los criterios establecidos en la jurisprudencia *Altmark* ([27]). En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión expresó dudas al respecto de esta apreciación y, en particular, sobre si se cumplía el primer criterio.

(137) Procede evaluar con arreglo a la jurisprudencia *Altmark* ([27]), si la medida en cuestión concede una ventaja a CEB.

(138) En la sentencia *Altmark*, el Tribunal determinó que «si una intervención estatal debe considerarse una compensación que constituye la contrapartida de las prestaciones realizadas por las empresas beneficiarias para el cumplimiento de obligaciones de servicio público, de forma que estas empresas no gozan, en realidad, de una ventaja financiera y que, por tanto, dicha intervención no tiene por efecto situar a estas empresas en una posición competitiva más favorable respecto a las empresas competidoras, tal intervención no está sujeta al artículo 92, apartado 1, del Tratado» ([28]).

(139) Debe recordarse que las autoridades francesas consideran que la medida no constituye una ventaja económica, pues reúne todos los criterios establecidos en la jurisprudencia *Altmark*.

(140) En efecto, según el Tribunal de Justicia ([29]), para que la compensación de un servicio público no se considere una ayuda estatal, deben cumplirse los cuatro criterios acumulativos siguientes:

1) la empresa beneficiaria debe efectivamente estar encargada del cumplimiento de las obligaciones de servicio público y dichas obligaciones tienen que definirse claramente;

2) los parámetros para el cálculo de la compensación deben establecerse previamente de forma objetiva y transparente;

3) la compensación no puede superar el monto necesario para cubrir total o parcialmente los gastos ocasionados por la ejecución de las obligaciones de servicio público, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones; y

4) cuando la elección de la empresa encargada de ejecutar las obligaciones de servicio público no se haya realizado en el marco de un procedimiento de contratación pública que permita seleccionar al candidato capaz de prestar estos servicios al menor coste para la colectividad, el monto de la compensación necesaria debe calcularse sobre la base de un análisis de los costes que una empresa mediana, bien gestionada y adecuadamente equipada con los medios necesarios para poder cumplir las obligaciones de servicio público, habría soportado para ejecutar estas obligaciones, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones.

([25]) Sentencia del TJUE de 19 de diciembre de 2013, Vent de Colère!/Ministre de l'Ecologie, C-262/12.
([26]) Sentencia del TJUE de 2 de julio de 1974, Italia/Comisión (173/73, Rec. p. 709, apartado 35).
([27]) TJUE, 24 de julio de 2003, Altmark Trans GmbH y Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft GmbH, asunto C-280/00.
([28]) Ídem, considerando 87.
([29]) Ídem, considerandos 88 a 94.

(141) En lo concerniente al primer criterio, si bien se admite que los Estados miembros disponen de un amplio margen de apreciación a la hora de definir servicios como obligaciones de servicio público ([30]), el Tribunal recordó recientemente ([31]) que, de conformidad con el apartado 46 de la Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general, cuando existan normas específicas de la Unión que enmarquen la definición del contenido o del perímetro de un servicio de interés económico general (SIEG), el margen de apreciación de los Estados miembros está vinculado a estas normas. Estas normas tienen el objetivo general de armonizar las legislaciones para suprimir los obstáculos a las libertades de circulación y a la libre prestación de servicios. El hecho de que se adopten sobre la base de otras disposiciones del Tratado que las que rigen el control de las ayudas estatales y que tengan como principal objetivo la realización del mercado interior no limita en modo alguno su pertinencia respecto del primer criterio *Altmark*.

(142) En vista de las observaciones de las partes interesadas y las respuestas formuladas por las autoridades Francesas (sección 5), la Comisión considera que la medida no cumple con el primer criterio *Altmark* relativo a la calificación de obligación de servicio público, en particular, en el sector de la energía, por dos motivos.

(143) En primer lugar, como explicó la Comisión ([32]), no corresponde calificar de obligación de interés público a una actividad que ya efectúa o puede efectuar satisfactoriamente el mercado. En este análisis también deben tenerse en cuenta las mejoras posibles del funcionamiento del mercado que puedan efectuar los Estados miembros. En efecto, si es posible realizar dichos cambios, no resulta adecuado calificar la actividad de obligación de interés público. Sin embargo, en este caso, puede considerarse que el mercado es disfuncional, pues sus precios no son lo suficientemente atractivos para activar la inversión en el mercado local. Esto ocurre en particular en los mercados a corto plazo, como los mercados de balance, cuyos mecanismos de ajuste todavía no generan, en la fecha del proyecto, señales de precios locales lo suficientemente atractivos.

(144) En segundo lugar, la discriminación de tecnologías no permite calificar al servicio de obligación de servicio público. En este caso, el artículo 3 de la Directiva sobre electricidad ([33]) prevé en su apartado 2 condiciones específicas para que los Estados miembros puedan ejecutar obligaciones de servicio público en el mercado de la electricidad liberalizado. En particular, el artículo 3, apartado 2, impone objetivos específicos a los Estados miembros para la ejecución de obligaciones de servicio público en el mercado de la energía ([34]): «los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluidas la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima.» El artículo 3, apartado 2, prevé asimismo que las obligaciones de servicio público del mercado de la energía «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».

(145) La Comisión considera que el criterio de no discriminación, analizado con el objeto de determinar la existencia de una obligación de interés público, debe interpretarse de manera estricta. La notificación comunicada por las autoridades francesas precisa que la licitación se refiere a la construcción y la explotación de una central eléctrica de ciclo combinado ([35]). En otras palabras, la licitación se limitó a una sola tecnología (la tecnología CCG) y excluyó en particular las tecnologías convencionales de tipo TGCA o TC, que también habrían podido suministrar los servicios requeridos por la central beneficiaria.

(146) Como se explica en los considerandos 84 y 89, las autoridades francesas consideran que el hecho de que la medida no sea neutral desde el punto de vista tecnológico no la hace discriminatoria en el sentido del artículo 3, apartado 2, de la Directiva 2009/72/CE, ya que todas las empresas tienen acceso a la tecnología CCG, así como a las demás tecnologías convencionales. Ahora bien, las medidas de ayuda deben concebirse de tal manera que todas las capacidades de producción que puedan contribuir de manera efectiva a solucionar un problema de adecuación de capacidades de producción participen en dichas medidas, en particular, los productores que utilicen tecnologías diferentes. Por consiguiente, el argumento de las autoridades francesas de que todas las empresas tendrían acceso a la tecnología CCG no permite excluir la naturaleza discriminatoria de la medida.

