

DECISIÓN (UE) 2017/503 DE LA COMISIÓN
de 8 de noviembre de 2016
relativa al régimen de ayudas SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

[notificada con el número C(2016) 7086]

(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 13 de noviembre de 2015 (en lo sucesivo, «Decisión de incoar el procedimiento»), la Comisión informó a las autoridades francesas de su decisión de incoar el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea en relación con la medida.
- (2) Las autoridades francesas presentaron sus observaciones sobre dicho escrito mediante carta de 17 de diciembre de 2015.
- (3) La Decisión de incoar el procedimiento de la Comisión fue publicada en el *Diario Oficial de la Unión Europea* el 2 de febrero de 2016 ⁽²⁾. La Comisión invitó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la medida en cuestión.
- (4) La Comisión recibió las observaciones de los interesados y se las transmitió a las autoridades francesas para darles la oportunidad de comentarlas. Los comentarios de las autoridades francesas se comunicaron mediante carta de 24 de mayo de 2016.
- (5) El 2 de mayo de 2016, la Comisión envió una lista de preguntas a las autoridades francesas, que respondieron mediante cartas de 21 de junio y 15 de julio de 2016. El 27 de julio, la Comisión envió una nueva lista de preguntas a las autoridades francesas, que respondieron con fecha de 9 de septiembre de 2016.

2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA

- (6) El mecanismo se describe detalladamente en la Decisión de incoar el procedimiento. Las siguientes secciones constituyen un resumen de dicha descripción.

2.1. Funcionamiento general del mecanismo

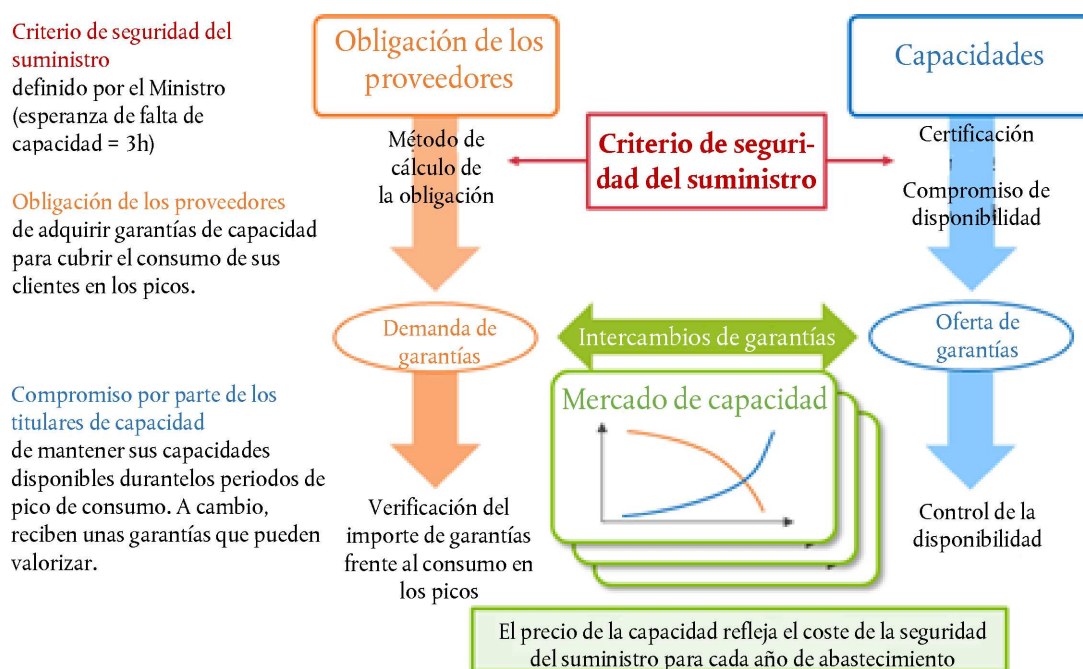
- (7) La ley francesa n.º 2010-1488, de 7 de diciembre de 2010, relativa a la nueva organización del mercado de la electricidad (conocida como «ley NOME»), impone a los proveedores de electricidad, gestores de redes en cuanto a las pérdidas y consumidores en cuanto al consumo al margen de un contrato de suministro (en lo sucesivo, «los proveedores») la obligación de contribuir a la seguridad del suministro de electricidad en Francia en función del consumo en potencia y energía de sus clientes o de ellos mismos. Para cumplir con dicha obligación, cada uno de ellos deberá justificar cada año un determinado volumen de garantías de capacidad respecto al consumo durante el período de máximo consumo de sus consumidores o de sí mismo.

⁽¹⁾ Ayuda estatal SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) — Mecanismo de capacidad en Francia — Invitación a presentar observaciones en aplicación del artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO C 46 de 2.2.2016, p. 35).

⁽²⁾ Véase la nota 1 a pie de página.

- (8) Los proveedores obtienen las garantías de capacidad bien directamente por medios propios (instalaciones de producción o capacidades de reducción), bien adquiriéndolas en un mercado descentralizado a quienes las posean (es decir, titulares de capacidad, otros proveedores, vendedores, consumidores que sean sus propios proveedores, etc.).
- (9) Los titulares de capacidad de producción o reducción (en lo sucesivo, «los titulares de capacidad» o «los titulares»), por su parte, tienen la obligación de certificar su capacidad ante el administrador de la red pública de transporte de electricidad (en lo sucesivo, «la RTE»). La RTE concederá a los titulares unas determinadas garantías de capacidad en función de la contribución prevista de sus instalaciones a la reducción del riesgo de falta de capacidad durante los picos de consumo.
- (10) Las garantías de capacidad son negociables y transferibles. La compra de garantías de capacidad por parte de los proveedores a los titulares de capacidad con el fin de cumplir con su obligación legal se organizará mediante un mercado descentralizado de garantías de capacidad. El funcionamiento general del mecanismo se visualiza en el gráfico 1.

Gráfico 1

Funcionamiento general del mecanismo

Fuente: Carta de las autoridades francesas de 2 de febrero de 2015.

2.2. Obligaciones de capacidad**2.2.1. Obligaciones de los proveedores**

- (11) El cálculo de la potencia de referencia de un proveedor, es decir, su obligación de capacidad, se basa en los siguientes principios:
- 1) cómputo del consumo registrado durante el período de pico de consumo («PP1») durante el año de entrega (en lo sucesivo, «AE»; siempre correspondiente a un año natural);
 - 2) corrección, por una parte, de la sensibilidad del consumo a la temperatura (termosensibilidad), y
 - 3) corrección, por otra parte, de la potencia reducida de las capacidades certificadas activadas durante el período PP1.
- (12) El gestor de la red de transporte establecerá cada año los días de PP1 que condicionarán la obligación de capacidad de los proveedores del territorio metropolitano nacional, basándose en las previsiones de consumo

nacional del día para el día siguiente (D-1). El número de días de PP1 deberá estar comprendido entre 10 y 15 por cada año de entrega y las horas empleadas para el cálculo de la obligación de capacidad serán las horas de las franjas (07:00-15:00 y 18:00-20:00) de los días de PP1 seleccionados. El número de horas pico de PP1 estará por lo tanto comprendido entre 100 y 150 horas al año. Los días PP1 se notificarán a los proveedores el día anterior (D-1) antes de las 10:30.

- (13) La obligación no se determinará previamente de manera normativa, sino en función de los datos medidos, con el fin de enviar a cada consumidor su contribución real al riesgo de falta de capacidad. Para reflejar la contribución de un consumidor al riesgo de falta de capacidad debido a su termosensibilidad, se adaptará el consumo que realice durante el año de entrega para simular una ola de frío cuya intensidad se corresponderá con el riesgo contra el que pretende cubrirse el sistema (ola de frío una vez cada diez años) y cumplir así el criterio de seguridad del suministro establecido por las autoridades francesas. El criterio de seguridad del suministro se estableció mediante el Decreto n.º 2006-1170 de 20 de septiembre de 2006 y corresponde a una esperanza de falta de capacidad de tres horas de media al año.
- (14) Los parámetros que determinarán la necesidad efectiva de garantías de capacidad en el año de entrega se publicarán cuatro años antes y permanecerán constantes a lo largo de todo el ejercicio con el fin de permitir los intercambios en un marco regulador fijo y garantizar que no se modifique el valor del producto mediante una intervención externa al mercado. La obligación exacta de cada proveedor se calculará entonces después del año de entrega, aplicando dichos parámetros.
- (15) Se podrán tener en cuenta las reducciones según dos métodos distintos: bien reduciendo el importe de la obligación de capacidad de un proveedor mediante una reducción del consumo (en lo sucesivo, «reducción implícita»), bien mediante una certificación de la capacidad de reducción (en lo sucesivo, «reducción explícita»). Las obligaciones serán distintas para los dos tipos de capacidad de reducción: las «reducciones implícitas» deberán estar efectivamente activadas durante las horas PP1; mientras que las «reducciones explícitas» deberán comprometerse a estar disponibles durante las horas PP2.
- (16) Por último, las autoridades francesas contemplaron que se asociaran garantías de capacidad al producto ARENH ⁽³⁾ para los proveedores alternativos, lo que, a su entender, debería contribuir a reducir la concentración del mercado de las garantías de capacidad.

2.2.2. Obligaciones de los titulares de capacidad y principios de certificación

- (17) Toda instalación de producción (el mecanismo es tecnológicamente neutro) conectada a la red pública de transporte o a la red pública de distribución deberá ser objeto de una solicitud de certificación ante la RTE por parte de su titular. Toda instalación de reducción, independientemente de la red a la que esté conectada, podrá ser objeto de una solicitud de certificación ante la RTE. Es por tanto el titular de capacidad quien deberá hacer en primer lugar una estimación del volumen de capacidad que puede poner a disposición durante los períodos de pico de consumo (o «PP2») en un determinado año de entrega.
- (18) El número de días de PP2 en un año de entrega estará comprendido entre 10 y 25. Por otra parte, los días PP1 serán necesariamente días de PP2. La RTE seleccionará los días de PP2 que no sean días de PP1 un día para el día siguiente en función de los criterios de tensión que pesen sobre el sistema eléctrico. Las franjas horarias afectadas serán las mismas que para los días de PP1. El número de horas pico de PP2 estará por lo tanto comprendido entre 100 y 250 horas al año.
- (19) La RTE calculará entonces el nivel certificado en función de los datos transmitidos y aplicando los métodos de cálculo previstos en la base jurídica del mecanismo. Así, se aplicarán por ejemplo correcciones para tener en cuenta el número posible de días de activación sucesivos de las capacidades certificadas o la contribución efectiva a la reducción del riesgo de falta de capacidad de una capacidad cuya fuente de energía primaria esté sujeta a una variable meteorológica.
- (20) A continuación, el operador podrá modificar sus previsiones de disponibilidad a lo largo de todo el mecanismo, incluso durante el año de entrega, gracias a un dispositivo de reajuste. El reajuste supone una «recertificación» de la capacidad y permitirá al operador ajustar sus expectativas a medida que vaya conociendo nuevos datos sobre su capacidad. El reajuste podrá hacerse al alza y a la baja.

⁽³⁾ El Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica (ARENH) es un derecho de los proveedores a comprar electricidad a EDF a un precio regulado y en unos volúmenes determinados por la CRE. Más información sobre el ARENH: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp.

- (21) Este sistema declarativo se completa con un sistema de control de capacidad: se parte del principio de que toda capacidad certificada deberá activarse al menos una vez al año. Se trata de pruebas aleatorias para cada capacidad sin preaviso del titular. No podrá someterse a una capacidad a dichas pruebas más de tres veces por período de entrega.
- (22) Las normas detalladas de certificación varían según el tipo de capacidad en cuestión:
- 1) las capacidades de producción existentes podrán empezar a certificarse cuatro años antes del período de entrega y tendrán la obligación de solicitar la certificación tres años antes del inicio del año de entrega;
 - 2) las capacidades de producción proyectadas podrán solicitar la certificación una vez firmado el primer reglamento del convenio de conexión y hasta dos meses antes del inicio del período de entrega, y
 - 3) las capacidades de reducción podrán certificarse hasta dos meses antes del inicio del período de entrega.
- (23) El responsable del perímetro de certificación (en lo sucesivo, «RPC») será la persona jurídica responsable financieramente de las diferencias de los titulares de capacidad de su perímetro. Los titulares podrán ser sus propios RPC o contratar a un RPC. Los RPC tienen la posibilidad de «diversificar» las capacidades dentro de sus perímetros.
- (24) En cuanto a la liquidación financiera de las diferencias, la RTE notificará a cada RPC la diferencia en su perímetro a más tardar el 1 de diciembre del año de entrega + 2.

2.3. Intercambio de garantías de capacidad

- (25) Todas las garantías de capacidad figurarán en el registro de garantías de capacidad llevado por el gestor de la red RTE. Cada proveedor y cada titular de capacidad deberá abrir una cuenta en el registro de garantías de capacidad de la RTE. Los agentes integrados verticalmente estarán obligados, por lo tanto, a tener dos cuentas en dicho registro: una para sus actividades de producción y otra para sus actividades de comercialización.
- (26) La propiedad de una garantía de capacidad será consecuencia de su inscripción por parte de la RTE en la cuenta abierta por su titular en el registro de garantías de capacidad. Cada garantía de capacidad emitida se numerará para permitir, por una parte, su gestión y, por otra, la trazabilidad de los intercambios. Será válida para un año de entrega. La garantía de capacidad, cuya unidad es de 0,1 MW (*), existirá propiamente una vez emitida: un agente titular de una garantía de capacidad no correrá ningún riesgo derivado de la capacidad subyacente que lo origine.
- (27) Las transferencias de garantías de capacidad entre agentes (concesión y cesión) se realizarán mediante el traspaso de esas garantías en el registro de garantías de capacidad, previa solicitud de ambas partes (la parte cedente y la parte beneficiaria). Los traspasos efectivos de propiedad se efectuarán mediante la inscripción de una garantía de capacidad en la cuenta del agente beneficiario.
- (28) Los intercambios de garantías de capacidad podrán llevarse a cabo en el mercado no organizado o en mercados organizados.
- (29) Los intercambios de garantías de capacidad podrán efectuarse durante todo el período que vaya desde la certificación hasta la fecha de vencimiento del plazo de cesión de las garantías de capacidad. Tal como se explica en el considerando 23, la RTE notificará a cada proveedor el importe de su obligación de capacidad a más tardar el 1 de diciembre del año de entrega + 2. La fecha de vencimiento del plazo de cesión será 15 días después.
- (30) Los proveedores que, en la fecha de vencimiento del plazo de notificación de la obligación, tengan un excedente de garantías de capacidad respecto a su obligación deberán emitir una oferta pública de venta antes de la fecha de vencimiento del plazo de cesión de las garantías de capacidad.
- (31) Cinco días después de la fecha de vencimiento del plazo de cesión de garantías de capacidad, la RTE calculará, para cada proveedor, el desajuste entre el importe de la obligación de capacidad del proveedor y el importe de garantías de capacidad que figure en la cuenta del proveedor en el registro de garantías de capacidad, así como la correspondiente liquidación financiera.

(*) El nivel certificado de capacidad se redondeará aproximadamente a 0,1 MW. Las capacidades de potencia inferior a 1 MW podrán agregarse para participar en el mercado.

2.4. Liquidación financiera de las diferencias

- (32) El mecanismo contempla una responsabilidad por las diferencias entre lo realizado y las previsiones.
- (33) La estructura global de las liquidaciones financieras concuerda con la de las liquidaciones de las diferencias efectuadas de forma muy parecida a la vigente para la energía (reajuste o *balancing*) y parte del principio de que los proveedores y los RPC abonarán una liquidación financiera en caso de desajuste negativo o percibirán una liquidación financiera en caso de desajuste positivo. En caso de desajuste negativo, los consumidores finales en su conjunto disfrutarán de una reducción de precios a través de la TURPE (Tarifa de Utilización de la Red Pública de Electricidad) ⁽⁵⁾.
- (34) El precio de liquidación aplicado a un año de entrega concreto dependerá de determinados criterios:
- 1) cuando la seguridad del suministro no esté significativamente amenazada, el precio de liquidación se basará íntegramente en el precio de referencia del mercado (PRM; la media aritmética de los precios de la capacidad establecidos en subastas realizadas antes del año de entrega). Para la liquidación de las diferencias negativas, se añadirá a dicho precio un coeficiente incentivador (el coeficiente *k*) para incitar a recurrir al mercado de garantías en lugar de esperar la liquidación (para las diferencias positivas, se deduce), y
 - 2) cuando la seguridad del suministro esté significativamente amenazada (diferencia global por debajo del umbral determinado por la RTE; establecido en 2 GW por debajo de la obligación global para los dos primeros años de entrega), el precio de liquidación será un precio administrado (*Padmin*). Este precio representa un límite máximo del precio de la capacidad en el mercado.
- (35) Una vez calculadas las distintas liquidaciones de las diferencias, los RPC y proveedores cuyas diferencias sean negativas abonarán el importe de la liquidación que adeuden a sus respectivos fondos y los RPC y proveedores cuyas diferencias sean positivas cobrarán de sus respectivos fondos el importe de la liquidación que se les adeude. No obstante, la suma de las liquidaciones positivas de un determinado año de entrega será menor o igual a la suma de los pagos efectuados en concepto de liquidaciones negativas. Los remanentes que puedan quedar en los fondos para la liquidación de las diferencias serán íntegramente redistribuidos a los usuarios de la red pública de transporte de electricidad, es decir, a los clientes finales en su conjunto.
- (36) No hay flujo financiero entre el fondo de liquidación de las diferencias de los RPC y el fondo de liquidación de las diferencias de los proveedores. Por consiguiente, no existe flujo financiero alguno entre los titulares de capacidades y los proveedores afectados en el marco de la liquidación de las diferencias.
- (37) La RTE se encarga de la gestión administrativa, contable y financiera de los fondos respecto a las diferencias («fondo para la liquidación de las diferencias de los responsables de perímetro de certificación» y «fondo para la liquidación del reajuste de capacidad de los proveedores»), según las normas de la contabilidad privada. En consecuencia, se ocupa de la facturación y el cobro de las cantidades adeudadas por los RPC y proveedores, así como de la identificación de posibles impagos.
- (38) Por su parte, la Comisión Reguladora de la Energía (CRE), autoridad reguladora nacional del sector energético, se responsabilizará del control de la liquidación de las diferencias de los proveedores (artículo 7 del Decreto n.º 2012-1405, recogido en el artículo R. 335-12 del Código de la Energía francés) y podrá imponer una sanción administrativa en caso de incumplimiento de la obligación legal de pagar las diferencias. La sanción será proporcional y no podrá superar, para un año de entrega, los 120 000 EUR por MW de capacidad (artículo L. 335-7 del citado Código de la Energía).