([30]) Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general (DO C 8 de 11.1.2012, p. 4), apartado 46.
([31]) Tribunal, 1 de marzo de 2017, asunto T-454/13, SNCM/Comisión, apartado 113.
([32]) Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general (DO C 8 de 11.1.2012, p. 4), apartado 48.
([33]) Directiva 2009/72/CE.
([34]) Asunto C-242/10 — *Enel Produzione*, ECLI:EU:C:2011:861, apartado 42.
([35]) Apartado 20 de la notificación comunicada por las autoridades francesas.

(147) Por otro lado, la Comisión observa que la licitación estaba destinada a aumentar el nivel de producción de electricidad de la región a fin de garantizar la seguridad del suministro pese al cierre programado de varias instalaciones de producción y a solucionar el problema recurrente de tensión de Bretaña. Para alcanzar estos dos objetivos, el pliego de condiciones enumeraba una serie de requisitos que debía cumplir la central beneficiaria: tener una potencia activa de alrededor de 450 MW (+/– 10 %), estar ubicada en el oeste de Bretaña y estar disponible en todo momento para su movilización por parte de RTE mediante mecanismos de ajuste. En lo que respecta a este último requisito, el pliego de condiciones precisaba que el tiempo para la movilización por parte de RTE no debía superar las quince horas con el generador detenido y dos horas con el generador en funcionamiento, que no debía existir un tiempo máximo para la activación de la oferta de ajuste y que el tiempo mínimo de la oferta de ajuste debía ser inferior o igual a tres horas con el generador en funcionamiento y ocho horas con el generador detenido. Estos requisitos pretenden garantizar la reactividad y la flexibilidad de la central para que RTE tenga la seguridad de poder movilizarla para responder a necesidades concretas y temporales, garantizando a la vez el mantenimiento de la tensión y el balance local. Las autoridades francesas no niegan en los considerandos 107 y 108 que estos requisitos puedan ser satisfechos por cualquier central convencional, es decir de tipo CCG, TGCA y TC.

(148) Del mismo modo, el análisis de adecuación de las diferentes tecnologías para alcanzar los objetivos enunciados en la licitación permite concluir que las tres tecnologías convencionales (CCG, TGCA y TC) habrían podido satisfacer las necesidades identificadas por las autoridades francesas, aunque en condiciones de eficiencia diferentes. Sin embargo, la licitación se limita a la construcción de una central de tipo CCG. Por tanto, la Comisión concluye que la licitación es discriminatoria.

(149) Ahora bien, como subraya el considerando 144, la obligación de servicio público debe ser necesariamente no discriminatoria. Por consiguiente, la discriminación comprobada de ciertas tecnologías convencionales no permite calificar la medida de obligación de servicio público.

(150) En consecuencia, el argumento que las autoridades francesas presentan en el considerando 84 de que la medida no discrimina otros tipos de tecnologías convencionales es inadmisible. La Comisión concluye, pues, que la medida no puede ser calificada de obligación de servicio público. Por consiguiente, no se cumple el primer criterio de la jurisprudencia *Altmark*.

(151) La medida también constituye una ventaja. En efecto, a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE, una ventaja es todo beneficio económico que una empresa no habría podido obtener en condiciones normales de mercado, es decir, sin la intervención estatal. En este caso, el consorcio percibirá una prima que no se concede en condiciones normales de mercado, sino que es el resultado de una subvención pública. Por consiguiente, la medida puede calificarse de ventaja concedida al ganador de la licitación.

(152) En segundo lugar, para que se considere selectiva, a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE, una ayuda debe favorecer a «determinadas empresas o producciones». En este caso, la medida se concede de forma exclusiva al ganador de la licitación y, por lo tanto, se considera selectiva.

(153) Por consiguiente, la Comisión considera que la medida concede una ventaja selectiva, a tenor de lo dispuesto en el artículo 107, apartado 1, del TFUE.

6.1.3. *Efectos sobre la competencia y los intercambios comerciales entre los Estados miembros*

(154) Las ayudas públicas concedidas a las empresas, de conformidad con el artículo 107, apartado 1, solo afectan a la competencia en la medida en que «falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones» y que «afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros». Se considera que una medida concedida por el Estado falsea o amenaza con falsear la competencia cuando pueda mejorar la posición competitiva del beneficiario respecto de otras empresas con las que compita ([36]). En la práctica, el falseamiento en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE se manifiesta cuando el Estado concede una ventaja financiera a una empresa en un sector en el que existe competencia ([37]). En este caso, la medida refuerza la posición del consorcio CEB frente a otras empresas al permitirle aumentar su capacidad de producción de electricidad respecto de la competencia.

([36]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 17 de septiembre de 1980, Philip Morris, 730/79
([37]) Sentencia del Tribunal de 15 de junio de 2000, Alzetta, asuntos acumulados T-298/97 y T-312/97

(155) Las ayudas públicas para las empresas constituyen ayudas estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE solo cuando «afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros». Las ayudas públicas pueden afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros aunque los beneficiarios no participen directamente en el comercio transfronterizo. Además, ni la cuantía relativamente reducida de una ayuda ni el tamaño relativamente modesto de la empresa beneficiaria excluyen, en principio, la posibilidad de que se vean afectados los intercambios comerciales entre Estados miembros ([38]). En este caso, a causa de la naturaleza selectiva de la ayuda, el beneficiario de la ayuda obtendrá una ventaja que sus competidores extranjeros no tendrán.

(156) Por otro lado, los efectos de una ayuda sobre la competencia y los intercambios comerciales entre Estados miembros pueden caracterizarse desde el momento en que la medida beneficia a una empresa activa en un sector liberalizado a escala europea ([39]). En este caso, el sector de la energía es, en efecto, objeto de dicha liberalización.

(157) Por consiguiente, la medida falseará la competencia y afectará a los intercambios comerciales entre Estados miembros.

6.1.4. *Conclusión sobre la existencia de la ayuda*

(158) Por las razones mencionadas anteriormente, la Comisión considera que la medida constituye una ayuda estatal, a tenor de lo dispuesto en el artículo 107, apartado 1, del TFUE.

6.2. **Legalidad de la ayuda**

(159) La medida aún no ha sido ejecutada. Será pagada una vez que se haya puesto en servicio la central, a partir del *[…]*. Por consiguiente, se ejecutará con posterioridad a la presente Decisión, por lo que no puede ser considerada ilegal.

6.3. **Compatibilidad con el mercado interior**

6.3.1. *Justificación del marco analítico empleado*

(160) El servicio no puede calificarse de obligación de servicio público, según se explica en los considerandos 144 a 147. Por consiguiente, la Comunicación de la Comisión sobre el marco de los servicios de interés económico general no es aplicable en este caso.

(161) Así pues, la Comisión analiza la compatibilidad de la medida a la luz de lo dispuesto en la sección 3.9 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. Los apartados 19 a 34 de las Directrices definen la adecuación de las capacidades como: i) el nivel de capacidad de producción considerado adecuado para satisfacer los niveles de demanda en el Estado miembro en un período determinado; ii) basándose en el uso de un indicador estadístico convencional utilizado por organizaciones que ejercen un papel esencial, por ejemplo, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad).

(162) En lo que respecta al primer criterio, la Comisión considera que el objetivo de la medida es asegurar un nivel de capacidad de producción adecuado para satisfacer los niveles de demanda de Bretaña tanto desde el punto de vista cuantitativo (véase el considerando 166) como cualitativo (véase el considerando 174).

(163) En lo que respecta al segundo criterio, la Comisión considera que los indicadores que confirman la adecuación de la solución que ofrece la central de tipo CCG son lo suficientemente objetivos (véase el considerando 168).

6.3.2. *Objetivo de interés común y necesidad*

(164) La Comisión considera que la medida contribuye al alcance de un objetivo de interés común y es necesaria, de conformidad con las secciones 3.9.1 y 3.9.2 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, si cumple los siguientes criterios: i) el problema de adecuación de capacidades de producción se identifica mediante un indicador cuantificable y los resultados deben ser coherentes con el análisis realizado por la REGRT de Electricidad; ii) la medida debe tener un objetivo bien definido; iii) la medida debe estar destinada a resolver el problema y sus causas y, en particular, las deficiencias del mercado que le impiden alcanzar el nivel de capacidad necesario; y iv) el Estado miembro debe haber considerado otras alternativas para resolver el problema.

([38]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 14 de enero de 2015, Eventech/Parking Adjudicator, C-518/13.
([39]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 10 de enero de 2006, asunto C-222/04.

(165) El problema de la adecuación de la capacidad ha sido identificado y cuantificado con claridad. Según se explica en el considerando 81, el cierre, previsto en 2017 ante la ausencia de inversión en capacidad, de las cuatro turbinas de combustión de Brennelis y Dirinon y de los grupos de fueloil de la planta de Cordemais provocaría una falta de capacidad residual de entre 200 MW y 600 MW por año durante el período 2017-2023. Aunque se considerara la posibilidad de ampliar la vida útil de estas centrales, de todos modos deberían dejar de funcionar a más tardar en 2023. A este respecto, la Comisión destaca el carácter reducido de la producción de Bretaña, que representó el 13,3 % del consumo en 2014, del cual el 11,8 % correspondió a las energías renovables, lo cual revela el porcentaje reducido que representa la producción no intermitente. Estos datos desmienten el razonamiento de algunas partes interesadas (véase el considerando 55). Pero también confirman el razonamiento desarrollado por las mismas partes interesadas en los considerandos 61, 63 y 81.

(166) La Comisión considera que las autoridades francesas han objetivado de manera satisfactoria el riesgo asociado al mantenimiento de la tensión. De hecho, en cuatro ocasiones durante 2012, RTE decidió aplicar un procedimiento específico para luchar contra cualquier incidente relacionado con los colapsos de la tensión en Bretaña. Este procedimiento es un sistema de desconexión de carga que se activa en los períodos más críticos.

(167) La necesidad de la medida que presentaron las autoridades francesas se basa en datos cuantificados provenientes de estudios elaborados por RTE como parte de sus publicaciones anuales ([40]).

(168) Por un lado, el método empleado es conforme con el utilizado en el plan de previsiones de RTE. Este método se basa en un enfoque probabilístico según el cual los niveles de oferta y demanda son confrontados con una simulación de funcionamiento del sistema eléctrico europeo calculado por horas durante un año entero. Algunos parámetros, como la disponibilidad del parque, se apoyan en los parámetros de referencia de los estudios elaborados por la REGRT de Electricidad.

(169) Por otro lado, en cuanto al fondo, los datos comunicados se basan en los elementos del plan que permiten comprobar: i) una dinámica de consumo 2,7 veces superior a la tendencia nacional durante el período 2006-2012 (un aumento promedio del 1,6 % del consumo en los últimos seis años en Bretaña); ii) unas puntas de consumo que aún varían según las condiciones climáticas y son superiores a las variaciones promedio del resto de Francia, lo cual se explica principalmente por la estructura del consumo eléctrico de la región, integrada mayormente por los sectores residencial y terciario; iii) la insuficiencia de los medios locales de producción de Bretaña, que producen tan solo el 13 % de la energía eléctrica consumida en la región (véase el considerando 166; y iv) que las mejoras realizadas en la red solo resuelven de manera parcial el problema de adecuación. En efecto, el desequilibrio entre la energía producida y consumida reduce la seguridad del suministro eléctrico de la región, en especial, en los siguientes puntos de consumo: en el norte de Bretaña, que abarca la mayor parte del departamento de Côtes d'Armor, así como las aglomeraciones de Saint-Malo y Dinard, donde se interrumpiría el suministro en caso de indisponibilidad de la línea de 44 kV que conecta Domloup con Plaine Haute, y en la totalidad de la región de Bretaña, sometida a un riesgo de colapso de la tensión provocado por la lejanía entre las centrales de producción y los puntos de consumo. RTE realizó varias inversiones, en particular, la instalación entre 2011 y 2013 de medios de compensación repartidos por toda la región oeste y con una capacidad total de 1 150 MVAR (megavoltios amperios reactivos), a fin de garantizar el nivel de potencia necesaria en épocas de frío. Según RTE, esos medios de compensación deben ser completados mediante la conexión de la central de tipo CCG de Landivisiau para volver a garantizar la seguridad de suministro necesaria frente al riesgo de colapso de la tensión y así obtener una «red de seguridad» suficiente ([41]).

(170) La medida tiene, además, un objetivo bien definido que consiste en resolver las deficiencias del mercado, es decir, la ausencia de una inversión necesaria en Bretaña, a fin de evitar los colapsos de la tensión en toda la región, problema que no podría resolverse tan solo mediante la instalación de líneas eléctricas, como se explica en el considerando 98. La Comisión valida el razonamiento según el cual la región bretona sufre una pérdida de dinero causada por la falta de aumento suficiente de los precios debido a la escasez de electricidad en Bretaña, problema que no puede resolverse tan solo mediante el fraccionamiento de la zona tarifaria, según se indica en los considerandos 101 y 95. Por otro lado, el mecanismo de capacidad tampoco permite satisfacer las necesidades específicas de la región (véase el considerando 177).

(171) Según la Comisión, estos hechos explican de manera satisfactoria la ausencia de inversión en nuevas capacidades sin fondos de ayuda públicos.

(172) La medida está destinada a resolver las causas del problema identificado y, en particular, las deficiencias del mercado que le impiden alcanzar el nivel de capacidad necesario, de dos maneras. Por un lado, la elección de la tecnología CCG permite satisfacer a la vez las necesidades de potencia y de capacidad identificadas por el PEB.

([40]) Plan de previsiones de RTE de 2013
([41]) Plan de previsiones de RTE de 2013, p. 42.