2.5. Base jurídica nacional

- (39) Los textos legislativos y normativos nacionales que regulan el mecanismo de capacidad son:
- 1) la Ley n.º 2010-1488, de 7 de diciembre de 2010, relativa a la nueva organización del mercado de la electricidad, recogida, en particular, en los artículos L. 335-1 a L. 335-7 y L. 321-16 a L. 321-17 del Código de la Energía;
 - 2) el Decreto n.º 2012-1405, de 14 de diciembre de 2012, relativo a la contribución de los proveedores a la seguridad del suministro de electricidad y por el que se crea un mecanismo de obligación de capacidad en el sector de la electricidad, contemplado en el artículo L. 335-6 y recogido en los artículos de la parte normativa del Código de la Energía R. 335-1 a 335-54;

⁽⁵⁾ La TURPE, instaurada por la ley francesa n.º 2000-108, de 10 de febrero de 2000, sirve para pagar a los gestores de las redes de transporte y distribución. La CRE determina la metodología de cálculo de la TURPE y su evolución.

- 3) la Orden de 22 de enero de 2015 que define las normas del mecanismo de capacidad, adoptada en aplicación del artículo 2 del Decreto n.º 2012-1405, de 14 de diciembre de 2012, relativo a la contribución de los proveedores a la seguridad del suministro de electricidad y por el que se crea un mecanismo de obligación de capacidad en el sector de la electricidad, y
- 4) el apéndice de la Orden de 22 de enero de 2015: Normas del mecanismo de capacidad.
- (40) En vista de las soluciones propuestas por Francia a raíz de las alegaciones de la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento, estos textos serán además modificados o completados para contemplar todas las soluciones descritas en la sección 3 de la presente Decisión.

2.6. Beneficiarios

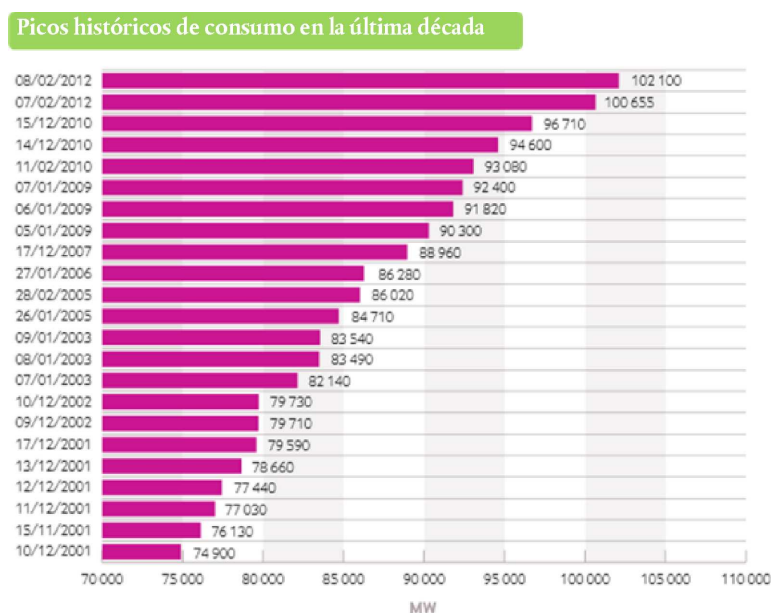
- (41) Los beneficiarios del mecanismo serán los titulares de capacidad, que recibirán las garantías de capacidad del Estado (a través de la RTE) y tendrán la posibilidad de venderlas.

2.7. Objetivo del mecanismo: seguridad del suministro

- (42) El indicador adoptado por Francia para evaluar el riesgo de ruptura del equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad es la esperanza de falta de capacidad por motivos de desajuste oferta-demanda (*Loss Of Load Expectation*, LOLE). En Francia, las autoridades francesas decidieron seleccionar una esperanza de falta de capacidad de una duración media de tres horas al año.
- (43) Las autoridades francesas explicaron que, desde hace muchos años, Francia experimenta un fenómeno de pico de consumo eléctrico durante el invierno. El sistema eléctrico francés se caracteriza efectivamente por una importante termosensibilidad del consumo eléctrico que conduce a un pico de consumo eléctrico durante las olas de frío invernales. Tal como se muestra en el gráfico 2, dicha termosensibilidad no ha dejado de aumentar en los últimos años, en particular por el aumento del consumo debido a la calefacción eléctrica, así como a nuevos usos de la electricidad que suelen coincidir con los picos de consumo al anochecer.
- (44) El crecimiento del pico es más rápido que el del nivel general de consumo de electricidad. Además, el pico de consumo francés se caracteriza por su gran volatilidad y, en consecuencia, las diferencias de consumo pueden ser especialmente significativas (hasta 20 GW entre dos años). El control del pico de consumo eléctrico es por consiguiente una preocupación central, sobre todo en un contexto de transferencias de usos energéticos hacia la electricidad.

Gráfico 2

Picos históricos de consumo en Francia



Fuente: RTE — Plan de previsiones de equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en Francia 2014, p. 33.

- (45) Según la RTE, en cuanto a la oferta, Europa se caracteriza por un estancamiento de la demanda y un significativo exceso de capacidad de producción eléctrica, debido a varios factores. Desde 2008, la crisis económica ha reducido la demanda eléctrica. Al mismo tiempo, las energías renovables subvencionadas «fuera del mercado» y que gozan de acceso prioritario a la red eléctrica se desarrollan rápidamente. Además, las centrales de carbón europeas experimentan un gran aumento de la actividad vinculado a la caída del precio de este combustible, causada por el auge del gas de esquisto norteamericano que ha llevado a Estados Unidos a exportar masivamente a Europa su producción de carbón, ahora excedentaria. Por último, las centrales de gas —que se han vuelto menos competitivas que las de carbón— ven reducida su rentabilidad y, por lo tanto, su actividad.
- (46) En este contexto, las variables vinculadas a las condiciones climáticas plantean cierta incertidumbre respecto a la remuneración de las capacidades necesarias para cubrir los picos de consumo. La aparición de picos de consumo es poco frecuente, de unas horas al año o incluso inexistente en algunos años, si las temperaturas son suaves.
- (47) El mecanismo de capacidad francés se diseñó como uno de los elementos de respuesta a esta problemática, con el fin de garantizar el cumplimiento del criterio de seguridad del suministro establecido por los poderes públicos. Pretende ser al mismo tiempo un medio para modificar los hábitos de consumo en los picos (enfoque demanda) y para estimular las inversiones adecuadas en instalaciones de producción y en capacidades de reducción (enfoque oferta).

2.8. Presupuesto

- (48) El valor de las garantías de capacidad no se establecerá administrativamente: será el mercado el que lo determine. Los propios agentes del mecanismo efectuarán los intercambios libremente en función de sus expectativas, su estrategia de cobertura y la información de que dispongan.
- (49) A pesar del carácter descentralizado del mecanismo, que dificulta la estimación del presupuesto, se realizó una estimación, partiendo del supuesto de una obligación de capacidad global para la demanda francesa comprendida entre 80 000 y 95 000 MW y suponiendo un coeficiente de seguridad mantenido en un valor de 0,93. La demanda dependerá de la evolución del consumo en la Francia metropolitana, incluidas las medidas de control de la demanda que pongan en práctica los proveedores de electricidad, destinadas a disminuir la obligación individual a la que harán frente. Partiendo de esta base, los ingresos brutos percibidos por los titulares en el mercado de la capacidad podrían oscilar entre 0 EUR/kW y 30 EUR/kW en el período comprendido entre 2017 y 2026, con cantidades más altas en los años en que sea necesario construir nuevos instrumentos de producción.

2.9. Duración

- (50) El primer año de entrega comienza el 1 de enero de 2017. Con carácter excepcional respecto a la regla general que dispone que las certificaciones deberán efectuarse cuatro años antes del año de entrega, la certificación para el primer año de entrega (2017) comenzó el 1 de abril de 2015. Actualmente, si bien las autoridades francesas no han previsto una fecha de fin del mecanismo, la RTE y el órgano regulador efectuarán una evaluación anual, definida por la normativa francesa. Esta podrá dar lugar, en su caso, bien a una revisión del mecanismo (por ejemplo, para que se ajuste a las últimas modificaciones de la legislación europea), bien al final del mecanismo si este ya no fuera necesario ⁽⁶⁾.

2.10. Acumulación

- (51) En cuanto a las instalaciones con contrato de obligación de compra (fuentes de electricidad de origen renovable) o elegibles para el complemento de remuneración, los artículos L. 121-24 y L. 335-5 del Código de la Energía disponen que el beneficio obtenido de la venta de garantías de capacidad se deducirá de sus gastos de servicio público totales, incluyendo las demás ayudas estatales concedidas y financiando el dispositivo de apoyo por obligación de compra. Simétricamente, los productores no estarán sujetos a la liquidación de las diferencias en caso de que la capacidad efectiva sea inferior a la certificada por los imponderables relativos a la disponibilidad del recurso primario ⁽⁷⁾.

⁽⁶⁾ El artículo 20 del Decreto relativo al mecanismo de capacidad prevé un informe anual de la CRE basado en el trabajo de la RTE sobre el mecanismo («Un año después de la publicación de las normas relativas al mecanismo de capacidad, y posteriormente cada año, la Comisión Reguladora de la Energía remitirá al ministro competente en materia de energía un informe, basado en la labor del gestor de la red de transporte, sobre la integración del mecanismo de capacidad en el mercado europeo. Dicho informe incluirá información sobre la evolución de la regulación relativa a la contribución de los agentes a la seguridad del suministro eléctrico en los países vecinos. Analizará la interacción entre el mecanismo de capacidad francés y los dispositivos previstos en esos países. Si procede, propondrá mejoras para el funcionamiento del mecanismo de capacidad»). Por otra parte, la Orden por la que se adoptan las normas de funcionamiento del mecanismo incluye 2 artículos sobre los informes de evaluación que deberá realizar la RTE (además del Decreto): artículos 5 y 8 (sobre el ámbito transfronterizo y el impacto dinámico del mecanismo).

⁽⁷⁾ Por ejemplo, si un productor eólico tiene un problema de mantenimiento o de instalación y este no se reajusta, estará sujeto a la liquidación de las diferencias. Por el contrario, si no hay viento, no estará sujeto a la liquidación de las diferencias.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS RAZONES QUE HAN CONDUCIDO A LA APERTURA DEL PROCEDIMIENTO

3.1. Ayuda estatal con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE

- (52) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión ya había llegado a la conclusión, en el considerando 143, de que la medida constituye una ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE por las siguientes razones.

3.1.1. Imputabilidad y financiación con fondos estatales

- (53) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión consideraba que se puede deducir la existencia de una transferencia de fondos estatales no solo cuando hay una transferencia de dinero directamente del presupuesto del Estado o de una entidad pública, sino también si los fondos para sustentar el mecanismo proceden de fondos propios de empresas siempre que i) el Estado renuncie a la recaudación de fondos estatales y/o ii) los medios financieros puestos en práctica en el marco del dispositivo permanezcan bajo control público, sin pertenecer necesariamente de modo permanente al patrimonio público.
- (54) En cuanto al primer elemento, el Estado francés renuncia a recursos públicos, puesto que atribuye gratuitamente los certificados de capacidad a los titulares de capacidad en lugar de vendérselos [como en los asuntos NOx ⁽⁸⁾ y certificados verdes rumanos ⁽⁹⁾].
- (55) En cuanto al segundo punto, los recursos económicos para financiar el mecanismo siguen bajo control del Estado [de forma similar a los asuntos Vent de Colère ⁽¹⁰⁾ y Essent ⁽¹¹⁾] puesto que: i) los fondos se nutren con contribuciones obligatorias impuestas por el Estado y, por tanto, imputables a este, ii) el Estado establece unos parámetros (criterio de seguridad del suministro y metodología para establecer el precio de referencia de mercado determinando el precio de liquidación de las diferencias) que influyen en el precio de la capacidad y en la cantidad global de certificados, incluso aunque no sean establecidos como tales por el Estado, iii) la Comisión Reguladora de la Energía (CRE) está facultada para imponer sanciones a los proveedores que incumplan sus obligaciones en materia de liquidación de diferencias, y iv) el Estado nombra al gestor de la red de transporte — RTE— para que administre el fondo de liquidación de diferencias.

3.1.2. Ventaja selectiva

- (56) Según la Comisión, la sentencia Altmark ⁽¹²⁾ no se aplica al presente asunto, puesto que la obligación de servicio público no está claramente definida. Las obligaciones del mecanismo serían numerosas y diferentes según las distintas partes interesadas (operadores de centrales, titulares de reducción, proveedores). Respecto a la obligación que recae en los titulares de capacidad, la obligación de certificación no está enmarcada estrictamente dado que: i) es opcional para las capacidades de reducción y ii) los titulares de instalaciones de producción existentes pueden elegir el nivel de capacidad que certifican.
- (57) La cesión de garantías de capacidad constituye por tanto una ventaja y no la contrapartida de una obligación de servicio público. Esta ventaja es selectiva, ya que dicho mecanismo contempla una ayuda a los operarios de capacidad y no a otros sectores de la economía.

3.1.3. Efectos sobre la competencia y el comercio entre Estados miembros

- (58) Según la Comisión, el mecanismo de capacidad podría afectar a la competencia con los titulares de capacidades situadas en el extranjero (y, por tanto, afectar también al comercio entre Estados miembros) en la medida en que los titulares de capacidades situadas en Francia obtendrían una ventaja que los titulares de capacidades situadas en el extranjero no podrían obtener al no poder certificarse.

⁽⁸⁾ Asunto C-279/08 P Comisión/Países-Bajos [2011] ECLI:EU:C:2011:551.

⁽⁹⁾ SA.37177 Rumanía — Modificación del régimen de fomento de los certificados verdes para la promoción de la electricidad producida por fuentes de energía renovables.

⁽¹⁰⁾ Asunto C-262/12 Asociación Vent de Colère! Fédération nationale e.a/Ministerio de Ecología, Desarrollo Sostenible, Transporte y Vivienda y Ministerio de Economía, Finanzas e Industria [2013] ECLI:EU:C:2013:851.

⁽¹¹⁾ Asuntos acumulados C-204/12 a C-208/12 Essent Belgium NV/Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt [2014] ECLI:EU:C:2014:2192.

⁽¹²⁾ asunto C-280/00 Altmark Trans GmbH y Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH [2003] ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. Objetivo de interés común y necesidad

- (59) La preocupación de las autoridades francesas en materia de adecuación de las capacidades de producción está estrictamente ligada a una demanda punta que se produce durante períodos relativamente cortos de frío intenso, debido a la especial dependencia de Francia de la calefacción eléctrica.
- (60) En la Decisión de incoar el procedimiento se planteaban dudas acerca de la necesidad de la medida por los siguientes motivos:
- 1) la evaluación de la adecuación de las capacidades de producción *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* de REGRT-E ⁽¹³⁾ no detecta problemas de seguridad del suministro antes de 2025;
 - 2) no parecía que Francia hubiera explorado soluciones distintas al mecanismo de capacidad, como tarifas que incentiven la reducción del consumo en períodos de pico, y
 - 3) a pesar de la implantación de un marco normativo favorable a la reducción del consumo y que permitió que las reducciones independientes tomaran el relevo de las reducciones ofertadas históricamente por el proveedor histórico, la RTE no espera un aumento neto significativo de las capacidades francesas de reducción durante el período 2014-2019.

3.3. Idoneidad de la medida de ayuda

- (61) En su Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión consideraba que el mecanismo podía generar una discriminación entre las distintas capacidades de reducción. En particular, pueden participar en el mecanismo dos tipos de reducción de consumo: por una parte, la capacidad de reducción implícita, que consiste en una reducción de la obligación de capacidad de los proveedores correspondiente al volumen de capacidad obtenido mediante descarga de clientes durante las horas puntas entre 10 y 15 días al año; y, por otra parte, la capacidad de reducción explícita, que exige a los (grandes) consumidores o agregadores que certifiquen su potencial de reducción del consumo y hagan que esa capacidad esté disponible (sin que se reduzca obligatoriamente) durante las horas puntas entre 10 y 25 días al año.
- (62) Por otro lado, la Comisión criticaba en su Decisión de incoar el procedimiento el hecho de que el mecanismo no estuviera abierto a todas las tecnologías capaces de contribuir a la seguridad del suministro, en particular a las interconexiones y/o a las capacidades del extranjero.
- (63) La Comisión también destacaba el riesgo de que las nuevas capacidades de producción no pudieran participar en el mecanismo, debido principalmente a la falta de señales de precios fiables para las garantías de capacidad. En concreto, la Comisión temía:
- 1) que el período de validez relativamente corto de las garantías de capacidad no pudiera dar una señal de precios fiable;
 - 2) que los proveedores, y especialmente los nuevos participantes, tuvieran dificultades para prever con mucho tiempo de antelación la evolución de sus carteras de clientes;
 - 3) que los incentivos para que los agentes estuvieran equilibrados antes del AE no fueran suficientes, y
 - 4) que el límite máximo del precio de las liquidaciones de las diferencias no reflejara los costes de un nuevo participante («cost of new entry», CONE).