Esta tecnología permite garantizar la seguridad del suministro y contribuir a mantener la tensión eléctrica en la zona. Este aspecto se desarrolla en el considerando 104 y siguientes. Por otro lado, el porcentaje de producción no intermitente y disponible en las horas punta durante el invierno es muy reducido, lo cual implica un riesgo.

(173) Con respecto a la justificación de la necesidad de mantener un nivel constante de tensión, la Comisión pone de relieve la existencia de una fragilidad eléctrica identificada por RTE en el norte de Bretaña. El norte de Bretaña cuenta con una línea de un solo circuito de 400 kV y el oeste, con dos líneas de 225 kV que vienen de la subestación de La Martyre. Cuando se producen roturas de línea entre Rennes y Saint-Brieuc, se generan sobrecargas en las dos líneas de 225 kV, agravadas por las caídas de tensión en la zona de Rance. Esta situación provocaría un riesgo de pérdida de la totalidad del suministro de la zona, en ausencia del sistema de desconexión de carga en el norte de Bretaña. Por otro lado, si aumenta el consumo en la zona oeste cuando una central no está disponible o cuando se produce un incidente en la red, Bretaña se expone a cortes localizados del suministro eléctrico y también a riesgos de colapso de la tensión en toda la región.

(174) El Estado miembro ha justificado su decisión de no recurrir a otras tecnologías (por ejemplo, las energías renovables), a la interrumpibilidad, al establecimiento de una zona tarifaria o a la instalación de líneas de interconexión. Según la Comisión, como se explica en el considerando 16, ninguna de estas alternativas podría responder por sí sola ante los riesgos señalados, en particular, el riesgo de caída de tensión.

(175) En lo que respecta a la justificación de la decisión de no recurrir únicamente a las líneas de interconexión, la Comisión destaca que la situación de Bretaña, situada al final de una línea, no es la misma que la de otras regiones francesas con características similares (la región Provenza-Alpes-Costa Azul, Franco Condado, Países del Loira, Córcega). El suministro eléctrico de estas regiones está garantizado mediante múltiples interconexiones con otras regiones. El mantenimiento de la tensión no es un problema. Además, no están situadas «al final de la red», como Bretaña. Córcega, que no cuenta con una interconexión suficiente ([42]), se beneficia de una capacidad importante en su propio territorio.

(176) El 8 de noviembre de 2016, la Comisión aprobó el proyecto francés del mecanismo de capacidad ([43]). Se prevé la participación de la central en el mecanismo de capacidad principalmente mediante el reajuste, que constituirá tan solo una porción marginal de sus ingresos totales (alrededor del 1,5 % de los ingresos totales anuales); la incidencia de este mecanismo sobre el proyecto y la evaluación de la medida son limitadas. El plan de negocios no prevé la participación en el mecanismo de capacidad más allá del reajuste. Si se produjera dicha participación, la remuneración correspondiente se deduciría del importe de la prima.

(177) Por otro lado, en su Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad ([44]), la Comisión consideró que, ante un problema local de adecuación de la capacidad de producción, la elección del mecanismo de capacidad dependía de las características específicas del mercado en cuestión ([45]). En este caso, la existencia de una demanda local en Bretaña no implicaría directamente la aparición de una oferta localizada en Bretaña. En efecto, el mercado de la electricidad francés no está en condiciones de hacer frente a la demanda existente para una capacidad local. Hoy en día, la naturaleza sumamente localizada de la falta de capacidad no puede resolverse tan solo mediante el mecanismo de capacidad aplicado recientemente en Francia.

(178) Por estas razones, la Comisión considera que la medida, que responde al objetivo de interés común de garantizar la seguridad del suministro de electricidad, es muy necesaria en Francia.

6.3.3. *Idoneidad de la ayuda*

(179) La sección 3.9.3 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía exige que la medida sea un instrumento de intervención adecuado para alcanzar el objetivo de interés común. Así pues, para ser considerada adecuada, la ayuda debe cumplir las condiciones siguientes: i) solo debe remunerar el servicio de disponibilidad de capacidad; ii) debe ofrecer incentivos adecuados tanto a los productores actuales como futuros, así como a los operadores que utilicen tecnologías sustituibles, como las soluciones de adaptación de la demanda o las soluciones de almacenamiento; y iii) debe tener en cuenta en qué medida la capacidad de interconexión puede remediar cualquier posible problema de adecuación de la capacidad de producción.

([42]) La potencia de la conexión submarina con Cerdeña (un solo cable) es de 100 MW desde 2010 (fuente: Informe sobre los sistemas de energía insulares — Córcega, julio de 2015).
([43]) Asunto SA.39621-Mecanismo de capacidad en Francia.
([44]) Informe de la Comisión — Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, de 30 de noviembre de 2016 (http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0752&from=ES)
([45]) Informe de la Comisión– Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, p. 17.

(180) En primer lugar, la Comisión señala que la prima excluye toda remuneración por la venta de electricidad. En efecto, la prima está compuesta por: i) un pago por el precio de la capacidad equivalente a *[50 000-60 000]* EUR/MW/año y de tres pagos relacionados con la ubicación del proyecto, a saber: (ii) un pago por el coste adicional asociado al transporte del gas de *[20 000-40 000]* EUR/MW/año; (iii) un pago por el coste adicional asociado a la conexión de 6 000 EUR/MW/año, y (iv) un pago por el coste adicional asociado a las medidas medioambientales particulares de 2 000 EUR/MW/año. Por consiguiente, la prima está relacionada con la remuneración de una capacidad y excluye toda remuneración asociada a la venta de electricidad.

(181) En segundo lugar, aunque la Comisión considera que la ayuda fue atribuida mediante un procedimiento de licitación discriminatorio (véase el considerando 145), también considera legítimo que las autoridades francesas solo hayan abierto la licitación a centrales de tipo CCG. En efecto, esta limitación se explica por la necesidad específica de mantener la tensión en condiciones energéticas y medioambientales satisfactorias. De todas la centrales térmicas y, por tanto, con respecto a las centrales de carbón o de fueloil, las centrales de gas son las menos contaminantes (véase asimismo el considerando 102). La elección de una central de tipo CCG y no de otros tipos de centrales de gas, en particular, una de tipo TGCA, es preferible desde el punto de vista medioambiental, pues se trata de una forma de producción de alto rendimiento energético únicamente a base de gas natural, que es el combustible fósil que emite la menor cantidad de CO_2 y ofrece, a la vez, la flexibilidad y la reactividad necesarias para hacer frente a las deficiencias del mercado identificadas.

(182) En tercer lugar, la ayuda tiene en cuenta la capacidad de interconexión, pero esta alternativa no es suficiente para satisfacer la necesidad de mantenimiento del nivel de tensión. Por otro lado, la construcción de interconexiones forma parte de un proyecto a largo plazo. Ya se están desarrollando proyectos de interconexión para aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y el Reino Unido y entre Bretaña e Irlanda. La Comisión advierte asimismo que la medida no se opone al aumento del flujo de energía en Bretaña mediante la creación de interconexiones.

(183) Asimismo, ciertas medidas alternativas no son adecuadas:

1) Las energías renovables, consideradas en el marco del PEB, no garantizan, por sí solas y en esta región situada al final de una línea, el mantenimiento de la tensión ni la gestión eficaz de los picos de demanda.

2) Las otras centrales convencionales de producción de energía van a alcanzar el límite máximo de años de explotación y las TC mencionadas anteriormente se cerrarán en 2023. Como se señala en el considerando 81, su naturaleza contaminante excluye la posibilidad de considerar la prolongación aún mayor de su vida útil.

3) El monto de la inversión en interconexiones, del orden de los 45 millones EUR en 2015, no bastará para satisfacer las necesidades de capacidad de la región. La Comisión subraya que RTE ya ha realizado trabajos importantes en la red, pero estos no son suficientes para alcanzar el objetivo de asegurar el suministro. Las medidas adoptadas han sido las siguientes: el refuerzo de la «red de seguridad» de Bretaña entre 2011 y 2013, la instalación de un transformador desfasador en la subestación de Brennilis (2015) y la duplicación de las capacidades de transformación de 400/225 kV en Plaine Haute (2015). Sin embargo, después de 2017, el transformador desfasador de Brennilis ya no será suficiente para garantizar el suministro en el norte de Bretaña. Este razonamiento confirma la información proporcionada por las partes interesadas en el considerando 65, apartado 2.

4) La interrumpibilidad no es una medida adecuada. La Comisión señala que se ha reforzado la integración de la interrumpibilidad en los diferentes mecanismos de ajuste: tras un programa de cuatro años, todos los mercados (energía, reservas, servicios complementarios) están abiertos a la interrumpibilidad desde el 1 de julio de 2014. Sin embargo, la interrumpibilidad no es suficiente para alcanzar los objetivos de la medida, que son lograr el equilibrio ente la oferta y la demanda de electricidad y mantener la tensión.

   1) En lo que respecta al equilibrio ente la oferta y la demanda, la interrumpibilidad permite en efecto disminuir o retrasar el consumo. No obstante, esta medida no se aplica a una zona geográfica específica. Además, en la actualidad es difícil movilizar la capacidad de interrumpibilidad suficiente para hacer frente al desequilibrio regional. A modo de ejemplo, un programa de experimentación dirigido por RTE en Bretaña y destinado a movilizar las ofertas locales de interrumpibilidad permitió movilizar 62 MW entre el 1 de noviembre de 2014 y el 31 de marzo de 2015 ([46]), mientras que la falta de capacidad residual estimada es de entre 200 MW y 600 MW (considerando 166). Aún cuando se aplicara un plan de interrumpibilidad en Bretaña, por su propia naturaleza este no generaría la potencia suficiente para resolver el problema local de mantenimiento de la tensión.

([46]) RTE, Plan de previsiones de ajuste entre la oferta y la demanda de electricidad en Francia 2015, p. 67.

2) En lo que respecta al mantenimiento de la tensión, si bien la interrumpibilidad permite aliviar la demanda en las horas punta y reducir los picos de consumo sin recurrir a fuentes de producción suplementarias, no permite mantener la tensión, que, según las autoridades francesas, requiere una inyección local de electricidad durante lapsos de tiempo que no pueden cubrirse mediante la interrumpibilidad. La creación de nuevas capacidades es, pues, necesaria para lograr esta inyección.

(184) Por último, la Comisión considera que el artículo 194 del TFUE invocado por las autoridades francesas (véase el considerando 105) no las exime de respetar la reglamentación aplicable en materia de ayudas estatales concedidas a un productor de electricidad.

(185) De las consideraciones anteriores se desprende que la medida es adecuada para alcanzar el objetivo de interés común identificado.

6.3.4. *Efecto incentivador*

(186) El efecto incentivador de la ayuda se evaluará sobre la base de las condiciones establecidas en la sección 3.2.4 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. Este efecto existe si la ayuda induce a su beneficiario a cambiar su comportamiento para mejorar el funcionamiento del mercado de la energía, cambio que no se produciría si no existiera la ayuda.

(187) A juicio de la Comisión, la prima hace posible una inversión en nuevas capacidades que no se hubiera producido en ausencia de la ayuda, debido a las particularidades del mercado bretón. Por tanto, sin la prima el proyecto no habría tenido una rentabilidad suficiente (considerando 23). Por este motivo, la Comisión rechaza el razonamiento de las partes interesadas presentado en los considerandos 67 y 68.

(188) Por consiguiente, la Comisión concluye que la medida tiene el efecto incentivador necesario.

6.3.5. *Proporcionalidad*

(189) La Comisión analiza la proporcionalidad de la medida de conformidad con la sección 3.9.5 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. Una medida es proporcionada si cumple las siguientes condiciones: i) la remuneración aporta a los beneficiarios una tasa de rentabilidad razonable (supuesta si se lleva a cabo un procedimiento selectivo competitivo sobre la base de criterios claros, transparentes y no discriminatorios), y ii) dispone de mecanismos integrados para garantizar que no se obtengan beneficios extraordinarios.

(190) El cumplimiento de estas condiciones se evalúa a la luz del plan de negocios anunciado. Las hipótesis del plan de negocios se describen en la sección 2.6 de la presente Decisión.

(191) En primer lugar, la Comisión subraya que se necesitan veinte años para alcanzar una TIR razonable de *[5-10]* %, si se lo compara con el costo medio ponderado del capital (véase el considerando siguiente). Si la duración del proyecto fuera menor, la TIR sería inferior, lo cual no es necesario en vista del monto de la TIR que la Comisión considera aceptable. Este razonamiento rechaza la hipótesis presentada en el considerando 68, apartado 1.

(192) Además, la Comisión destaca que la TIR del proyecto es del *[5-10]* %. La proporcionalidad de esta TIR se evalúa en vista del coste medio ponderado del capital (CMPC). El CMPC del proyecto refleja sus riesgos específicos no diversificables. La Comisión considera que la TIR puede analizarse comparándola con el CMPC de un grupo de empresas similares cuya TIR promedio se eleva al 6,6 % en el período 2014-2023, un porcentaje próximo a la TIR del proyecto. Así, la Comisión advierte la similitud entre la TIR y la banda correspondiente de CMPC, lo cual le permite afirmar que la medida es proporcionada.