3.4. Proporcionalidad

- (64) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión detectaba el riesgo de que el mecanismo pudiera dar lugar a una compensación excesiva de algunos titulares de capacidad, debido sobre todo a los siguientes elementos:
- 1) el riesgo de sobrestimación del consumo por parte de los proveedores (es un riesgo potencial si no son suficientemente claras las obligaciones de capacidad individuales de los proveedores);
 - 2) la potencial falta de transparencia en materia de fijación del precio de la capacidad, en particular debido al volumen potencialmente elevado de transacciones efectuadas en el mercado no organizado, así como de operaciones intragrupo, lo que podría distorsionar la señal de precio y conllevar una compensación excesiva;

⁽¹³⁾ La Comisión se refería a la edición 2015, disponible en: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf.

- 3) la participación limitada en el mecanismo (exclusión de las capacidades transfronterizas y discriminación entre los diferentes titulares de reducción);
- 4) el poder de mercado de EDF: la posibilidad de incrementar artificialmente el valor de las garantías de capacidad como vendedor, aplicando al mismo tiempo precios inferiores a su sección de comercialización; la Comisión detectaba en concreto tres riesgos subyacentes: el riesgo de retención de capacidades, el riesgo de retención de garantías de capacidad y el riesgo de «estrechamiento de márgenes».

3.5. Prevención de efectos negativos para la competencia y el comercio

- (65) En su Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión señalaba una serie de problemas en materia de potenciales distorsiones de la competencia, tanto en cuanto a la producción como al suministro de electricidad.
- (66) La Comisión expresaba su preocupación por la existencia de importantes asimetrías informativas. Los grandes proveedores integrados verticalmente, en particular los que ya están presentes en el mercado francés, pueden gozar de una ventaja debido al hecho de que disponen de un conocimiento más profundo del mercado, especialmente en relación con la disponibilidad de las capacidades, las necesidades de abastecimiento y los precios. Por lo tanto, están en condiciones de establecer unas previsiones más fiables y de ser más eficientes a la hora de cumplir las obligaciones impuestas por el mecanismo.
- (67) También a causa de la información asimétrica, es probable que a los nuevos participantes les resulte más difícil estimar su futura cartera de clientes, cuando esta estimación es esencial para calcular las necesidades de garantías de capacidad.
- (68) La Comisión también manifestaba su temor por la posibilidad de que un operador histórico dominante retuviera capacidades.
- (69) La Comisión también planteaba el riesgo de que un operador histórico dominante tuviera la posibilidad de retener garantías de capacidad.
- (70) Además, la Comisión señalaba el riesgo de prácticas de exclusión a través de los precios (compresión o estrechamiento de márgenes, precios predatorios) por parte del operador histórico dominante.
- (71) La Comisión subrayaba que la falta de señales de precios a largo plazo en materia de capacidad podría crear o reforzar las barreras a la entrada de nuevos productores. Las inversiones a largo plazo efectuadas por los nuevos participantes pueden exigir cierto grado de previsibilidad de los precios durante un determinado número de años, cosa que las garantías certificadas por un período de un año no pueden proporcionar.
- (72) La Comisión reiteraba asimismo su posición acerca de la reducción de la competencia en el mecanismo debido a la exclusión del mecanismo de determinados tipos de titulares de capacidad (capacidades transfronterizas y discriminación entre los titulares de capacidades de reducción).

4. OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS Y COMENTARIOS DE FRANCIA

- (73) La Comisión recibió 18 respuestas de interesados distintos del Estado francés, la RTE y la CRE, durante el período de consulta sobre la Decisión de incoar el procedimiento. Una parte interesada no respondió hasta después del período pertinente.
- (74) A continuación, se agrupan por temas las distintas observaciones. Se estudiarán en la evaluación de la medida, pero sin que se haga referencia explícita a ellas.

4.1. Ayuda estatal con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE

- (75) Los interesados que respondieron están divididos en cuanto a la calificación de ayuda del mecanismo. La mitad piensa que la medida constituye una ayuda estatal, bien explícitamente, bien implícitamente al no reaccionar al razonamiento de la Comisión al respecto; la otra mitad considera que el mecanismo no constituye una ayuda estatal por los motivos que figuran a continuación.

- (76) Dos interesados hacen referencia explícitamente a la Decisión n.º 369417 de 9 de octubre de 2015 del Consejo de Estado francés [recurso interpuesto por la *Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie*, Asociación Nacional de Operadores Minoristas de Energía, o ANODE ⁽¹⁴⁾] en la que consideraba que el mecanismo de capacidad propuesto no contaba con las características de una ayuda estatal. Las autoridades francesas hicieron asimismo referencia a las conclusiones del Consejo de Estado en ese mismo asunto ⁽¹⁵⁾.
- (77) Los argumentos de las autoridades francesas en cuanto a la calificación de la medida como ayuda estatal deben leerse junto con los ya mencionados en la Decisión de incoar el procedimiento.
- (78) Las autoridades francesas optaron por participar en el procedimiento de investigación pormenorizada con la Comisión Europea sin reconsiderar estos elementos y se centraron en la propuesta de medidas para garantizar la compatibilidad del mecanismo de capacidad con el mercado interior, con independencia de la cuestión relativa a la calificación de ayuda estatal. Para mayor exhaustividad, estatal se recogen asimismo a continuación los argumentos de Francia acerca de la calificación de ayuda.

4.1.1. Imputabilidad y financiación con fondos estatales

4.1.1.1. Observaciones de los interesados

- (79) Dos agregadores de reducción, dos empresas eléctricas integradas verticalmente y la *Union française de l'électricité* (Unión Francesa de Electricidad) consideran que la medida no se financia con fondos estatales. Más concretamente, estos interesados consideran que los fondos en cuestión transitan directa y exclusivamente entre titulares privados; la RTE no posee ni dispone del fondo de liquidación de las diferencias.
- (80) Además, según estos interesados, las normas aplicables a la gestión de tales recursos podrían compararse con las que definen la gestión de las «diferencias-ajustes» en el marco del dispositivo de responsable de equilibrio en el mercado energético.
- (81) EDF añade que el papel del Estado francés en relación con el mecanismo se limita a definir un marco normativo específico en el que solo actúan titulares privados. Según EDF, al implantar un mecanismo de capacidad, el Estado francés hace efectivamente uso de sus prerrogativas como poder público y actúa como regulador del mercado.
- (82) Según EDF, el mecanismo de capacidad se distingue también claramente del sistema en cuestión en el asunto Comisión/Países Bajos («NOx») ⁽¹⁶⁾, en el que el Estado holandés había concedido auténticos «derechos de contaminación» que permitían evitar el pago de multas y tenían un valor de mercado desde su concesión por parte del Estado. Los certificados no tienen en este caso ningún valor en la relación Estado francés/titulares de capacidad.

4.1.1.2. Comentarios de Francia

- (83) Según las autoridades francesas, el Estado no establece el precio de las garantías de capacidad ni, por lo tanto, los ingresos que podrían obtener los titulares de capacidad de la venta de sus certificados. El Estado no interviene tampoco en la cantidad de productos disponibles en el mercado. Por el contrario, en un sistema descentralizado, es el propio mercado el que determina el precio y la cantidad de los certificados. Los flujos financieros correspondientes al mecanismo de capacidad tienen lugar por tanto entre agentes de Derecho privado y en modo alguno bajo el control del Estado.
- (84) Además, las autoridades francesas consideran que, por su parte, los flujos financieros relativos al pago de liquidaciones de diferencias deberían ser muy marginales en el dispositivo (teniendo en cuenta los incentivos para reequilibrarse en el mercado previamente) y no deberían considerarse fondos estatales ni bajo control estatal. La liquidación de las diferencias prevista por el mecanismo de capacidad sigue un modelo idéntico al vigente actualmente en Europa para la liquidación de las diferencias en el mercado energético (*electricity balancing settlement mechanisms*).

⁽¹⁴⁾ La ANODE es la asociación de proveedores alternativos de Francia.

⁽¹⁵⁾ Decisión del Consejo de Estado francés, reunidas las subsecciones 9.ª y 10.ª, de 9 de octubre de 2015.

⁽¹⁶⁾ Asunto C-279/08; véase la nota 8 a pie de página. La Comisión hacía referencia a este caso en el considerando 108 de la Decisión de incoar el procedimiento.

- (85) Las autoridades argumentan asimismo que el mecanismo se asemeja más al tratado en el asunto PreussenElektra⁽¹⁷⁾ que a los discutidos en los asuntos Vent de Colère⁽¹⁸⁾ y Essent⁽¹⁹⁾. Como en el asunto PreussenElektra y al contrario de lo previsto en Vent de Colère, el mecanismo de capacidad no contempla ningún mecanismo compensatorio para los proveedores. Y, al contrario que en Essent i), los flujos financieros están constantemente en posesión de agentes privados (proveedores y titulares de capacidad); ii) los flujos financieros no se derivan de ningún impuesto. La presencia de fondos estatales es tanto más contestable cuanto que, en contra de la jurisprudencia PreussenElektra, no se establece ningún precio de compra mínimo para las garantías de capacidad.
- (86) Por otra parte, según las autoridades, la cesión de garantías de capacidad no puede considerarse como una renuncia a un recurso público. En efecto, el Estado no renuncia a ningún recurso, puesto que el valor de mercado de los certificados de garantía puede proceder i) bien del valor intrínseco del subyacente que cubren, ii) o bien de la escasez en el momento de su emisión. Estos dos elementos están fuera de las competencias del Estado y distinguen a este asunto de los asuntos NOx y certificados verdes rumanos, en los que, respectivamente, los certificados podían subastarse o tenían un valor mínimo.
- (87) Por último, en el caso rumano, la ley obliga explícitamente a los proveedores a repercutir los costes de adquisición de los certificados verdes a los consumidores. El Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) manifestó un razonamiento similar en el asunto Vent de Colère, al no actuar los proveedores más que como intermediarios financieros (ya que la contribución al servicio público de la electricidad⁽²⁰⁾ permite garantizar la compensación de sus costes adicionales). Por el contrario, en el caso del mecanismo francés, los proveedores son totalmente libres de elegir la forma en que repercuten los costes a sus consumidores. Ningún mecanismo garantiza a los proveedores la compensación de los costes adicionales debidos a la compra de garantías de capacidad.

4.1.2. Ventaja selectiva

4.1.2.1. Observaciones de los interesados

- (88) Junto con EDF, una empresa activa principalmente en Francia en la venta al por mayor considera que el mecanismo constituye una obligación de servicio público, refiriéndose dicha empresa a la Decisión de la Comisión en el asunto N475/2003 relativo a una licitación para nueva capacidad en Irlanda⁽²¹⁾.
- (89) Según EDF, dado que la operación de certificación supone un compromiso de disponibilidad, constituye la contrapartida de un servicio prestado por los titulares de capacidad y no una supuesta ventaja concedida a título gratuito.
- (90) Además, EDF y otra empresa de electricidad integrada verticalmente consideran que el mecanismo de capacidad no concede ninguna ventaja selectiva a los titulares de capacidad. En su opinión, los distintos agentes que participan en el mecanismo están en una situación factual y jurídica idéntica y gozan de una igualdad de trato total: se les retribuye del mismo modo, sea cual sea la tecnología empleada. Por consiguiente, ningún operador se verá favorecido por la especificidad de su parque de generación.
- (91) Según EDF, es erróneo afirmar que esa supuesta ventaja es selectiva porque el mecanismo de capacidad «contempla una ayuda a los operarios de capacidad y no a otros sectores de la economía». Al hacerlo, la Comisión ignora las características del mecanismo de capacidad («market-wide» y «technology neutral»), así como la jurisprudencia del TJUE, que evalúa la selectividad de una medida con respecto a las demás empresas que se encuentran en una situación factual y jurídica comparable.

4.1.2.2. Comentarios de Francia

- (92) En primer lugar, según las autoridades, la asignación de certificados en el marco del mecanismo de capacidad es, en efecto, la contrapartida de un compromiso de disponibilidad durante las horas de gran consumo o tensión en el sistema eléctrico.

⁽¹⁷⁾ Asunto C-379/98 PreussenElektra AG/Schleswig AG, en presencia de Windpark Reußenköge III GmbH y Land Schleswig-Holstein [2001] ECLI:EU:C:2001:160.

⁽¹⁸⁾ Asunto C-262/12; véase la nota 10 a pie de página.

⁽¹⁹⁾ Asuntos acumulados C-204/12 a C-208/12; véase la nota 11 a pie de página.

⁽²⁰⁾ La contribución al servicio público de la electricidad (CSPE) es una exacción de índole fiscal impuesta a los consumidores de electricidad en Francia, destinada a resarcir a los titulares por los costes adicionales generados por las obligaciones que les impone la ley en cuanto al servicio público de la electricidad.

⁽²¹⁾ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf

- (93) En segundo lugar, las autoridades francesas consideran que la obligación de servicio público está bien definida. En cuanto a las reducciones, el hecho de que su certificación sea opcional facilita su participación en el mecanismo de capacidad. En cuanto a las instalaciones de producción, el componente declarativo del proceso de certificación no cuestiona el carácter concreto de la obligación de servicio público: la CRE estará en condiciones de adoptar las sanciones necesarias en caso de tentativa de manipulación del mercado, especialmente si un agente evaluara a la baja sus capacidades con el fin de ejercer una presión al alza en el precio de esas garantías de capacidad.
- (94) Como el mecanismo de capacidad es tecnológicamente neutro, las autoridades consideran que no procura ninguna ventaja selectiva para una determinada tecnología de producción o reducción.
- (95) Según Francia, el punto de vista de la Comisión, que parece considerar que el mecanismo de capacidad es selectivo porque afecta únicamente a los titulares de capacidad (y no a otros sectores de la economía), significaría que cualquier medida sectorial sería, por naturaleza, selectiva.

4.1.3. Efectos sobre la competencia y el comercio entre Estados miembros

4.1.3.1. Observaciones de los interesados

- (96) Ningún interesado hizo observaciones sobre este punto.

4.1.3.2. Comentarios de Francia

- (97) Las autoridades francesas consideran que el mecanismo de capacidad no tendrá repercusiones en el mercado de la electricidad —ni a escala nacional ni en las interacciones con los países vecinos—, que seguirá funcionando de la misma manera. Más concretamente, estiman que el mercado de capacidad no modificará el precio de la electricidad en los mercados al contado.

4.2. Objetivo de interés común y necesidad

4.2.1. Observaciones de los interesados

- (98) En general, los interesados opinan que el mecanismo es necesario y debería formar parte integrante de la organización del mercado. Solo tres interesados discuten la necesidad de la medida, por los motivos siguientes:
- 1) el análisis de la adecuación de las capacidades de producción realizado por la RTE en 2015 no prevé ningún problema de falta de capacidad;
 - 2) actualmente en Francia hay un exceso de capacidad, como lo demuestra el hecho de que, para el año 2017, el volumen de las capacidades certificadas sea superior al necesario para hacer frente a un pico de consumo, y
 - 3) el consumo ha disminuido en los últimos años y el pico de consumo se mantiene estable (la RTE había previsto un incremento del pico de consumo).

4.2.2. Comentarios de Francia

4.2.2.1. En cuanto a la seguridad del suministro

- (99) Según las autoridades, se determinó un indicador de seguridad del suministro y se detectó un riesgo de falta de capacidad en los últimos estudios de la RTE: en el último Plan de previsiones de la RTE, establecido antes de la entrada en vigor del mecanismo (en 2014), aparece un déficit de margen de 2 GW en el estudio para el invierno 2016-2017 con la hipótesis de referencia. Dicho margen se reducía a 200 MW en el Plan de previsiones 2015 para el invierno 2017-2018, pero esto era así gracias a la señal dada por la implantación del mecanismo. Estos análisis se confirmarían con los análisis del *Pentalateral Energy Forum*.
- (100) Por el contrario, el estudio de adecuación realizado por REGRT-E (el informe *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) se basaba en un metodología determinista: el pico de consumo debido a las olas de frío y a la termosensibilidad no entraba dentro del modelo de la evaluación. Son las diferencias metodológicas las que conducen a esas

diferencias de resultados. La aplicación de la metodología-objetivo que se esfuerza por poner en práctica REGRT-E conducirá a reducir las diferencias entre esos distintos ejercicios de previsión. A este respecto, el *Mid-Term Adequacy Forecast* publicado en 2016 por REGRT-E ⁽²²⁾, que es la primera versión que se basa en una metodología de probabilidades, es coherente con los resultados del estudio del PLEF y de la RTE.

- (101) Al contrario de lo que parece sugerir la Comisión, el mecanismo de capacidad francés no se diseñó para resolver posibles problemas de *missing money*, sino para garantizar la seguridad del suministro del sistema eléctrico francés (en especial en los picos de consumo), retribuyendo la disponibilidad de los medios que no pueden retribuirse de forma satisfactoria únicamente en el mercado energético.
- (102) Francia pone en práctica varias medidas que complementan el mecanismo de capacidad: proyectos de interconexiones y revisiones de las tarifas reguladas y de las tarifas de utilización de las redes públicas de transporte y distribución de electricidad con el fin de que reflejen mejor las escaseces; desarrollo de las capacidades de supresión (por ejemplo, gracias a la evolución del marco regulador de los mercados eléctricos para permitir la participación de las reducciones en todos los mecanismos, la supresión de las barreras técnicas y competitivas para la agregación de capacidades y la implantación de contadores inteligentes); desarrollo de renovables, etc.
- (103) Entretanto, la RTE publicó su evaluación de la adecuación de las capacidades de producción para 2016. Según las autoridades, el último Plan de previsiones de la RTE no modifica el análisis de las autoridades francesas. Por el contrario, lo reafirma al demostrar una vez más que la seguridad del suministro de Francia depende del destino de determinadas centrales térmicas (en especial de las de ciclo combinado de gas) y de las reducciones de consumo, es decir, precisamente los sectores más sensibles a la implantación del mecanismo de capacidad.