(193) La fiabilidad de la proporcionalidad de la medida se ve reforzada por los estudios de sensibilidad propuestos. En efecto, se han realizado estudios en función de las posibles sanciones por mora, la inflación y la consideración de un posible valor final. Se han tenido en cuenta varias hipótesis de precios para calcular las consecuencias del contrato de suministro fijo *(tolling agreement)* sobre el plan de negocios.

(194) En relación con la necesidad de evitar el riesgo de que se obtengan beneficios extraordinarios, la Comisión destaca que, por su estructura, el plan de negocios presentado por el Consorcio no permite obtener beneficios extraordinarios. Los dos componentes principales de la facturación son, por un lado, la prima, cuyo pago depende de la disponibilidad de la central, negociada contractualmente y que, por consiguiente, no permite obtener un beneficio extraordinario. Por otro lado, la remuneración por el contrato de suministro fijo, que también debe negociarse por contrato y que no le permite al Consorcio obtener ganancias extraordinarias.

(195) Por último, la Comisión destaca que el Consorcio tendrá la posibilidad de participar en el mecanismo de capacidad de acuerdo con las condiciones especificadas en el considerando 25. Sin embargo, la remuneración por la participación en el mecanismo de capacidad, en su caso, se deducirá de la prima. La ausencia de doble remuneración constituye, pues, otra prueba de la proporcionalidad de la medida.

(196) Por consiguiente, la Comisión considera que el mecanismo guarda proporción con su objetivo.

6.3.6. *Prevención de los efectos negativos sobre la competencia y el comercio*

(197) De conformidad con la sección 3.9.6 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, para considerarse compatibles, las ayudas deben cumplir las siguientes condiciones: i) estar abiertas a todos los proveedores de capacidad útiles, siempre que sea técnica y físicamente posible; ii) no reducir los incentivos para invertir en capacidad de interconexión y no socavar la asociación de mercados; iii) no socavar las decisiones de inversión que hayan precedido a la medida; iv) no reforzar indebidamente las posiciones dominantes; y v) dar preferencia a los productores que emitan poco carbono, siempre que se cumplan parámetros técnicos y económicos equivalentes.

(198) En lo que respecta al primer criterio, el considerando 232 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía precisa que las restricciones a la participación en los mecanismos de capacidad «solo podrán justificarse sobre la base de la falta de rendimiento técnico necesario para abordar el problema de la adecuación de la producción» ([47]). En este caso, la Comisión considera que el rendimiento técnico de determinadas capacidades de producción, en particular, la tecnología CCG, es visiblemente más apropiado que otras tecnologías, en especial, la TGCA y la TC, para resolver de manera eficaz el problema de adecuación de las capacidades. Más concretamente, el rendimiento técnico de estas dos últimas no permite mejorar la eficacia energética ni, por ende, el rendimiento económico del proyecto de inversión, si se tienen en cuenta las modalidades y el tiempo de funcionamiento del medio de producción que buscan las autoridades francesas para solucionar el problema de adecuación de capacidades identificado.

(199) En este caso, la Comisión destaca en efecto que no todas las tecnologías convencionales tienen las mismas capacidades técnicas para responder de forma eficaz y viable a todas las necesidades identificadas en el apartado 3.3 del pliego de condiciones.

(200) En primer lugar, en lo que respecta a la comparación con las TGCA, los estudios de la Agencia Internacional de la Energía y de la Agencia de la Energía Nuclear (AIE y AEN), titulado «Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition», demuestran que la tecnología CCG es un medio de producción de electricidad significativamente más económico cuando se requiere un tiempo de funcionamiento considerable. Así pues, los costes de producción de electricidad de referencia que presenta este estudio muestran que el LCOE ([48]) de una central de tipo TGCA construida en Bélgica o en Alemania ([49]) es muy superior al LCOE de las centrales de tipo CCG de estos mismos países. Expresados en EUR/MWh, tanto los costes de inversión como los costes de explotación y mantenimiento son superiores en el caso de la tecnología TGCA que en el de la tecnología CCG. Las conclusiones de este estudio se presentan en el cuadro que figura a continuación:

Coste medio total de generación de electricidad

Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants

Country	Technology	Net capacity ([1]) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost ([2]) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Belgium	CCGT	420	60	9,65	13,82	17,45
	OCGT	280	44	14,54	20,82	26,28
France	CCGT	575	61	6,92	11,37	15,40

([47]) Considerando 232, apartado a), de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía.
([48]) «Levelized cost of electricity»: coste de generación de energía eléctrica.
([49]) Este estudio no presenta el coste de una central de tipo TGCA en Francia; no existe ninguna central construida recientemente que permita establecer el coste de referencia para Francia.

Country	Technology	Net capacity (1) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost (2) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Germany	CCGT	500	60	6,77	10,90	14,56
	OCGT	50	40	39,90	60,80	79,19
Hungary	CCGT (dual fuel)	448	59	7,53	11,79	15,67
Japan	CCGT	441	55	8,67	13,96	18,64
Korea	CCGT	396	58	7,03	11,29	15,04
	CCGT	791	61	5,86	9,40	12,52
Netherlands	CCGT	870	59	7,89	12,70	16,96
New Zealand	CCGT	475	45	10,09	15,38	20,03
	OCGT	200	30	28,31	43,13	56,18
Portugal	CCGT	445	60	8,35	12,72	16,57
United Kingdom	CCGT	900	59	7,64	12,02	16,03
	OCGT	565	39	48,11	74,54	98,37
United States	CCGT	550	60	8,06	13,24	17,94
Non-OECD countries						
China	CCGT	350	55 %	4,36	7,03	9,38

(1) Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
(2) Investment cost includes overnight cost (with contingency) as the implied IDC.

(Continuación del cuadro — parte derecha)

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,21	0,12	0,07	74,62	10,08	3,97	98,54	102,61	106,19	Belgium
0,32	0,17	0,11	100,91	14,01	5,35	135,13	141,26	146,66	
0,11	0,05	0,02	68,99	10,56	6,25	92,83	97,21	101,23	France
0,11	0,05	0,02	74,00	9,90	7,71	98,49	102,56	106,20	Germany
0,76	0,36	0,20	111,00	15,15	29,68	196,50	216,99	235,23	
0,00	0,00	0,00	71,21	10,56	7,64	96,94	101,20	105,08	Hungary
0,15	0,06	0,03	104,07	10,95	9,38	133,21	138,42	143,07	Japan
0,00	0,00	0,00	98,97	10,27	5,55	121,82	126,08	129,82	Korea
0,10	0,04	0,02	95,21	9,89	4,05	115,11	118,60	121,70	

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,13	0,05	0,03	75,25	9,90	3,53	96,71	101,45	105,68	Netherlands
0,19	0,09	0,05	46,75	11,22	7,38	75,64	80,82	85,43	New Zealand
0,54	0,26	0,14	69,26	16,62	14,39	129,11	143,65	156,58	
0,16	0,08	0,04	74,00	9,90	6,24	98,65	102,93	106,75	Portugal
0,00	0,00	0,0	75,51	9,43	6,63	99,21	103,59	107,59	United Kingdom
0,00	0,00	0,00	113,85	14,22	36,45	212,63	239,06	262,89	
0,13	0,05	0,03	36,90	11,10	4,65	60,84	65,95	70,62	United States
Non-OECD counrtries									
0,07	0,03	0,01	71,47	11,02	3,25	90,17	92,79	95,13	China

Note: CGTs were modelled under an assumed capacity factor 85 %. OCGTs were modelled under nationally provides capacity factors.
Fuente: Notificación de las autoridades francesas del 20 de marzo de 2017, extraída del estudio de AIE-AEN de 2015, pp. 48-49.