Gráfico 3

Indicadores de falta de capacidad en escenarios «térmico alto» y «térmico bajo»

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Escenario «térmico alto»	Energía de falta de capacidad	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Esperanza de duración de falta de capacidad	0 h 45	0 h 30	1 h 00	0 h 45	0 h 15
	Margen o déficit de capacidad	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Escenario «térmico bajo»	Energía de falta de capacidad	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Esperanza de duración de falta de capacidad	2 h 30	3 h 45	6 h 45	6 h 15	2 h 15
	Margen o déficit de capacidad	600 MW	– 700 MW	– 2 500 MW	– 2 400 MW	900 MW

Fuente: RTE, Plan de previsiones 2016.

- (104) Según la RTE, entre los escenarios térmicos presentados en el Plan de previsiones 2016 (véase el gráfico 3), es el escenario «térmico bajo» el que debería adoptarse a falta de mecanismo de capacidad. El escenario «térmico bajo» incluye el cierre de algunos medios, en particular aquellos cuyo cierre han aplazado actualmente los titulares en espera de la implantación del mecanismo de capacidad. El escenario «térmico alto», por el contrario, corresponde al mantenimiento de todas las centrales actuales, con independencia de cualquier consideración económica: según las autoridades, tiene por lo tanto pocas probabilidades de concretarse.

⁽²²⁾ Disponible en: <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>.

- (105) Así pues, en el escenario «térmico bajo», la seguridad del suministro está amenazada a partir del invierno 2017-2018 si se toma como referencia un invierno medio. Además, siguiendo con la hipótesis del escenario «térmico bajo», la RTE calcula la esperanza de falta de capacidad simulando un invierno extremo, con ola de frío, en los cinco próximos inviernos. Los resultados de esos cálculos se recogen en el gráfico 4.

Gráfico 4

Esperanza de falta de capacidad en invierno extremo (en horas)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Esperanza de falta de capacidad	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Fuente: RTE.

- (106) El cálculo muestra que la esperanza de falta de capacidad superaría en todos los casos el criterio de falta de capacidad adoptado para Francia, es decir, una esperanza de falta de capacidad de una duración media de 3 horas al año. Cabe señalar que es precisamente contra los inviernos extremos contra lo que pretende asegurarse el mecanismo de capacidad francés.

4.2.2.2. En cuanto a las demás alegaciones expuestas por la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento

- (107) La Comisión recordaba, en el considerando 164 de la Decisión de incoar el procedimiento, que la *Autorité de la Concurrence* (Autoridad de la Competencia) había sugerido crear una tasa de uso de las redes públicas de transporte y distribución de electricidad (TURPE) horoestacional, con una distinción entre horas punta y horas valle, con el fin de incitar a reducir la demanda de los consumidores industriales en los períodos de máxima demanda. Francia confirmó que la TURPE ya es horoestacional, con precios diferenciados según las estaciones, los días de la semana y/o las horas del día.
- (108) Por último, en el considerando 153 de la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión consideraba que los factores de *de-rating* (en el régimen de certificación normativo opcional) no eran suficientemente claros. Francia explicó que, en ese régimen de certificación normativo opcional, el nivel de capacidad certificado (NCC) equivale a la media de la potencia suministrada por la instalación en las horas de PP2 en el conjunto de los años históricos multiplicada por el coeficiente de contribución del sector (o factor de *de-rating*). Esos coeficientes de contribución (85 % para la energía hidráulica de agua fluyente, 70 % para la eólica y 25 % para la solar) traducen el hecho de que, para las instalaciones de los sectores verticales, la disponibilidad media en las horas de PP2 no refleja perfectamente la contribución de esas instalaciones a la reducción del riesgo de falta de capacidad debido a: i) la correlación entre la disponibilidad de la instalación y los instantes de tensión del sistema (lo que no sucede con una capacidad controlable) y ii) un perfil de disponibilidad no constante en las horas de PP2 (las capacidades controlables tienen un perfil de disponibilidad plano), lo que tiene repercusiones porque la función de probabilidad de falta de capacidad en las horas de PP2 no es uniforme. Los coeficientes de contribución para los años de entrega 2017, 2018 y 2019 se han calculado en función de los escenarios del Plan de previsiones de la RTE, sobre la base de un gran número de series estadísticas.

4.3. Idoneidad de la ayuda

4.3.1. Discriminación entre capacidades de reducción

4.3.1.1. Observaciones de los interesados

- (109) La mayoría de los interesados hace referencia a la supuesta discriminación entre reducciones implícitas y explícitas. La mayoría de ellos (5) piensa que el mecanismo es más favorable a las reducciones explícitas, como consecuencia de la obligación de activación impuesta a la reducción implícita, que se considera bastante restrictiva. Dos interesados señalaron que, según el criterio de seguridad del suministro establecido, una capacidad de reducción explícita no debería activarse más que una vez cada diez años (al estar diseñado el mecanismo para

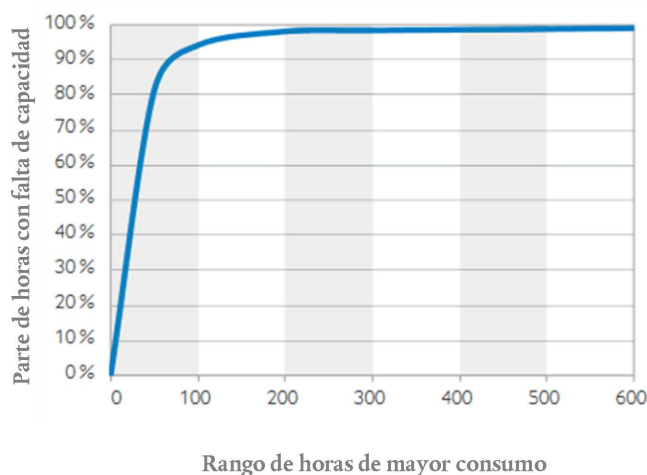
un pico invernal una vez cada diez años). Consideran por tanto que el volumen de horas de PP2 (disponibilidad de la reducción explícita) debería ser 10 veces mayor que el volumen de horas de PP1 (reducción efectiva de la reducción implícita). Dos interesados de la opinión contraria señalan que, en su opinión, las condiciones de las reducciones implícitas son más ventajosas, dado que los titulares de reducción explícita deben asumir los costes de la certificación. Dos interesados consideran que las autoridades francesas han encontrado un adecuado equilibrio entre las obligaciones de ambos tipos de titulares de reducción.

4.3.1.2. Comentarios de Francia

- (110) Francia se defendió señalando las distintas obligaciones de los dos tipos de titulares de reducción. Afirma que son necesarias condiciones diferentes precisamente para permitir a ambos tipos de capacidad participar en el mecanismo. En particular, al ser mayor la contrapartida exigida a una reducción que se valora de manera implícita (activación frente a disponibilidad), es lógico que el número de días al que afecte (días de PP1) sea inferior al número de días durante los que debe estar disponible un titular de reducción explícita.
- (111) Algunas partes interesadas manifestaron ahora su preocupación por el hecho de que la duración del período PP2, aunque superior a la de PP1, potencialmente se pueda calcular a la baja. Según Francia, el cálculo de los períodos PP1 y PP2 es una cuestión compleja, cuya respuesta debe pasar necesariamente por una solución de compromiso. La RTE llevó a cabo una serie de estudios para alcanzar un compromiso satisfactorio, cuyos resultados se presentan en el *Informe de seguimiento de la propuesta de normas del mecanismo de capacidad* (2014).
- (112) En resumen, para poder captar las horas de mayor consumo (véase el gráfico 5 a continuación) y, al mismo tiempo, ser capaces de revelar la participación de los consumidores reducibles en la reducción del riesgo de falta de capacidad, las autoridades francesas decidieron adoptar una volumetría de 100 a 150 horas para el período PP1.

Gráfico 5

Relación entre falta de capacidad y horas de mayor consumo



Fuente: RTE, Informe de seguimiento de la proposición de normas del mecanismo de capacidad (2014), p. 139.

- (113) Según Francia, PP2 debería ser en efecto más largo que PP1 (ya que el concepto de activación es más exigente que el de disponibilidad), pero PP2 tampoco debería ser demasiado largo para no perjudicar indebidamente a algunos sectores y en particular a las reducciones. Del mismo estudio se desprende que el 99 % de las horas de falta de capacidad están incluidas en las 300 horas de máximo consumo y, por lo tanto, un período PP2 estimado, con entre 100 y 300 horas de máximo consumo, era una opción coherente para estimar de forma pertinente la contribución a la reducción del riesgo de falta de capacidad de las capacidades de reducción explícitas.

- (114) Dentro de ese intervalo de 100 a 300 horas, las autoridades francesas calcularon la cifra de 250 horas. En efecto, esta cifra permite i) captar casi el 99 % de las horas de falta de capacidad (véase el gráfico 5) y no conduce por tanto a una degradación de la captación del riesgo de falta de capacidad respecto a la opción máxima de 300 horas, ii) aumentar la disponibilidad de las reducciones de consumo explícito en relación con los demás sectores ⁽²³⁾. Así, para garantizar un mismo nivel de seguridad del suministro, las autoridades francesas optaron por establecer un máximo de 250 horas para el período PP2 con el fin de maximizar la contribución de las reducciones explícitas para un mismo nivel de cobertura del riesgo de falta de capacidad.
- (115) El hecho de prever un plazo PP2 10 veces más largo que el período PP1 equivaldría a evaluar la disponibilidad de los medios de producción y reducción de 1 000 a 1 500 horas. A la vista de los imperativos de disponibilidad de las capacidades de reducción durante períodos prolongados, la ampliación de la obligación de disponibilidad tendría para dichas capacidades el efecto de reducir su potencial de valorización en el mecanismo de capacidad. 100 MW de reducción industrial capaces de estar disponibles para un centenar de horas, pero no para un millar de horas, se valorizarían entonces como 20 MW de producción térmica, aun cuando los estudios muestran que su contribución a la reducción del riesgo de falta de capacidad es comparable a 90 MW de producción térmica. Por ello, y con el fin de garantizar una competencia equitativa entre los titulares de reducción y los productores, las autoridades francesas optaron por no contemplar un período PP2 10 veces más largo que el período PP1 y disponer de un período PP2 estimado.
- (116) Por otra parte, las autoridades francesas recuerdan que el mecanismo de capacidad prevé un control de la disponibilidad de las capacidades (sin activación espontánea), que permite garantizar que no haya efectos de peso muerto entre un compromiso de disponibilidad y un compromiso de activación.
- (117) Las autoridades francesas se muestran no obstante abiertas a la posibilidad de establecer otros valores distintos a los aplicados actualmente en las normas, pero consideran que el marco vigente procura un equilibrio razonable entre los titulares de reducción independientes y los proveedores. Estiman por tanto que debería mantenerse el ratio PP1/PP2 así para los primeros años de entrega. Podrá revisarse su valor si las señales enviadas no son suficientemente pertinentes y dicha evaluación podrá integrarse en la evaluación del funcionamiento del mercado de la capacidad.

4.3.2. Exclusión de las capacidades transfronterizas

4.3.2.1. Observaciones de los interesados

- (118) Las observaciones recibidas en respuesta a la Decisión de incoar el procedimiento ponen de manifiesto un amplio consenso entre los agentes del mercado para que el mecanismo francés se abra progresivamente (es decir, sin poner en peligro el inicio del mecanismo en enero de 2017) a las capacidades transfronterizas.

4.3.2.2. Comentarios y soluciones propuestas por Francia

- (119) En respuesta, Francia propuso una toma en consideración explícita de las capacidades extranjeras según un modelo híbrido, que retribuya tanto las interconexiones como las capacidades de producción y reducción extranjeras. En dicha propuesta, la remuneración más importante recaerá o en las interconexiones o en las capacidades extranjeras según la escasez.
- (120) Según la propuesta, las capacidades de producción y reducción extranjeras deberán adquirir unos bonos de interconexión para poder certificarse y posteriormente ofrecer sus garantías de capacidad en el mercado de capacidad francés.
- (121) Esos bonos se acordarán por frontera, en función de la contribución de los Estados miembros transfronterizos a la seguridad del suministro en Francia. Los bonos se subastarán a continuación «frontera por frontera». Todas las capacidades de producción y reducción del país transfronterizo interconectado a Francia mediante una determinada interconexión tendrán la posibilidad de participar en la subasta de los bonos de interconexión

⁽²³⁾ En el informe de seguimiento de las normas, la RTE ponía de manifiesto que la mayoría de los sectores productivos eran insensibles a la elección de una duración PP2 de 200, 250 o 300 horas, pero, en cambio, las reducciones sí eran sensibles a esa elección y su contribución al riesgo de falta de capacidad se veía afectada por una franja de disponibilidad más importante.

correspondiente a esa interconexión. Las subastas se llevarán a cabo en el año de entrega-1 (en lo sucesivo AE-1). El dispositivo no se opone a que las capacidades contratadas con el mecanismo francés participen simultáneamente en otros mecanismos de capacidad en la Unión Europea. En este contexto, será necesario entonces definir, en colaboración con los Estados en cuestión, las condiciones de control y evaluación del servicio prestado.

- (122) Una vez que las capacidades de producción o reducción extranjeras hayan obtenido los bonos de interconexión, podrán certificarse y recibir garantías de capacidades. Luego podrán vender dichas garantías de capacidad en el mercado de capacidad francés.
- (123) Las autoridades francesas se comprometen a poner en práctica unilateralmente la citada solución «híbrida pragmática», es decir, a integrar en su marco normativo la posibilidad de que las instalaciones ubicadas en los Estados miembros fronterizos participen de manera explícita en el mecanismo de capacidad francés siempre y cuando haya una capacidad de tránsito suficiente para las interconexiones. Ese marco normativo contemplará no obstante el acuerdo de los gestores de las redes de transporte ⁽²⁴⁾ (GRT) de los Estados miembros en forma de protocolo de cooperación que permita la puesta en marcha de un proceso de certificación y de los controles necesarios para poner en práctica el mecanismo.
- (124) A falta de firma de ese protocolo por determinados GRT de los Estados miembros interesados, las autoridades francesas se comprometen a establecer un procedimiento de salvaguardia que permita disponer de una participación explícita de las capacidades extranjeras en el mecanismo de capacidad y salir así definitivamente del modelo basado en una participación implícita. Este procedimiento de salvaguardia consistirá en la participación explícita de las interconexiones (solución que puede aplicarse sin la participación de los demás Estados miembros y que permite reflejar el valor aportado por las capacidades de interconexiones a la seguridad del suministro de Francia).
- (125) La puesta en práctica de estos compromisos requiere una revisión del Decreto francés de 2012, adoptado por el Consejo de Estado, previo dictamen del Consejo Superior de la Energía, del Consejo Nacional de Evaluación de las Normas, de la Comisión Reguladora de la Energía y de la Autoridad de la Competencia. Las autoridades francesas consideran que no es posible prever la adopción del Decreto antes de finales de 2017, seguida por una revisión de las normas adoptadas para su aplicación. Las autoridades francesas calculan que esta etapa podría durar aproximadamente seis meses. El calendario presentado por las autoridades francesas parte por tanto de una transposición al marco normativo en 2018 para su aplicación efectiva en el año de entrega 2019.

4.3.3. Falta de señales para las nuevas inversiones

4.3.3.1. Observaciones de los interesados

- (126) La Comisión recibió muchas respuestas a este respecto y los puntos de vista expresados eran muy divergentes.
- (127) La mayoría (7) de los interesados creen que, en su forma inicial, el mecanismo no puede fomentar nuevas inversiones en centrales de producción. Los motivos más citados son principalmente la falta de señales de precios representativas con suficiente antelación respecto al año de entrega, el límite máximo del precio de la capacidad establecido en 40 000 EUR/MW (resultante del límite máximo aplicable al mecanismo de liquidación de las diferencias) y la falta de contratos a largo plazo.
- (128) En su mayoría, los interesados confirmaron, en efecto, bien que el mecanismo era demasiado complejo, bien que, cuando menos, resultaba difícil para los proveedores y, en particular, para los nuevos participantes estimar sus futuras carteras. Uno de los interesados subrayó que un mecanismo de capacidad centralizado podría evitar este tipo de problemas.
- (129) Dos productores (históricos) no comparten esta opinión y piensan que el mecanismo permitirá atraer nuevas inversiones, en particular debido al plazo de cuatro años antes del año de entrega, a la posibilidad de que el mercado desarrolle productos con el tiempo y a la señal de precios, que consideran fiable. Estiman además que el mecanismo prevé suficientes salvaguardas para garantizar la transparencia de las obligaciones de capacidad, en particular mediante la publicación periódica, por parte de la RTE, de las previsiones relativas al nivel global de garantías de capacidad requeridas para cada año de entrega.

⁽²⁴⁾ En virtud del artículo 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), el gestor de la red de transporte (GRT) es «la persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de transporte de electricidad».

- (130) Otros dos interesados (productores alternativos) señalaron que el principal objetivo del mecanismo es mantener en funcionamiento las capacidades existentes en lugar de estimular nuevas inversiones.