(201) Sobre la base de un tiempo de funcionamiento estimado de alrededor de *[3 000-6 500]* horas por año y cerca de 1 600 GWh de producción anual ([50]), la Comisión considera que, debido a su rendimiento técnico, la tecnología TGCA, en las mismas condiciones y teniendo en cuenta el dimensionamiento de la ayuda recibida por CEB, supondría un coste de producción de electricidad de entre aproximadamente 60 millones EUR y 190 millones EUR y un volumen de negocios de unos 90 millones EUR por año. En consecuencia, la elección de una central de tipo TGCA alteraría demasiado el equilibrio económico del proyecto y pondría en entredicho su viabilidad. Por consiguiente, la Comisión no puede sino concluir que la tecnología TGCA no tiene el rendimiento técnico suficiente para asegurar la viabilidad del proyecto y, por ende, no podría resolver el problema de generación de capacidades.

(202) Además de lo que revela este estudio, la Comisión subraya que los costes superiores de producción de la tecnología TGCA son el resultado de una menor eficacia energética. La eficacia energética de una central de tipo TGCA es 40 % y hasta 55 % menor que la de una central de tipo CCG. Por consiguiente, para una central de tipo TGCA se debería haber transportado un 40 % más de gas que para una central de tipo CCG con la misma potencia ([51]).

(203) En segundo lugar, en lo que respecta a la comparación con las TC, la Comisión subraya que esta tecnología, al igual que las TGCA, presenta un coste marginal de funcionamiento superior al de la tecnología CCG. Al superarse un tiempo de funcionamiento de 200 horas por año en el caso de las TC (1 000 horas en el caso de las TGCA), esta tecnología resulta más onerosa que la de CCG. Por lo tanto, la tecnología TC es menos eficaz que la TGCA si se requiere un tiempo de funcionamiento superior a 1 000 horas, como sucede en el presente caso. Si la Comisión llegó a la conclusión de que la elección de la tecnología TGCA comprometería la viabilidad del proyecto, a igualdad de condiciones, este riesgo sería aún mayor si se eligiera la tecnología TC.

(204) En el caso de la medida notificada, también es importante considerar los efectos de la eficiencia energética sobre los costes globales del proyecto. En efecto, una mayor eficiencia energética permite disminuir la cantidad de gas que debe transportarse hasta la central para generar la misma cantidad de potencia eléctrica. Dado que la eficiencia energética de la tecnología TGCA es inferior a un 40 % y que la de las plantas de CCG recientes es superior al 55 %, una TGCA habría supuesto transportar al menos 40 % más de gas que una CCG con la misma potencia. Esta cuestión es fundamental en el caso de la licitación de Bretaña, donde se prevé reforzar la red de distribución de gas, que constituye una parte de los costes suficiente como para justificar la concesión de una ayuda estatal. Cabe recordar que el porcentaje de la prima destinado a cubrir los costes del transporte de gas representa el 33 % de la prima total pagada al ganador. Así, la eficiencia energética superior de una central de tipo CCG permitirá reducir la capacidad necesaria de transporte de gas y, por ende, los costes de este proyecto, que requiere un refuerzo de la red de transporte de gas en Bretaña.

([50]) *Fuente:* Plan de negocios de CEB.
([51]) Notificación de las autoridades francesas de 20 de marzo de 2017.

(205) Por tanto, la medida está abierta a proveedores de capacidad que puedan solucionar de manera eficiente el problema de adecuación de capacidades identificado por las autoridades francesas.

(206) En lo que respecta al segundo criterio, la Comisión advierte que la medida no reduce los incentivos para invertir en capacidad de interconexión ni socava la asociación de mercados. En efecto, ya se están estudiando proyectos para aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y el Reino Unido de aquí a 2022 y entre Bretaña e Irlanda de aquí a 2025. La medida permitirá aumentar los flujos eléctricos que pasan por Bretaña mediante la interconexión.

(207) La Comisión destaca asimismo que las modalidades de licitación fueron pensadas para evitar cualquier falseamiento con respecto a la participación de la tecnología CCG en los diferentes mercados. No es necesario que la central reserve una parte de la potencia que genere para el mecanismo de ajuste. Si la central vende toda la potencia generada a largo plazo en el mercado de la electricidad y produce la máxima potencia, no será necesario que presente ofertas para el mecanismo de ajuste en el período correspondiente.

(208) Además, la Comisión advierte que los ingresos del proyecto destinados a reequilibrar la generación y la demanda son poco significativos (cerca del 1,5 % de los ingresos anuales) y, por consiguiente, no puede considerarse que presenten un riesgo importante para el mercado de ajuste.

(209) En lo que respecta al tercer criterio, la Comisión advierte que conviene conceder la ayuda a una central de ciclo combinado porque, si bien esta no es la única tecnología capaz de garantizar el mantenimiento de la tensión a largo plazo, sigue siendo la única tecnología que responde en las condiciones de eficiencia más aceptables a las necesidades de mantenimiento de la tensión, como se señala en los considerandos 199 a 204.

(210) En lo que respecta al cuarto criterio, la Comisión destaca que las empresas que integran el consorcio CEB no dominan el mercado francés de la electricidad. Por consiguiente, la medida no contribuirá a reforzar la posición del beneficiario directo de la ayuda. De hecho, la medida hará que aumente la competencia en Francia, debido a la posición en el mercado de Direct Energie, que es proveedor y productor alternativo de energía. Este hecho confirma además el razonamiento presentado en el considerando 73.

(211) Asimismo, la Comisión advierte que existe el riesgo de que la medida refuerce la posición en el mercado del operador dominante.

(212) La Comisión advierte que EDF, que es el operador dominante en el mercado, tiene una cuota de mercado considerable en Francia. Es responsable del 83,5 % de la producción total de electricidad y del 89,4 % de la capacidad total instalada en Francia ([52]). Posee un parque de generación cuya importancia y diversidad no tienen parangón en Francia. Este parque produce principalmente energía nuclear e hidráulica.