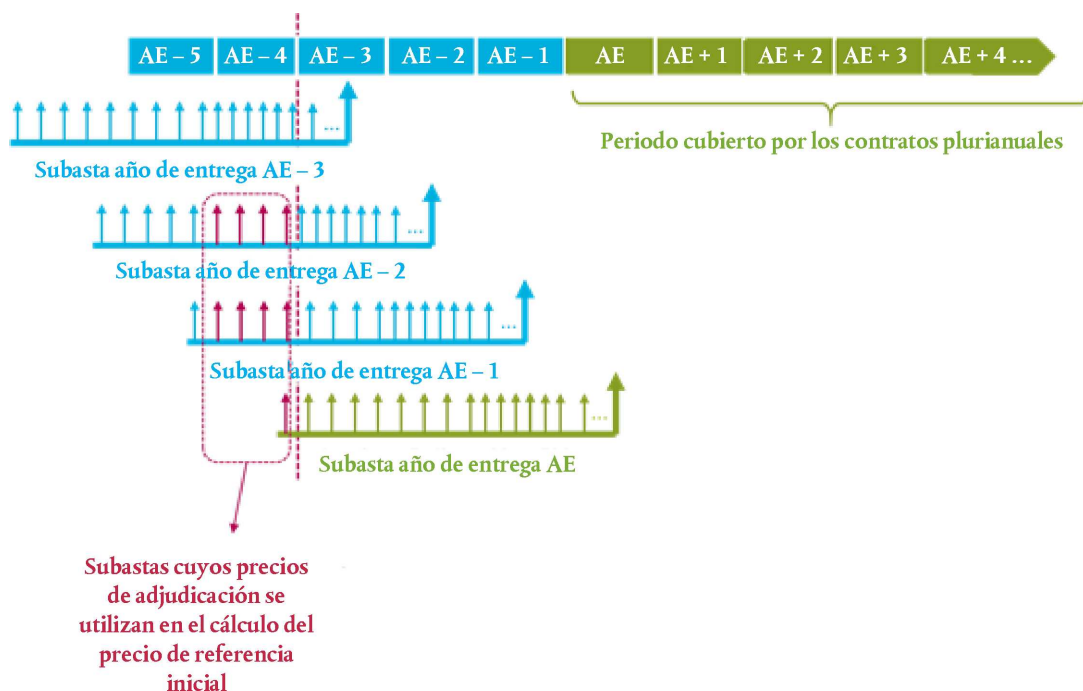
4.3.3.2. Comentarios y soluciones propuestas por Francia

Ausencia de contratos a largo plazo

- (131) Como consecuencia de los comentarios de las terceras partes, las autoridades francesas se comprometieron a establecer un sistema de contratación plurianual destinado a fomentar la inversión en nuevas capacidades. Todas las nuevas capacidades ⁽²⁵⁾ serán aptas para participar en dicho sistema si no disponen ya de un mecanismo de respaldo.
- (132) Con el fin de conceder un plazo de instalación suficiente a los nuevos proyectos, se organizará una primera subasta de garantías de capacidad en la plataforma EPEX en AE-4. Las nuevas capacidades potenciales deberán presentar sus ofertas a la RTE en el último trimestre del AE-4. En dichas ofertas, se deberá proponer principalmente un precio y un volumen.
- (133) A continuación, se comparará la competitividad del precio con un «precio de referencia inicial», por encima del cual no se admitirán ofertas. El precio de referencia inicial será un precio ponderado ⁽²⁶⁾ de la capacidad, resultante no solo de la subasta organizada en el AE-4 para el año de entrega AE, sino también de la subasta organizada durante ese mismo año para los años de entrega AE-2 y AE-1, como se indica en el gráfico 6.

Gráfico 6

Propuesta de composición del precio de referencia inicial



Fuente: Carta de las autoridades francesas de 9 de septiembre de 2016.

⁽²⁵⁾ Los criterios aplicados para distinguir las inversiones en nuevas capacidades de las inversiones de mantenimiento o de ampliación de la vida útil de instalaciones existentes se ajustarán a las definiciones ya existentes en la normativa francesa para distinguir las «nuevas capacidades» de las inversiones de mantenimiento o de prolongación de la vida útil. Así, el artículo L. 311-1 del Código de la Energía francés, en su versión derivada de la Ley n.º 2015-992 relativa a la transición energética para el crecimiento verde, dispone: «Sin perjuicio del artículo L. 311-6, la explotación de cualquier nueva instalación de producción de electricidad estará subordinada a la obtención de una autorización administrativa. Se considerarán asimismo nuevas instalaciones de producción, a tenor del presente artículo, aquellas instalaciones cuya potencia instalada aumente al menos un 20 %, así como aquellas cuya fuente primaria de energía se modifique».

⁽²⁶⁾ La ponderación concreta la determinarán las autoridades francesas de acuerdo con el mercado.

- (134) Por lo tanto, los agentes del mercado no conocerán previamente el precio de referencia inicial y serán los resultados del mercado los que permitan determinar dicho precio de referencia inicial.
- (135) En cuanto a los volúmenes que se contratarán, las autoridades francesas aplicarán una curva de demanda para limitarlos a las ofertas que sean realmente competitivas a largo plazo. La RTE elaborará anualmente esa curva de demanda, que será aprobada por la CRE y deberá reflejar el valor de la nueva capacidad para la comunidad. Se trata, en efecto, de asegurarse de que el mecanismo de contratación plurianual tenga efectivamente un impacto positivo para los consumidores.
- (136) Las capacidades seleccionadas dispondrán de un contrato por diferencia de una duración de siete años con un funcionamiento comparable a una prima tarifaria («feed-in premium»), lo que significa que toda diferencia entre el precio de la oferta y el precio de referencia del mercado dará lugar o a un reembolso de la diferencia (si el PRM es superior al precio de la oferta) o a un cargo (si el PRM es inferior al precio de la oferta). No obstante, con el fin de incentivar a los titulares del mercado para que se esfuercen por maximizar sus ingresos, todo ingreso generado por la venta de garantías a un precio superior al precio de la oferta no dará lugar al reembolso de la diferencia (precio de venta — precio de la oferta) por el inversor.
- (137) Las autoridades francesas estudian además la introducción de criterios ambientales que lleven a dar preferencia a los productores que emitan poco carbono, en forma de i) una prelación medioambiental en caso de idénticas características técnicas y económicas, y ii) un límite de las emisiones que podrá generar un agente que se beneficie del marco específico para las nuevas capacidades. Los criterios medioambientales, como el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, se definirán en las normas y, en su caso, se podrá elegir la oferta más ventajosa desde el punto de vista medioambiental. Además, las instalaciones existentes seguirán estando sujetas a la normativa medioambiental vigente, tanto europea como francesa, lo que podrá requerir, si procede, inversiones para adecuar esas instalaciones a la normativa vigente.
- (138) Las autoridades francesas se comprometen a poner en marcha el sistema para una selección de capacidades en 2019, unida a una primera participación efectiva de las capacidades seleccionadas para el año de entrega 2023. Además, se comprometen a aplicar a partir de 2019 un sistema transitorio de contratos plurianuales para cubrir el período comprendido entre 2020 y 2023. A modo de ejemplo, esto supondría que, en 2019, se implantaría un sistema «perenne» para el año de entrega 2023, así como un sistema transitorio para los años de entrega 2020, 2021 y 2022.

Dificultad para que los proveedores prevean con mucho tiempo de antelación la evolución de sus carteras de clientes

- (139) Las autoridades francesas consideran que las previsiones periódicas de la RTE deberían proporcionar suficiente ayuda a los proveedores para poder prever mejor el nivel definitivo de su obligación de capacidad. Las autoridades añaden que los proveedores tienen la posibilidad, al menos durante los primeros años del mecanismo, de reajustar sus capacidades sin costes hasta el final del año de entrega.
- (140) Sin perjuicio de lo anterior y como complemento de estas salvaguardias, las autoridades francesas proponen incluir en las normas del mecanismo de capacidad ciertas disposiciones relativas al seguimiento de los proveedores alternativos en lo que respecta al cálculo de su obligación de capacidad. Según las normas actuales, la RTE notificará a cada proveedor un nivel de obligación previsto un año después del año de entrega y luego un nivel de obligación definitivo dos años después del año de entrega. Además, la RTE ha desarrollado unas herramientas de seguimiento para informar a los titulares de su nivel de obligación antes del vencimiento de esos plazos. Francia propone formalizar la obligación de la RTE de hacer un seguimiento de los proveedores a la hora de calcular su obligación, en particular poniendo a su disposición herramientas que permitan a los proveedores alternativos anticipar mejor su obligación de capacidad y mediante la inscripción de intervalos periódicos durante los que los proveedores utilizarán esas herramientas para hacer la previsión de su obligación. Los proveedores tendrán también la facultad de utilizar esas herramientas previa solicitud fuera de esos intervalos inscritos en las normas.

Potencial falta de incentivos para que los titulares estén en equilibrio antes del año de entrega

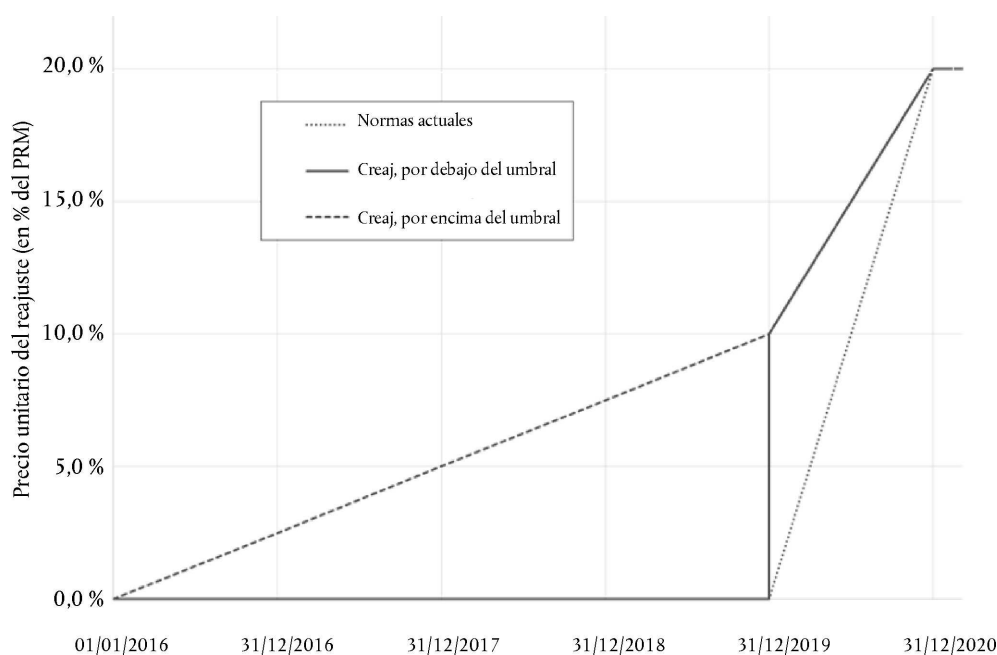
- (141) Por otro lado, las autoridades francesas se comprometieron a revisar las modalidades de reajuste, con el fin de incentivar a los titulares de capacidad a certificarse lo más precisamente posible. En concreto, los costes de los reajustes aplicados a los titulares se calculan en función del volumen de reajuste de cada agente:
- 1) si la suma de los reajustes es inferior a 1 GW (suma de los valores absolutos), el reajuste sigue siendo gratuito antes del año de entrega;

- 2) si la suma de los reajustes es superior a 1 GW (suma de los valores absolutos), los reajustes antes del año de entrega son de pago.

- (142) En el gráfico 7 se refleja el carácter progresivo de los costes de reajuste según los casos (año de entrega: 2020), con un precio unitario creciente a medida que se aproxima el año de entrega.

Gráfico 7

Ilustración del nuevo marco propuesto para los reajustes para el año 2020 con $k = 0,2$



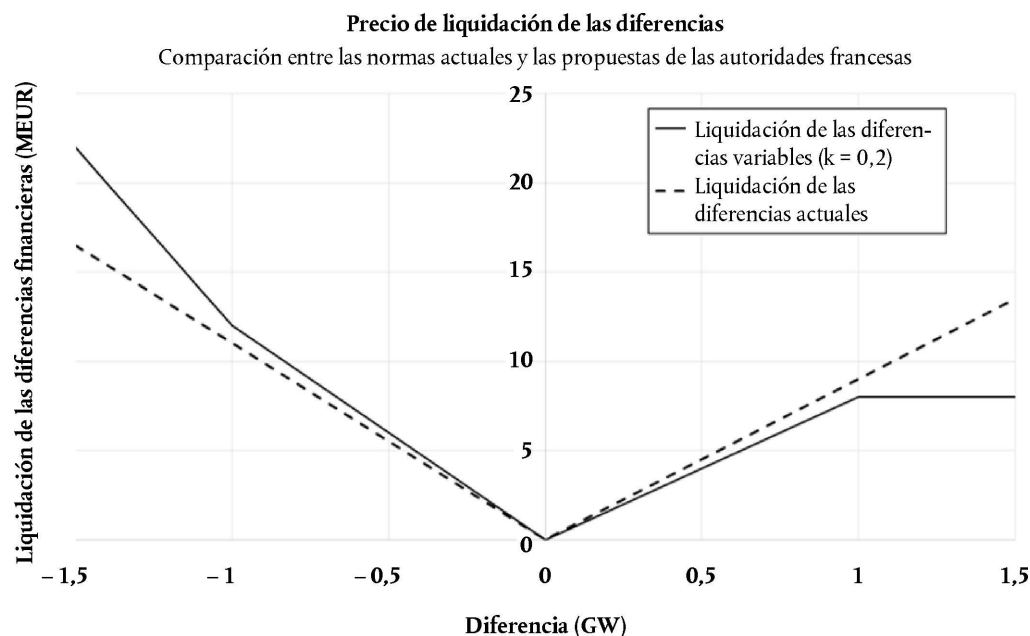
Fuente: Carta de las autoridades francesas de 9 de septiembre de 2016.

- (143) A partir de ahora, los titulares de capacidad deberán reajustarse en un breve plazo definido en las normas cuando haya eventos importantes (es decir, que conlleven una indisponibilidad de los medios respecto a sus previsiones de disponibilidad, como interrupción de la actividad, cierre definitivo, avería que conlleve indisponibilidad durante un período largo, etc.) ⁽²⁷⁾.
- (144) Las autoridades francesas proponen asimismo una modificación del mecanismo de liquidación de las diferencias con el fin de disuadir aún más a los titulares del mercado de presentar diferencias negativas o positivas en uno u otro momento. En particular, el coeficiente incentivador « k », aplicado a los desajustes, se duplicará (era de 0,1 según la orden de 22 de enero de 2015 y pasará a ser de 0,2) y además se verá aún más incrementado para los desajustes negativos que superen el umbral máximo de 1 GW y será aún menos retributivo para los desajustes positivos que superen también el umbral máximo de 1 GW (el nivel exacto de los umbrales será definido por las autoridades sobre la base de la reacción del mercado, pero en cualquier caso no superará 1 GW). Estas modificaciones se recogen en el gráfico 8.

⁽²⁷⁾ Hasta ahora, los titulares de capacidad solo tenían la obligación de notificar un evento que conllevara una diferencia de más de 100 MW con respecto a sus disponibilidades previstas. La principal diferencia es que esta declaración del titular no iba acompañada necesariamente por un reajuste (el titular podía esperar para reajustarse o no reajustarse y conservar la diferencia). El único caso en que existía una obligación de reajuste eran los cierres definitivos. Además, esta disposición no estaba contemplada en la normativa, sino en el contrato de certificación; ahora estará recogida en la normativa (texto de rango superior).

Gráfico 8

Ilustración de la propuesta de liquidación de las diferencias con el efecto de umbral de 1 GW y con $k = 0,2$



Fuente: Carta de las autoridades francesas de 9 de septiembre de 2016.

El límite del precio de liquidación de las diferencias no refleja el CONE

- (145) Adicionalmente, las autoridades francesas se comprometieron a aumentar gradualmente el precio administrado (que es un límite del precio de las diferencias y, en consecuencia, indirectamente, del precio de las garantías de capacidad), según el siguiente calendario:
- 1) en 2017, un precio administrado de 20 000 EUR/MW para que los agentes puedan aprender a controlar el funcionamiento del mercado con unos riesgos limitados, debido a la aplicación efectiva tardía del dispositivo;
 - 2) en 2018 y 2019, un precio administrado de 40 000 EUR/MW;
 - 3) a partir de 2020, un precio administrado de 60 000 EUR/MW para que el mecanismo de capacidad pueda, llegado el caso, enviar señales de precios que se ajusten a las necesidades de nuevas capacidades, en un mercado que para entonces debería haber alcanzado una madurez suficiente.
- (146) Además, las autoridades francesas se comprometen, para los años de entrega 2021 y siguientes, a actualizar anualmente el precio administrado para llevarlo hasta un valor correspondiente al CONE, en especial con los costes de una central de gas de tipo CCG o ciclo abierto, calculado por el gestor de la red pública de transporte de electricidad y aprobado por el regulador. Esta actualización no se realizará necesariamente por medio de un procedimiento de revisión completa de las normas del mecanismo de capacidad.
- (147) Este calendario permitirá i) hacer coincidir una posible subida del precio administrado con la entrada en vigor del dispositivo de contratos plurianuales para las nuevas capacidades y ii) consultar a los agentes del mercado conjuntamente respecto a la subida del precio administrado y a la introducción del dispositivo de contratos plurianuales para las nuevas capacidades ⁽²⁸⁾.

⁽²⁸⁾ En el marco de la investigación pormenorizada sobre el mecanismo de capacidad, los servicios de la Comisión Europea y las autoridades francesas llevaron a cabo unas primeras evaluaciones de las necesidades de financiación correspondientes a nuevos proyectos de inversión en proyectos de tipo CCG (basándose en los datos financieros del proyecto Landvisiau y en distintos elementos presentes en la bibliografía económica). Estas evaluaciones pusieron de relieve que unos ingresos por capacidad de 60 000 EUR/MW/año son coherentes, en cuanto a la magnitud, con nuevas inversiones en CCG pero que, para garantizar la rentabilidad de los proyectos, podría contemplarse aumentar el precio administrado. En efecto, sobre la base de los datos financieros existentes, la rentabilidad de los proyectos solo está garantizada con unos ingresos de capacidad muy cercanos a 60 000 EUR/MW/año. Deben proseguir estas evaluaciones con el fin de concluir con mayor precisión si es o no oportuno aumentar el precio administrado y garantizar así que el nivel del precio administrado pueda constituir una salvaguarda para los consumidores y al mismo tiempo no suponer una barrera para la entrada en el mercado de la electricidad.