(213) Ahora bien, el consorcio CEB tendrá dos alternativas: puede vender la electricidad producida al operador dominante del mercado a un 95 % del precio de mercado (véase el considerando 11), o bien puede vender la electricidad de conformidad con un contrato de suministro fijo, según las modalidades que se describen en el considerando 32.

(214) Si se optara por cualquiera de estas opciones, la posición en el mercado del operador histórico podría verse reforzada, pues este dispondría de los volúmenes de electricidad producida por la central.

(215) En primer lugar, el hecho de que un operador del mercado controle la generación de electricidad contribuye a la falta de liquidez de los mercados mayoristas y sanciona a los proveedores alternativos. EDF controla más del 80 % de la producción de electricidad de Francia. Ese control se vería reforzado si EDF y el consorcio CEB firmaran un contrato de suministro fijo o un contrato de venta de electricidad a largo plazo. La posición dominante reforzada de EDF afectaría a la capacidad de los proveedores alternativos para abastecerse en los mercados mayoristas en condiciones de competitividad y también los expondría al riesgo de falta de liquidez y volatilidad de los precios. En este contexto, el acceso de los proveedores alternativos a capacidades de producción propias evitaría que se expusieran a estos riesgos. Por ello, se les debe garantizar este acceso a capacidades de producción propias.

(216) En segundo lugar, la posición dominante de una empresa integrada verticalmente en el sector de la producción le confiere una ventaja competitiva considerable en el sector del suministro de electricidad. En vista del porcentaje que representan los costes de producción respecto de los costes totales de suministro, el control de la producción repercute en el suministro al por menor. La competencia de EDF tiene poca o incluso ninguna capacidad de

([52]) Datos del año 2015. *Fuentes:* Comité de regulación de la electricidad y RTE.

producción que pueda garantizar el suministro básico de electricidad con costes variables de producción tan bajos como los del parque de EDF. Ahora bien, EDF posee actualmente el 86 % de la cuota de mercado minorista ([53]). La posibilidad de que EDF firme un contrato de suministro fijo o compre la totalidad de la energía producida por la central mediante un contrato de venta a largo plazo aumentaría su capacidad de respuesta ante la demanda en el mercado minorista. El acceso de los proveedores alternativos a capacidades de producción propias evitaría que se viera reforzada la posición dominante del operador histórico del mercado minorista.

(217) La Comisión considera que ese riesgo de refuerzo de la posición dominante de EDF en los mercados mayorista y minorista podría evitarse si las autoridades francesas se comprometieran a adoptar las medidas necesarias para garantizar que el beneficiario de la ayuda no celebre contratos, ni de suministro fijo ni de venta a largo plazo, con un operador que posea más del 40 % de las cuotas del mercado francés de capacidades de producción de electricidad.

(218) En vista de las características tan particulares del mercado francés de electricidad, esta limitación al 40 % de las cuotas de mercado es proporcionada. De hecho, permite evitar el refuerzo de la posición en el mercado del operador dominante que podría producirse como consecuencia indirecta de la ayuda a través de los mecanismos contractuales mencionados en el considerando 214.

(219) En vista de lo expuesto en esta sección y siempre y cuando se respete la condición descrita en el considerando 218, la Comisión concluye que la medida no tiene efectos sobre la competencia ni sobre el comercio entre los Estados miembros que cuestionen el logro del objetivo de interés común.

(220) En conclusión, y teniendo en cuenta las soluciones propuestas por las autoridades francesas, la Comisión concluye que la medida ya no es susceptible de falsear indebidamente la competencia ni los intercambios comerciales entre los Estados miembros.

6.3.7. *Transparencia*

(221) Las autoridades deben garantizar que se publique un documento en el que se determine el régimen de la ayuda, la identidad de la autoridad o de las autoridades que conceden la ayuda, la identidad del beneficiario, la modalidad y el monto de la ayuda, la fecha de concesión de la ayuda, el tipo de empresa beneficiaria, la región en la que se encuentra el beneficiario y el sector económico principal en el cual opera.

(222) En este caso, las autoridades francesas han respetado las obligaciones de transparencia previstas en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía. Los datos publicados se refieren a la decisión de concesión de la ayuda y las modalidades de aplicación, la identidad de la autoridad que concede la ayuda, la identidad del beneficiario, la modalidad y el monto de la ayuda, el tipo de empresa beneficiaria, la región en la que se encuentra el beneficiario y el sector económico principal en el cual opera.

(223) Asimismo, el sitio web http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides presenta todos los regímenes de ayuda aprobados por la Comisión Europea en Francia, incluida la presente licitación. Por último, las cuantías anuales de las ayudas concedidas a la empresa serán publicadas todos los años en el mismo sitio web.

(224) Por los motivos expuestos anteriormente, se respetan las condiciones de transparencia previstas en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía.

7. **CONCLUSIONES**

(225) La medida concedida por las autoridades francesas al consorcio CEB constituye una ayuda.

(226) La medida será compatible con las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente de 2014 una vez que las autoridades francesas hayan adoptado las medidas necesarias para garantizar que, durante la vigencia de la ayuda, el beneficiario no venda la energía producida por la central a un operador que disponga de más del 40 % de las capacidades de producción de electricidad del mercado francés, ni mediante un acuerdo de suministro fijo ni mediante un contrato de venta a largo plazo, a un precio igual al 95 % del precio de mercado.

([53]) Informe del Comité de regulación de electricidad, Observatorio del mercado minorista, cifras a septiembre de 2016.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La ayuda que las autoridades francesas tienen previsto ejecutar en favor del consorcio CEB, que consiste en la concesión de una prima de 94 000 EUR/MW/año en valor a 31 de noviembre de 2011, pagada durante veinte años, constituye una ayuda estatal, de conformidad con el artículo 107, apartado 1, del TFUE, y es compatible con el mercado interior, en virtud del artículo 107, apartado 3, del mismo Tratado, siempre y cuando se cumplan las condiciones previstas en el artículo 2 de la presente Decisión.

Artículo 2

Las autoridades francesas adoptarán las medidas necesarias para garantizar que, durante la vigencia de la ayuda mencionada en el artículo 1, el beneficiario no pueda vender la energía producida por la central a un operador que disponga de más del 40 % de las cuotas del mercado francés de capacidades de producción de electricidad, ni mediante un acuerdo de suministro fijo ni mediante un contrato de venta a largo plazo de dicha energía.

Artículo 3

La Comisión aprueba la ayuda mencionada en el artículo 1, que se concederá al consorcio CEB en forma de prima, durante el tiempo de explotación de la central, es decir, durante un período máximo de veinte años. Todo régimen que se mantenga al término de dicho período deberá volverse a notificar.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión será la República Francesa.

Hecho en Bruselas, el 15 de mayo de 2017.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Miembro de la Comisión