- (148) Como complemento a lo anterior y a lo que se indicaba en la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión señaló en sus conversaciones con las autoridades francesas que temía que el *spread* entre el ARENH y el precio de la electricidad en el mercado energético pudiera constituir también un límite implícito para los precios de capacidad, teniendo en cuenta que el producto ARENH incluye las garantías de capacidad.
- (149) Las autoridades francesas respondieron que:
- 1) el volumen de garantías de capacidad ligado al producto ARENH es suficientemente bajo en comparación con la totalidad del mercado de capacidad y, en consecuencia, no es capaz de influir en el precio de las demás garantías de capacidad, y
 - 2) el actual *spread* es más o menos igual a 10 EUR/MWh, lo que corresponde a un precio de capacidad de 87 600 EUR/MW; al estar el precio administrado de la capacidad establecido en 20 000 EUR/MW/año, 40 000 EUR/MW/año y 60 000 EUR/MW/año respectivamente para los años 2017, 2018-2019 y 2020, el ARENH no es un producto competitivo en la actualidad ⁽²⁹⁾.
- (150) No obstante, las autoridades francesas se comprometen, en el marco de una futura evaluación del funcionamiento del mercado, a estudiar la oportunidad de «financiarizar» la parte de capacidad del producto ARENH ⁽³⁰⁾, para evitar que dicho producto perturbe la libre formación de los precios en el mercado de capacidad.

4.3.4. Otras alegaciones de la Comisión

- (151) En el considerando 182 de la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión indicaba que Francia debía aclarar por qué no se habían adoptado algunas de las propuestas de mejora del mecanismo hechas por la Autoridad de la Competencia en su Dictamen n.º 12-A-09 de 12 de abril de 2012.
- (152) Las autoridades francesas explicaron que, teniendo en cuenta las enmiendas propuestas (es decir, obligar a los productores a declarar las previsiones de disponibilidad de sus instalaciones de producción sobre la base de la disponibilidad histórica de dichas instalaciones y poner en marcha un mecanismo para la participación explícita de las capacidades transfronterizas), solo quedaban dos propuestas de la Autoridad de la Competencia sin adoptar:
- 1) estudiar no atribuir certificados a las instalaciones con obligación de compra (renovables) puesto que las tarifas de compra de la electricidad producida por esas instalaciones ya cubren los costes íntegros de dichas instalaciones; y
 - 2) no imputar la financiación de la convocatoria de proyectos transitoria a los proveedores alternativos.
- (153) En cuanto a la primera propuesta no adoptada, las autoridades explicaron que habían optado por la certificación de las instalaciones con obligación de compra con el fin de respetar el carácter «market-wide» del mecanismo de capacidad. En cambio, para evitar una posible acumulación de retribuciones para las instalaciones con obligación de compra, se decidió que los compradores obligados serían responsables de la certificación de dichas instalaciones y titulares de las correspondientes garantías de capacidades, deduciéndose de la compensación de los compradores obligados los ingresos procedentes de la venta de las capacidades.
- (154) En cuanto a la segunda propuesta no adoptada, las autoridades explicaron que se había decidido no poner en práctica la convocatoria de proyectos transitoria; de ese modo, los proveedores alternativos no tienen que hacer frente a ningún gasto. No obstante, sí costearán los gastos de ese sistema en el futuro, ya que se anulará el régimen de protección actual, que será sustituido por el sistema de contratos plurianuales tras la evolución del Decreto.

4.4. Proporcionalidad

4.4.1. Sobrestimación del consumo

4.4.1.1. Observaciones de los interesados

- (155) Las observaciones de los terceros sobre este punto figuran en la sección 4.3.3.1.

⁽²⁹⁾ Un *spread* ARENH-precio de mercado de unos 7 EUR/MWh daría lugar a un precio de capacidad de unos 60 000 EUR/MW/año, es decir, el Padmin. Con un precio ARENH igual a 42 EUR/MWh, haría falta que el precio de la energía fuera superior o igual a 35 EUR/MWh para que el *spread* ARENH-precio de mercado pudiera constituir un límite implícito del precio de la capacidad. Sin embargo, según las autoridades francesas, los precios *forward* de aquí a 2019 no alcanzan esa magnitud.

⁽³⁰⁾ La «financiarización» del ARENH de capacidad implica que el precio de la capacidad se deduciría del precio del ARENH energético.

Comentarios de Francia

- (156) Los comentarios de Francia al respecto figuran en el considerando 139.
- (157) Sin perjuicio de dichos comentarios, las autoridades proponen obligar a la RTE a hacer un seguimiento de los proveedores alternativos en relación con el cálculo de su obligación de capacidad, tal como se explica en el considerando 140.

*4.4.2. Falta de transparencia sobre la fijación del precio de la capacidad**4.4.2.1. Observaciones de los interesados*

- (158) Una gran mayoría de los interesados (13) lamentaron la falta de visibilidad de las transacciones en el mercado no organizado y, concretamente, de las operaciones intragrupo, mientras que algunos de ellos consideran que la mayor parte de las operaciones deberían realizarse de esta forma. Uno de los interesados subrayó una vez más que un mecanismo de capacidad centralizado podría evitar este tipo de problemas.
- (159) El operador histórico consideró por su parte que el mecanismo, en su actual forma, ofrece garantías suficientes para asegurar la transparencia de los intercambios (incluso intragrupo) y en particular:
- 1) la obligación de abrir cuentas separadas en el registro de garantías de capacidad (una cuenta para los titulares de capacidad y una cuenta para los proveedores), y
 - 2) la obligación de transparencia respecto de la CRE y la supervisión por parte de esta última de las transacciones internas.

4.4.2.2. Comentarios de Francia

- (160) Las autoridades francesas mencionan también las garantías señaladas por el operador histórico (recogidas en el considerando 160). También puntualizan que, habida cuenta de la necesidad de que los proveedores se adapten a la evolución de su clientela, parece oportuno mantener la posibilidad de los intercambios en el mercado no organizado entre los agentes del mercado como complemento de las subastas periódicas. Un mecanismo de intercambios continuos garantizaría esta flexibilidad, así como la visibilidad de las transacciones y de los precios, y contribuiría a reducir la asimetría informativa entre los agentes del mercado. No obstante, la participación en semejante mecanismo sería costosa, especialmente para los proveedores relativamente modestos. Las autoridades francesas proponen por tanto mantener las transacciones en el mercado no organizado en combinación con un mercado organizado, donde el precio de cada transacción se haga público.
- (161) Sin embargo, también proponen prever garantías adicionales para aumentar la transparencia y la representatividad de los intercambios de capacidad.
- (162) El mecanismo ya establece que los precios de las subastas en la plataforma que creará EPEX Spot serán públicos. Con el fin de garantizar un nivel de transparencia equivalente al de una plataforma de negociación de las transacciones en el mercado no organizado, las autoridades francesas proponen que se dé a todos los agentes acceso al registro de transacciones en el mercado no organizado (que serían anónimas), garantizando así la visibilidad de los volúmenes y precios, pero asegurando al mismo tiempo el anonimato de los titulares. Entonces las partes interesadas podrán tener en cuenta esta información en sus estrategias de compra y venta en las subastas organizadas.
- (163) Además, se reforzarán las subastas. Las autoridades francesas se comprometieron a aumentar la liquidez de las subastas organizadas, elevando el número de subastas durante los cuatro años anteriores al primer año de entrega a 15, es decir, una nueva subasta en el año de entrega AE-4, cuatro en el AE-3, otras cuatro en el AE-2 y, por último, seis en el AE-1 (en la versión inicial del mecanismo, las autoridades francesas solo habían previsto diez subastas, distribuidas entre los tres años previos al año de entrega).
- (164) Además, las autoridades francesas se comprometen a obligar, en el marco regulador, a determinados titulares de capacidad a ofrecer sus certificados en el mercado partiendo del siguiente esquema:
- 1) AE-4: el 25 % del nivel de capacidad certificada;
 - 2) AE-3: el máximo entre el 25 % del nivel de capacidad certificada y el 25 % del volumen de certificados de capacidad sin vender;

- 3) AE-2: el máximo entre el 25 % del nivel de capacidad certificada y el 50 % del volumen de certificados de capacidad sin vender;
 - 4) AE-1: el máximo entre el 25 % del nivel de capacidad certificada y el 100 % del volumen de certificados de capacidad sin vender.
- (165) Esta obligación se aplicará a los responsables de los perímetros de certificación titulares de un volumen de capacidad superior al límite de 3 GW.

4.4.3. Exclusión de determinados tipos de titulares de capacidad del mecanismo

- (166) Las observaciones de los terceros y los comentarios de las autoridades francesas en cuanto a la potencial discriminación entre los diversos tipos de capacidades de reducción se describen en la sección 4.3.1.
- (167) Las observaciones de los interesados y las propuestas de las autoridades francesas para solucionar la exclusión, en particular de las capacidades transfronterizas y de las nuevas inversiones, se describen en la sección 4.3.3.

4.4.4. El poder de mercado de EDF

4.4.4.1. Riesgo de retención de capacidades

Observaciones de los interesados

- (168) Tres cuartas partes de quienes respondieron a la Decisión de incoar el procedimiento hacen referencia específicamente al riesgo de retención de capacidades en el mecanismo francés.
- (169) Una asociación de consumidores industriales franceses teme que EDF tenga interés en influir en el precio de referencia del mercado (PRM) al alza y vender el excedente de capacidad después del año de entrega, teniendo en cuenta que:
- 1) en tal caso, la penalización que pagará EDF por liquidación de diferencias será ampliamente compensada por los ingresos obtenidos de un PRM relativamente alto, y
 - 2) el PRM se utilizará para facturar el coste de la capacidad a la inmensa mayoría de los consumidores y, por lo tanto, se repercutirá a estos últimos.
- (170) Un proveedor alternativo señaló que, además del hecho de que las subastas organizadas probablemente no serán muy representativas de los intercambios realizados en el contexto del mecanismo (los proveedores tendrían la tentación de optar por las transacciones bilaterales para evitar los pagos anticipados al contado), el hecho de que el PRM no vaya a tener en cuenta las transacciones efectuadas durante y después del año de entrega podría tener el efecto de debilitar aún más el efecto disuasorio del mecanismo de liquidación de las diferencias y fomentar así las estrategias de retención de los titulares de capacidades.
- (171) Para incentivar más a los titulares de capacidad para que no retengan capacidades, dicho proveedor alternativo propone tres medidas correctoras:
- 1) revisar la base del PRM;
 - 2) reforzar el carácter disuasorio del mecanismo de liquidación de las diferencias, y
 - 3) suprimir el régimen de protección («fall back tender»), ya que puede incitar a los titulares a adoptar una estrategia de retención.
- (172) La asociación de proveedores y productores alternativos AFIEG critica la opción del reajuste de capacidades sin gastos antes del año de entrega porque, en su opinión, permite jugar con la disponibilidad del parque nuclear y crear así insuficiencias o excesos de capacidad artificiales.

Comentarios de Francia

- (173) A la luz de estas reacciones por parte de los agentes del mercado ante la Decisión de incoar el procedimiento, las autoridades francesas expresaron su voluntad de mejorar el régimen para reducir al mínimo cualquier riesgo de abuso de poder de mercado.

- (174) En particular, se comprometen a obligar a los titulares de capacidad a certificar por adelantado con precisión todas sus capacidades disponibles y han limitado sus posibilidades de certificación a un túnel establecido en torno a los valores de referencia históricos (véase el gráfico 9). Cualquier diferencia respecto a ese intervalo deberá justificarse ante la RTE y el regulador.

Gráfico 9

Ilustración del túnel de certificación



Fuente: Carta de las autoridades francesas de 9 de septiembre de 2016.

- (175) Por otro lado, las autoridades francesas se comprometieron a revisar las modalidades de reajuste, con el fin de incentivar a los titulares de capacidad a certificarse lo más precisamente posible. Proponen que todo reajuste acumulado significativo (que supere un umbral máximo de 1 GW; el nivel exacto del umbral será definido por las autoridades sobre la base de la reacción del mercado, pero en cualquier caso no superará 1 GW) que tenga lugar antes del año de entrega conlleve una sanción. La sanción, destinada a disuadir a los titulares de capacidad de subcertificar o sobrecertificar sus capacidades, aumentará progresivamente hasta el momento de la liquidación de las diferencias. Los titulares de capacidad también deberán reajustarse tan pronto como tengan conocimiento de un suceso que dé lugar a una indisponibilidad de los medios (interrupción de la actividad, cierre definitivo, avería que conlleve indisponibilidad durante un período largo, etc.) en relación con sus previsiones de disponibilidades.
- (176) Las autoridades proponen asimismo una modificación del mecanismo de liquidación de las diferencias con el fin de disuadir aún más a los titulares del mercado de presentar diferencias negativas o positivas en uno u otro momento. En particular, el coeficiente incentivador «k», aplicado a los desajustes, se duplicará y además se verá aún más incrementado para los desajustes negativos que superen el umbral máximo de 1 GW y será aún menos retributivo para los desajustes positivos que superen también el umbral máximo de 1 GW (el nivel exacto de los umbrales será definido por las autoridades sobre la base de la reacción del mercado, pero en cualquier caso no superará 1 GW).
- (177) En respuesta a la alegación de un proveedor alternativo, según el cual el régimen de protección puede incitar a los titulares a adoptar una estrategia de retención, las autoridades francesas confirmaron que se anulará dicho sistema de protección, que será sustituido por el sistema de contratos plurianuales (descrito en los considerandos 131 a 138 de la presente Decisión).
- (178) Por último, tal como se explica en los considerandos 146 a 147 de la presente Decisión, las autoridades francesas proponen aumentar la cantidad máxima de compensación de las diferencias de precios aplicada en caso de amenaza grave para la seguridad del suministro (es decir, un desajuste global negativo superior a 2 GW). Se propone que este límite (el precio administrado o Padmin) se incremente progresivamente de 20 000 EUR/MW en 2017 a 40 000 EUR/MW en 2018 y 2019 y, finalmente, a 60 000 EUR/MW en 2020. A partir del año de entrega 2021, las autoridades francesas actualizarán anualmente el precio administrado para llevarlo hasta un valor correspondiente a los costes de un nuevo participante (CONE), en especial con los costes de una central de gas de tipo CCG o ciclo abierto, calculado por el gestor de la red pública de transporte de electricidad y aprobado por el regulador.

4.4.5. Riesgo de retención de garantías

4.4.5.1. Observaciones de los interesados

- (179) Cuatro interesados temen en especial el riesgo de retención de garantías de capacidad o, en cualquier caso, la falta de liquidez en el mercado de garantías.
- (180) La asociación de proveedores y productores alternativos AFIEG señaló que el mecanismo que obliga a los agentes del mercado que tengan un excedente de garantías después del año de entrega (pero antes de la liquidación de las diferencias) a vender dicho excedente en una subasta no bastará para evitar las retenciones de garantías antes del año de entrega (período que se tiene en cuenta para determinar el PRM).

(181) Además de las sugerencias destinadas a aumentar los incentivos para estar en equilibrio antes del año de entrega (revisión de la base del PRM y refuerzo del efecto disuasorio del mecanismo de liquidación de las diferencias), los interesados proponen dos medidas para mejorar el acceso a las garantías de capacidad:

- 1) Obligar a EDF a vender sus garantías de una u otra forma (por ejemplo, mediante un «programa de cesión de garantías», imponiéndole un papel de «creador de mercado»), o
- 2) mejorar el producto ARENH: a) implantando un ARENH de capacidad. Para ello, habría que dividir el ARENH en dos productos: un producto de capacidad y un producto de «energía»; cada proveedor sería libre de contratar indistintamente uno de los dos productos o ambos productos simultáneamente; y/o b) revisando al alza el volumen de capacidades incluido en el producto de «energía» del ARENH (1,15 garantía por MW de ARENH). A este respecto, las autoridades insistieron en que los proveedores tienen la obligación de hacer una oferta pública de venta para todas las garantías que sobrepasen sus necesidades internas. Estiman que esto debería servir para evitar cualquier potencial retención de capacidades. Además, una parte de las garantías de capacidad en poder del operador histórico se transferiría automáticamente a los proveedores alternativos a través del ARENH y el regulador seguiría vigilando para evitar cualquier potencial abuso de poder de mercado.

4.4.5.2. Comentarios de Francia

(182) Habida cuenta de estos temores, las autoridades francesas se han comprometido a revisar el mecanismo para obligar a los titulares de capacidad a ofrecer determinados volúmenes mínimos de garantías en cada subasta organizada antes del año de entrega, tal como se explica en los considerandos 165 y 166. Además, se organizarán subastas adicionales, como se explica en el considerando 164.

4.4.6. *Riesgo de estrechamiento de márgenes por parte del operador histórico dominante*

4.4.6.1. Observaciones de los interesados

(183) Remitiéndose a un dictamen de la Autoridad de la Competencia en 2012, dos interesados temen las subvenciones cruzadas entre la sección de producción y la de comercialización del operador histórico (es decir, la venta de garantías de capacidad a los competidores a un precio más alto que el precio de cesión interna entre su sección de producción y su sección de comercialización que tenga como consecuencia un efecto de exclusión de la competencia del mercado del suministro de electricidad). Esta subvención cruzada podría, a su juicio, entrañar un «estrechamiento de márgenes» para un proveedor alternativo carente de activos de producción, ya que se vería obligado a comprar garantías en el mercado para hacer frente a sus obligaciones de capacidad.

4.4.6.2. Comentarios de Francia

- (184) En cuanto a la posibilidad de que haya prácticas de exclusión a través de los precios (compresión o estrechamiento de márgenes, precios predatorios), las autoridades francesas recordaron que tales prácticas contrarias a la competencia ya son objeto de control y sanciones por parte de la Autoridad de la Competencia.
- (185) No obstante, para facilitar la detección de esas prácticas, las autoridades reforzarán las normas obligando a los agentes verticalmente integrados a comunicar a la Comisión Reguladora de la Energía su método de cómputo del precio de las garantías de capacidad en sus ofertas.
- (186) También especificarán más claramente en las normas que los agentes verticalmente integrados están obligados a declarar un precio para toda transacción interna referente a garantías de capacidad. Se corregirá por tanto una laguna en la legislación que permitía el traspaso gratuito de garantías.
- (187) Por último, las autoridades francesas se han comprometido a conceder a los agentes del mercado pleno acceso al registro de garantías de capacidad, en el que se inscribirán las operaciones en el mercado no organizado, garantizando el anonimato de los titulares de cada transacción.

4.5. Prevención de efectos negativos para la competencia y el comercio

4.5.1. *Obstáculos a la entrada de nuevas capacidades de producción*

(188) Las observaciones de los terceros y los comentarios y soluciones de las autoridades francesas en cuanto a la participación de las nuevas capacidades de producción en el mecanismo de capacidad francés se tratan en la sección 4.3.3.

- (189) En su respuesta a la Decisión de incoar el procedimiento de 17 de diciembre de 2015, las autoridades francesas indicaron que el mecanismo propuesto no estaba necesariamente previsto para generar nuevas inversiones masivas que aumenten la capacidad de producción total, sino más bien para asegurarse de la disponibilidad de las capacidades necesarias, por ejemplo, para hacer frente a una ola de frío invernal.
- (190) No obstante, las autoridades francesas reconocieron que era conveniente que el mecanismo permitiera a las nuevas capacidades de producción rivalizar con la capacidad de producción existente, así como la necesidad de disponer de un marco más estable para los nuevos participantes que facilite esa competencia. Se propusieron dos nuevos elementos para resolver ese problema:
- 1) como se describe en los considerandos 146 a 148, el aumento progresivo del precio administrado, que pasará en un primer momento de 20 000 EUR/MW para el año de entrega 2017 a 40 000 EUR/MW para los años de entrega 2018 y 2019 y, finalmente, a 60 000 EUR/MW para el año de entrega 2020; a partir del año de entrega (AE) 2021, las autoridades revisarán anualmente ese precio administrado para llevarlo hasta un valor correspondiente a los costes de un nuevo participante (CONE), en especial con los costes de una central de gas de tipo CCG o ciclo abierto, calculado por el gestor de la red pública de transporte de electricidad y aprobado por el regulador, y
 - 2) el establecimiento de un régimen plurianual de contratos por diferencia (CFD) específicos para las nuevas capacidades de producción, tal como se describe en los considerandos 131 a 138.

4.5.2. Discriminación entre reducción implícita y reducción explícita

- (191) Las observaciones de terceros y los comentarios de las autoridades francesas sobre esta cuestión se abordan y desarrollan en la sección 4.3.1.

4.5.3. Participación explícita de las capacidades extranjeras

- (192) Las observaciones de los terceros y los comentarios y soluciones de las autoridades francesas en cuanto a la participación explícita de las capacidades extranjeras se tratan en la sección 4.3.2.
- (193) Como se indica en los considerandos 119 a 125, en respuesta a las preocupaciones de la Comisión y de las terceras partes, las autoridades francesas propusieron un modelo híbrido, que prevea la atribución de bonos de interconexión que permitirían, en definitiva, la participación de las capacidades de producción y reducción situadas en los Estados miembros fronterizos. Su opinión es que este enfoque se ajusta a los principios básicos establecidos en el anexo 2 del documento de trabajo de los servicios adjunto a la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad de la Comisión Europea.

4.5.4. Asimetrías informativas entre el operador histórico dominante y sus actuales y potenciales competidores

4.5.4.1. Dificultad para que los proveedores prevean con mucho tiempo de antelación la evolución de sus carteras de clientes

Observaciones de los interesados

- (194) Las observaciones de los terceros sobre este punto figuran en la sección 4.3.3.1.

Comentarios de Francia

- (195) Los comentarios de Francia al respecto figuran en el considerando 139.
- (196) Tal como se explica en el considerando 140, la última propuesta de las autoridades francesas es ayudar a los proveedores a calcular mejor sus futuras carteras de clientes y enmarcar este seguimiento explícitamente en las normas.

4.5.4.2. Falta de transparencia sobre la fijación del precio de la capacidad

Observaciones de los interesados

- (197) Las observaciones de los terceros sobre este punto se recogen en los considerandos 159 y 160.

Comentarios de Francia

- (198) Como se explica en la sección 4.4.2, la última propuesta sobre este punto es contribuir a ofrecer flexibilidad a los proveedores permitiendo las transacciones en el mercado no organizado y garantizando al mismo tiempo la liquidez en la plataforma de intercambios organizados, así como la transparencia de la negociación en el mercado no organizado.

5. EVALUACIÓN DE LA MEDIDA**5.1. Ayuda estatal con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE**

- (199) La Comisión ya había llegado a la conclusión, en el considerando 143 de la Decisión de incoar el procedimiento, de que el mecanismo constituye una ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

5.1.1. Imputabilidad y financiación con fondos estatales

- (200) En cuanto a la existencia de fondos estatales, en el mecanismo de capacidad francés, las autoridades francesas otorgan las garantías de capacidad a los titulares de capacidad a título gratuito. Al mismo tiempo, crean un mercado para dichas garantías imponiendo una obligación de cuota a los proveedores de electricidad, vinculando estas cuotas a los picos de demanda de sus clientes. Por lo tanto, generan una demanda de certificados y un correspondiente valor. Además, en lugar de vender los certificados a los titulares de capacidad o subastarlos, el Estado se los atribuye gratuitamente y, al hacerlo, renuncia a unos fondos estatales.
- (201) Ni las autoridades francesas ni los terceros presentaron argumentos que cuestionaran este análisis.
- (202) Sin embargo, la Comisión adoptó entretanto una Decisión que confirma la calificación de ayuda estatal de un sistema de subvención mediante certificados de instalaciones de producción de energía a partir de recursos renovables ⁽³¹⁾. Cabe señalar que, en este caso, no había ningún precio mínimo garantizado para los certificados ecológicos.
- (203) Además, no es correcto distinguir el presente asunto del asunto de los certificados verdes rumanos alegando que en el mecanismo francés los proveedores podían optar por repercutir o no los costes de adquisición de las garantías de capacidad a los consumidores. De hecho, al menos las tarifas reguladas de venta integran obligatoriamente el precio de las garantías de capacidad, en virtud del artículo R 337-19 del Decreto francés n.º 2015-1823, del 30 de diciembre de 2015, relativo a la codificación de la parte legal del Código de la Energía. Además, las autoridades francesas han defendido que el precio de mercado (el PRM, utilizado para la liquidación de las diferencias) debe ser un promedio de los precios resultantes de las distintas subastas organizadas (y, por tanto, no puede tener en cuenta los precios de las transacciones en el mercado no organizado), precisamente para garantizar la replicabilidad del PRM. La replicabilidad del PRM es la facultad de poder replicar el PRM en los contratos de venta de los proveedores a sus clientes (algo que, según las autoridades francesas, desea gran parte de los titulares). Esto confirma que buena parte de los proveedores, si no todos, repercutirán los costes generados por la compra de las garantías de capacidad en las facturas de sus clientes.
- (204) Además, el mecanismo de capacidad tal como fue inicialmente diseñado por las autoridades francesas incluía un «dispositivo de cierre», es decir, un procedimiento de licitación que serviría como opción alternativa a las autoridades públicas para utilizarlo cuando, en caso de necesitar nuevas capacidades, el mercado de capacidad no incentivara su construcción. Esta posibilidad de intervención directa del Estado en el mercado confirma aún más la calificación del mecanismo de capacidad como ayuda estatal.
- (205) Además, algunas modificaciones que Francia introdujo en el mecanismo de capacidad a raíz de las observaciones de las partes interesadas sobre las dudas expresadas por la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento deben ser calificadas de ayuda estatal en sí mismas. Es lo que sucede con los contratos plurianuales, con los que el Estado garantiza unos ingresos por capacidad seguros a sus beneficiarios durante un período de siete años. El Estado desempeña un papel primordial en ese mecanismo: es el Estado quien obliga a la RTE a contratar con las nuevas capacidades siempre que sean competitivas y es a través de esos contratos como esas nuevas capacidades tendrán la certeza de recibir un precio fijo por su capacidad durante siete años.

⁽³¹⁾ SA.37345 (2015/NN) — *Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users* (Sistema de certificados de origen polacos en favor de las energías renovables y reducción de las cargas resultantes de la obligación de certificado de las energías renovables para los usuarios con un gran consumo de energía).

5.1.2. *Ventaja selectiva*

- (206) Por lo que respecta al argumento aducido por EDF, así como por una empresa presente principalmente en Francia en el segmento de la venta al por mayor, según el cual el mecanismo constituye una obligación de servicio público, puesto que la retribución de las capacidades es la contrapartida de un servicio prestado por los titulares de capacidad, la Comisión considera que este argumento ya se trataba en la Decisión de incoar el procedimiento. A modo de recordatorio, la Comisión consideraba que el servicio no puede ser prestado ni valorizado por el mercado. En efecto, las autoridades francesas tuvieron que crear un mercado que impusiera obligaciones de disponibilidad y retención de garantías de capacidad a los distintos titulares del mercado de la electricidad con el fin de que se valorizara la disponibilidad. Efectivamente, gracias a la implantación de este mercado de capacidad, los titulares de capacidad obtendrán fondos que de otro modo no recibirían y disfrutarán así de una ventaja que no tendrían sin el mercado creado por las autoridades.
- (207) Asimismo, el argumento aducido por EDF y otra empresa de electricidad verticalmente integrada, según el cual el mecanismo de capacidad no da ninguna ventaja selectiva a los titulares de capacidad puesto que todos los actores del mecanismo se encuentran en una situación factual y jurídica idéntica y gozan de plena igualdad de trato, ya se abordó en la Decisión de incoar el procedimiento. A modo de recordatorio, la Comisión estima que la ventaja es selectiva, ya que dicho mecanismo contempla una ayuda a los titulares de capacidad y no a otros sectores de la economía.
- (208) Además, al no haber alegado Francia nuevos argumentos, la Comisión mantiene su evaluación y sus conclusiones de la Decisión de incoar el procedimiento (a las que se remite la presente Decisión) de que el régimen concede una ventaja selectiva a los titulares de capacidad.

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

- (209) Las autoridades francesas reafirman su argumentación de que el mecanismo de capacidad no tendrá repercusiones para el mercado de la electricidad, ya recogida en la Decisión de la Comisión de incoar el procedimiento. Cabe recordar que la Comisión había concluido que el mecanismo tenía potencialmente capacidad para afectar a los intercambios comerciales entre los Estados miembros y falsear la competencia, puesto que los titulares de capacidad franceses obtendrían una ventaja de la que carecían sus competidores extranjeros, al no tener estos derecho a participar en la capacidad del mercado francés.
- (210) Hay que señalar que una de las soluciones que propone Francia consiste precisamente en la participación explícita de capacidades transfronterizas en el mecanismo francés. No obstante, esta participación se limita a la capacidad de interconexión útil (es decir, después de aplicar factores de *de-rating*) de Francia con sus países vecinos. Además, no está garantizado que estas capacidades transfronterizas reciban una retribución igual a las capacidades francesas por el servicio prestado, a causa del coste adicional desembolsado por participar en el mecanismo francés, ligado a la obtención y compra de bonos de interconexión.
- (211) De ello se desprende que la evaluación y la conclusión de la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento (a las que hace referencia la presente Decisión), según las cuales la ventaja en materia de retribución de capacidades concedida a los titulares de capacidad franceses puede afectar potencialmente a los intercambios comerciales entre los Estados miembros y falsear la competencia, quedan confirmadas.

5.1.4. *Conclusión sobre la existencia de ayuda estatal*

- (212) Por las razones expuestas, la Comisión mantiene que el mecanismo de capacidad francés constituye una ayuda estatal en virtud del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

5.2. **Legalidad de la ayuda**

- (213) Mediante la primera certificación de proveedores de capacidad a partir del 1 de abril de 2015, las autoridades francesas comenzaron la adjudicación de los activos inmateriales a los beneficiarios. Por consiguiente, la Comisión considera que las autoridades francesas han empezado a aplicar la medida de ayuda en cuestión, en el sentido del artículo 108, apartado 3, del TFUE.
- (214) Además, las autoridades francesas no han suspendido las posibles transacciones de garantías de capacidad tras la Decisión de incoar el procedimiento.

- (215) Dado que la Comisión no había adoptado ninguna decisión definitiva sobre la medida antes de la fecha en que las autoridades francesas comenzaron a aplicar el mecanismo, Francia incumplió la obligación que le incumbe en virtud del artículo 108, apartado 3, del TFUE.

5.3. Compatibilidad con el mercado interior

- (216) Para evaluar si una medida de ayuda puede considerarse compatible con el mercado interior, la Comisión analiza si su concepción garantiza que su impacto positivo en aras de un objetivo de interés común sea superior a sus potenciales efectos negativos en el comercio y la competencia.
- (217) El objetivo principal de la medida es la seguridad del suministro eléctrico. Por consiguiente, la Comisión analizó la medida sobre la base de la sección 3.9 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (en lo sucesivo, «las OAME»), que se refiere a las ayudas a la adecuación de las capacidades.
- (218) El análisis de la Comisión en la presente Decisión se limitará estrictamente a los aspectos sobre los que la Comisión había expresado dudas en la Decisión de incoar el procedimiento.

5.3.1. Objetivo de interés común y necesidad

5.3.1.1. En cuanto a la seguridad del suministro

- (219) Tal como se explica en el considerando 149 de la Decisión de incoar el procedimiento, Francia explicó que, desde hace algunos años, el pico de demanda de electricidad francés está aumentando (pasando de 79 590 MW en 2001 a 102 100 MW en 2012), mientras que su demanda de electricidad media se mantiene estable. Esto se debería en buena parte a la gran termosensibilidad del sistema eléctrico francés: una gran utilización de la calefacción eléctrica en los edificios residenciales y terciarios.
- (220) Además, según Francia, las instalaciones de generación de electricidad punteras (normalmente las centrales de gas) son menos competitivas en los últimos años por una serie de motivos (véase el considerando 45). A pesar de ello, estas centrales, y especialmente las punteras, son necesarias para cubrir los picos de consumo extremos descritos en la sección 5.3.1.1. Sin embargo, la imprevisible y poco frecuente aparición de esos picos hace que los agentes del mercado se abstengan de invertir en nuevas capacidades de producción.
- (221) Por estas razones, y como demuestran los cálculos de la RTE recogidos en el considerando 105, el criterio de falta de capacidad francés de 3 horas al año de media podría no alcanzarse en caso de ola de frío (una vez cada 10 años en Francia).
- (222) En referencia al considerando 154 de la Decisión de incoar el procedimiento, Francia demostró que los estudios de adecuación de la RTE eran más recientes y detallados que los antiguos estudios deterministas de REGRT-E. Tienen en cuenta, por ejemplo, la precaria situación de determinadas centrales existentes y el riesgo de que cierren (escenario «térmico bajo»; véase el gráfico 3). Por estos motivos, puede haber diferencias entre los antiguos estudios de adecuación hechos por la RTE y los realizados por REGRT-E.
- (223) A este respecto, Francia tuvo en cuenta, de hecho, las conclusiones del *Mid-Term Adequacy Forecast* publicado en 2016 por REGRT-E, que es la primera versión que se basa en una metodología probabilista (véase el considerando 100). En el caso base del año 2020, la esperanza de falta de capacidad en Francia es ligeramente inferior al objetivo de seguridad del suministro establecido por los poderes públicos. Pero no es este el caso en el estudio realizado con GRARE, basado en el mayor número de simulaciones Montecarlo (2 100), que estima la esperanza de falta de capacidad en Francia entre cinco y 20 horas (P95). Por otro lado, cabe señalar que todos los estudios realizados para el año 2020 se basan en las siguientes hipótesis: i) completa disponibilidad de las centrales cuya actividad esté interrumpida, lo que supone una hipótesis optimista según REGRT-E, y ii) el mecanismo de capacidad francés está activo en los años 2017 a 2020. De ello puede deducirse que los estudios más recientes de REGRT-E no contradicen e incluso confirman las conclusiones de las autoridades francesas en cuanto a la necesidad del mecanismo.

- (224) Los estudios de la RTE tienen en cuenta asimismo los datos más recientes sobre los picos de consumo y, por tanto, el impacto de las medidas alternativas adoptadas para aumentar las capacidades de reducción (tal como pedía la Comisión en el considerando 163 de la Decisión de incoar el procedimiento). No obstante, demuestran claramente que, a falta de intervención estatal, en los próximos años podría superarse el nivel máximo de falta de capacidad definido en Francia.
- (225) La gran mayoría de las partes interesadas también están de acuerdo en la necesidad (así como la urgencia) de establecer un mecanismo de capacidad en Francia. Algunas de ellas presentaron sus planes financieros para demostrar así la existencia de un problema de «missing money» en Francia, al contrario de lo que estimaba la Autoridad de la Competencia en su dictamen de 2012 (referencia al considerando 158 de la Decisión de incoar el procedimiento).
- (226) Es cierto que el análisis que hacía la RTE de la adecuación de las capacidades en su Plan de previsiones de 2015 era más optimista que el realizado en 2014 (año en que entró en vigor el mecanismo de capacidad), pero Francia explicó que esta mejora se debía a la señal que dio la implantación del mecanismo (gracias a la instauración del mecanismo, algunas centrales reconsideraron su intención de cerrar).
- (227) Además, aunque Francia no discute que actualmente exista un exceso de capacidad en Francia, esto no impide que en los próximos años se vea amenazada la seguridad del suministro, en particular en caso de que una gran parte de las centrales de producción, deficitaria, se vea obligada a cerrar. Los estudios de la RTE confirman la existencia de un problema de «missing money» e indican que ese riesgo de cierre de centrales es real, lo que de hecho se expone en los considerandos 43, 44 y 46.

5.3.1.2. Por lo que respecta a las demás alegaciones expuestas por la Comisión:

- (228) En cuanto a la propuesta de aplicar precios diferenciados de utilización de las redes según las estaciones, los días de la semana y/o las horas del día, Francia confirmó que la TURPE ya es horoestacional.
- (229) Francia también explicó satisfactoriamente los factores de *de-rating* aplicados a las renovables, tal como pedía la Comisión en el considerando 153 de la Decisión de incoar el procedimiento. Parecen más bien optimistas en cuanto a la contribución de las energías renovables a la seguridad del suministro y, por lo tanto, ya no hacen temer una subestimación de las capacidades disponibles. En cualquier caso, las energías renovables tendrán la posibilidad de optar por el régimen genérico, basado en la autocertificación controlada.

5.3.1.3. Conclusión sobre el objetivo de interés común y la necesidad de la medida

- (230) Por estas razones, la Comisión considera que el mecanismo, que responde al objetivo de interés común de garantizar la seguridad del abastecimiento de electricidad, es efectivamente necesario en Francia. Además, no es contradictorio con el objetivo marcado por las OAME de eliminar progresivamente las subvenciones perjudiciales para el medio ambiente, por ejemplo facilitando la gestión de la demanda (232), aumentando las capacidades de interconexión (194), incluyendo la contribución de las energías renovables en el mecanismo (230) y dando preferencia a los productores que emiten poco carbono (137).

5.3.2. Idoneidad de la ayuda

5.3.2.1. Discriminación entre distintos tipos de capacidades de reducción

- (231) Francia no discute la diferencia de trato entre las llamadas reducciones explícitas y las llamadas reducciones implícitas. Por el contrario, considera que dichas condiciones diferentes son necesarias precisamente para permitir que ambos tipos de reducción participen en el mecanismo en igualdad de condiciones. Francia tuvo que encontrar un equilibrio adecuado entre las obligaciones de activación y de disponibilidad de ambos tipos de capacidad, sin limitar por ello las posibilidades de participación en el mecanismo de capacidad.
- (232) De acuerdo con Francia, la Comisión considera, en particular, que es coherente que el número de días afectados por la obligación de una reducción implícita (días de PP1) sea inferior al número de días durante los que un titular de reducción explícita debe estar disponible, al ser mayor la contrapartida exigida a una reducción implícita (activación frente a disponibilidad).

- (233) La Comisión acepta que el número de horas PP2 debería seguir siendo estimado, para no excluir a las capacidades explícitas del mecanismo ni limitar su participación más de lo necesario.
- (234) Como se explica en los considerandos 111 a 115, la RTE llevó a cabo un estudio exhaustivo para dimensionar el número de horas PP1 y PP2, con el fin de basar ese cálculo en el impacto que podrían tener las reducciones para compensar las faltas de capacidad. Se desprende de él que el 94 % de las horas de falta de capacidad se podrían incluir en las 100 horas anuales de mayor consumo (por ese motivo, el período de PP1 representa las 100-150 horas de máximo consumo) y el 99 % de las horas de falta de capacidad están comprendidas en las 300 horas de mayor consumo [por eso PP2 cubre entre 100 y 300 horas ⁽³²⁾ de máximo consumo].
- (235) Además, el argumento de algunas terceras partes de que las capacidades de reducción explícitas no deberían activarse más que en períodos de ola de frío (es decir, una vez cada diez años), no está justificado a nuestro entender, porque todas las capacidades deberán activarse efectivamente al menos una vez por año de entrega para efectuar la prueba de control.
- (236) Por estos motivos, la Comisión considera que Francia ha alcanzado un equilibrio adecuado entre las distintas obligaciones de las capacidades de reducción sin limitar por ello su participación en el mecanismo. La Comisión toma nota de la propuesta de Francia de evaluar en el futuro el ratio PP1/PP2 y revisarlo si fuera necesario.
- (237) La medida es así lo suficientemente flexible y proporciona incentivos adecuados y apropiados para las diferentes capacidades de reducción, tal como se solicita en el punto 226 de las OAME.

5.3.2.2. Exclusión de las capacidades transfronterizas

- (238) Con el fin de resolver las dudas de la Comisión sobre este punto, las autoridades francesas propusieron un mecanismo que permite la participación de forma «explícita» de capacidades de producción y reducción transfronterizas en el mecanismo francés. Esta propuesta está supeditada a acuerdos de cooperación con los GRT de los países fronterizos donde estén instaladas las capacidades participantes. Con el fin de evitar caer en una participación implícita de capacidades transfronterizas a falta de dichos acuerdos, las autoridades francesas propusieron la certificación de las interconexiones en cuestión con el fin de que puedan participar directamente en el mecanismo ⁽³³⁾.
- (239) La solución propuesta por Francia, descrita en los considerandos 119 a 124 de la presente Decisión, se ajusta por tanto al punto 226 de las OAME. La Comisión insiste en que el calendario de puesta en práctica de esta solución, tal y como se propone en el considerando 125, se considere un calendario estricto y en que Francia deberá informar a la Comisión de las distintas etapas de aplicación de dicha solución.

5.3.2.3. Falta de señales para las nuevas inversiones

Ausencia de contratos a largo plazo

- (240) A raíz de las dudas expresadas al respecto por la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento, Francia propuso un mecanismo que permita la participación efectiva de las nuevas capacidades en el mecanismo de capacidad, descrito en los considerandos 131 a 138 de la presente Decisión. Este mecanismo consiste en la contratación plurianual de nuevas capacidades competitivas.
- (241) La Comisión ya concluyó que podrían estar justificados contratos de duración más prolongada para atraer nuevas inversiones, en particular de nuevos participantes, con el fin de facilitar su acceso a la financiación ⁽³⁴⁾.
- (242) Francia explicó que un período contractual de 7 años para las nuevas inversiones estaría pensado para garantizar en torno al 50 % de los costes de inversión de las nuevas capacidades. Esta medida ayudaría por tanto a reducir el índice de rendimiento exigido por los promotores y las fuentes de financiación de dichos proyectos de inversión

⁽³²⁾ Dentro de ese intervalo de 100 a 300 horas, las autoridades francesas calcularon la cifra de 250 horas por los motivos indicados en el considerando 114.

⁽³³⁾ Véase la nota 24 a pie de página.

⁽³⁴⁾ Decisión C (2014) 5083 final de la Comisión de 23 de julio de 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, considerandos 129 y 139.

y facilitaría su financiación externa. Cabe señalar asimismo que la duración del contrato es más corta que el plazo de 20 años adoptado para el proyecto de Landivisiau en Bretaña y el de 15 años del mecanismo de capacidad en Gran Bretaña. Aunque sea difícil establecer una referencia adecuada y justa para la duración de los contratos de capacidades, cabe destacar que las duraciones contractuales más cortas tienen la ventaja de dar más margen de maniobra al mercado a más largo plazo y evitar un bloqueo en las elecciones tecnológicas (*lock-in effect*).

- (243) La Comisión considera que Francia ha establecido un buen equilibrio entre las ventajas y los inconvenientes de las distintas duraciones de contrato posibles y que la duración adoptada ofrece una protección satisfactoria de las inversiones a largo plazo y, al mismo tiempo, evita el riesgo de «bloqueo» de las tecnologías que podrían generar unos períodos más largos.

Dificultad para que los proveedores prevean con mucho tiempo de antelación la evolución de sus carteras de clientes

- (244) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión manifestaba sus dudas en cuanto a la posibilidad de que los proveedores, y sobre todo los nuevos participantes, pudieran prever con precisión y con suficiente antelación la evolución de sus carteras de clientes y, de ese modo, dar una señal de precios fiable al mercado en cuanto a las necesidades de capacidad del sistema.
- (245) Estas dudas, confirmadas de hecho por varios terceros, se han disipado en tres planos distintos. En primer lugar, Francia propuso obligar a la RTE a ayudar a los proveedores alternativos a predecir mejor el nivel definitivo de sus obligaciones de capacidad. En segundo lugar, el mecanismo permite una transparencia y una mayor liquidez del mercado de certificados. En tercer lugar, este mecanismo permite un ajuste de la cartera de certificados de los pequeños proveedores para reajustar dichas carteras tanto durante el año de entrega como *ex post*.
- (246) Esta solución ayudará a los proveedores alternativos a estimar mejor de antemano sus obligaciones exactas de garantías de capacidad. Al ayudar a los proveedores a estimar mejor sus necesidades de capacidad, esta solución garantizará un precio de capacidad que sea más preciso y, en caso necesario, incitará a invertir en nuevas capacidades.

Potencial falta de incentivos para que los titulares estén en equilibrio antes del año de entrega (AE)

- (247) A raíz de la reserva expresada por la Comisión respecto al carácter potencialmente insuficiente de los incentivos para que los titulares alcancen el equilibrio antes del año de entrega (AE), las autoridades francesas propusieron que todo reajuste acumulativo significativo que se produzca antes del año de entrega dé lugar a una sanción. Además, las autoridades proponen duplicar el coeficiente incentivador «k», aplicado a los desajustes, y seguir incrementando la penalización de la liquidación de diferencias (respecto a una transacción en marcha) para los desajustes que superen un umbral máximo de 1 GW (véanse los considerandos 141 y 143). Además, se suma a la regla anterior que, a partir del inicio del AE, todo reajuste será de pago.
- (248) Las soluciones propuestas por Francia tienen un objetivo común: incentivar a los participantes en el mecanismo para que alcancen el equilibrio antes del comienzo del AE y, en cualquier caso, antes de la liquidación de las diferencias. Esto les incitará a realizar la inmensa mayoría de las transacciones necesarias antes del AE y, además, aumentará la representatividad del PRM (utilizado para la liquidación de las diferencias y la facturación a los consumidores). Así, la señal de precio derivada de los intercambios de garantías de capacidad será más representativa y fiable a nuestro entender y el mecanismo tendrá más credibilidad para incentivar nuevas inversiones en caso de necesidad.

El límite del precio de liquidación de las diferencias no refleja el CONE

- (249) En respuesta a la crítica de la Comisión según la cual el límite del precio de las liquidaciones de las diferencias no reflejaría el CONE, las autoridades francesas se comprometieron a aumentar gradualmente el precio administrado (véanse los considerandos 146 y 147) hasta llevarlo finalmente a partir del AE 2021 hasta un valor correspondiente a los costes de un nuevo participante (CONE).
- (250) Esta solución se ajusta a las demandas del mercado y de la Comisión para alinear el límite máximo indirecto de los precios de capacidad, que es el precio administrado, con los costes de un nuevo participante. Así, en caso de necesidad, se podrán realizar nuevas inversiones.

- (251) Por otro lado, las autoridades aseguraron a la Comisión que el *spread* entre el ARENH y el precio de la electricidad en el mercado no constituiría un límite indirecto para los precios de capacidad (véanse los considerandos 149 a 151). En particular, explicaron que el volumen de garantías de capacidad ligado al producto ARENH es suficientemente bajo en comparación con la totalidad del mercado de capacidad y, en consecuencia, no es capaz de influir en el precio de las demás garantías de capacidad. Además, el actual *spread* hace que el ARENH no sea un producto competitivo en la actualidad. No obstante, la Comisión observa que las autoridades francesas estudiarán, en una futura evaluación del mecanismo, la oportunidad de «financiarizar» la parte de capacidad del producto ARENH para evitar que dicho producto perturbe la libre formación de los precios en el mercado de capacidad, cuando proceda.

Conclusión sobre las señales para las nuevas inversiones

- (252) Las diferentes medidas propuestas por Francia para incentivar en mayor medida las nuevas inversiones se ajustan por lo tanto al punto 226 de las OAME. En particular, Francia aplicará medidas para garantizar la participación de capacidades transfronterizas y ofrecer incentivos para nuevas inversiones, lo que garantizará la apertura del mecanismo para un gran número de titulares de capacidad potenciales.

5.3.2.4. Otras alegaciones de la Comisión

- (253) Las autoridades francesas aclararon, a satisfacción de la Comisión, las razones por las que, en su caso, habían adoptado las distintas propuestas de mejora del mecanismo presentadas por la Autoridad de la Competencia.

5.3.2.5. Conclusión sobre la idoneidad de la medida

- (254) Se desprende de las consideraciones anteriores que la medida es adecuada para alcanzar el objetivo de interés común identificado.

5.3.3. Incentivo

- (255) La Comisión ya concluía en el considerando 184 de la Decisión de incoar el procedimiento que el mecanismo podía tener el necesario efecto incentivador. Mantiene esta consideración.

5.3.4. Proporcionalidad

5.3.4.1. Sobrestimación del consumo

- (256) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión detectaba un riesgo de sobrestimación del consumo por parte de los proveedores, en particular, si no son suficientemente claras las obligaciones de capacidad individuales de los proveedores.
- (257) Se infiere de las observaciones de la Comisión en los considerandos 245 a 247 que las autoridades francesas han previsto medidas para ayudar a los proveedores a calcular mejor sus obligaciones de capacidad.
- (258) Esta solución responde en efecto a las objeciones expresadas por la Comisión en su Decisión de incoar el procedimiento.

5.3.4.2. Falta de transparencia sobre la fijación del precio de la capacidad

- (259) En la versión inicial del mecanismo de capacidad, los distintos agentes tenían poca visibilidad en cuanto a las transacciones en el mercado no organizado, dado que eran dependientes de la periódica publicación por parte de la CRE de datos sobre el volumen de los intercambios de garantías de capacidad y los precios medios de las transacciones. Además, con el fin de evitar abusos y falta de transparencia, las autoridades habían obligado a los agentes verticalmente integrados a mantener cuentas separadas en el registro de garantías de capacidad (una cuenta para los titulares de capacidad y una cuenta para los proveedores).
- (260) Como consecuencia del temor de la Comisión de que hubiera una falta de transparencia en los acuerdos comerciales alcanzados en el marco del mecanismo, Francia propuso soluciones para mejorar la visibilidad de todos los intercambios y para todos los agentes. En primer lugar, proponen que se dé a todos los agentes acceso al registro de transacciones en el mercado no organizado (que serían anónimas), garantizando así la visibilidad de los volúmenes y precios, pero asegurando al mismo tiempo el anonimato de los titulares (véase el considerando 163). En segundo lugar, proponen reforzar las subastas organizadas, llevando el número de subastas durante los cuatro años anteriores al primer año de entrega a 15 y obligando a determinados titulares de capacidad (los RPC > 3 GW) a ofrecer sus certificados en el mercado según un esquema concreto (véanse los considerandos 164 y 165).

- (261) El enfoque propuesto por las autoridades francesas contribuye a ofrecer cierta flexibilidad a los proveedores al permitir las transacciones en el mercado no organizado, garantizando al mismo tiempo cierta transparencia en estas transacciones.
- (262) El acceso libre al registro de transacciones (anónimo) permite garantizar la transparencia del mercado no organizado, así como una falta de asimetría informativa entre el operador dominante, que será el principal vendedor, y sus competidores. También permite a los participantes tener en cuenta los precios registrados en el mercado no organizado a la hora de hacer sus ofertas en el mercado al contado y garantizar así una mayor coherencia entre los dos mercados. En este sentido, refuerza asimismo el control del regulador al revelar de manera inmediata cualquier intento de manipulación del precio por parte de un operador si este incurriera en un comportamiento radicalmente diferente entre el mercado organizado y el mercado no organizado.
- (263) Además, el refuerzo de las subastas organizadas debería garantizar una liquidez suficiente de estas subastas y reforzar así la representatividad del precio de referencia del mercado (el precio de la capacidad utilizado por la mayoría de los proveedores para sus ventas y también como valor de referencia para el mecanismo de liquidación de las diferencias).
- (264) Esta solución permite evitar el riesgo de «retención económica» de las garantías de capacidad por parte de los principales titulares de capacidad, fomentar la transparencia en el mercado, incrementar la liquidez del mercado organizado y facilitar la vigilancia del mercado por parte del regulador.
- (265) La introducción de una «doble obligación» para los años AE-3, AE-2 y AE-1 responde al riesgo de manipulación del mercado por parte de los agentes integrados. En efecto, estos últimos podrían, de manera artificial, reducir su número de certificados sin vender mediante cesiones internas. Al integrar una obligación en el nivel de capacidad certificado, las autoridades francesas garantizan que los agentes integrados deberán —incluso cuando realicen ventas internas— garantizar cierta liquidez en el mercado organizado al contado.
- (266) La elección de establecer la obligación relativa a la capacidad certificada en el 25 % permite garantizar que los agentes integrados —y el operador dominante en particular— pondrán la totalidad o parte de sus certificados en el mercado organizado al contado y no podrán eludir esta condición mediante cesiones internas. Esta solución se asemeja a una solución de tipo *market-making*.
- (267) La aplicación de un umbral (en GW) a la obligación de ofrecer determinados volúmenes de garantías de capacidad en las subastas organizadas hará que sean los participantes más grandes —y en especial el operador histórico— quienes asuman ese papel de «market maker» en el mecanismo, garantizando en todo momento la liquidez de las subastas.
- (268) Al asegurar la liquidez del mercado, las autoridades francesas responden a la alegación formulada por la Comisión en el considerando 200 de la Decisión de incoar el procedimiento.
- (269) De forma más general, con estas medidas las autoridades francesas respondieron a las dudas que la Comisión manifestó en la Decisión de incoar el procedimiento en cuanto a la falta de transparencia del mecanismo de fijación del precio.

5.3.4.3. Exclusión de determinados tipos de titulares de capacidad del mecanismo

- (270) En la Decisión de incoar el procedimiento, la Comisión consideraba que el riesgo de exclusión del mecanismo de algunos participantes, como determinadas capacidades de reducción (a causa de una potencial discriminación entre ellas), capacidades extranjeras o nuevas capacidades de producción, podría implicar un riesgo de compensación excesiva de los agentes que pueden participar en el mecanismo, a causa de una reducida presión competitiva.
- (271) Tal como se explica en las secciones 5.3.2.1, 5.3.2.2 y 5.3.2.3, respectivamente, las autoridades francesas se comprometieron a tomar medidas adecuadas para garantizar una participación efectiva de los diferentes actores mencionados en el mecanismo. Esto garantizará la competencia dentro del mecanismo y debería llevar a un precio de capacidad que excluya la compensación excesiva.
- (272) Para ajustarse a las OAME, los mecanismos propuestos para la participación de las capacidades transfronterizas y para la contratación plurianual de nuevas capacidades de producción deben ser proporcionales.

- (273) El mecanismo de inclusión de capacidades transfronterizas se describe en los considerandos 119 a 124 de la presente Decisión. Una vez que las capacidades extranjeras hayan obtenido los bonos de interconexión, participarán directamente en el mercado francés de garantías de capacidad de modo que, en la medida en que este mercado no debe generar una compensación excesiva, lo mismo sucederá con respecto a la venta de garantías por parte de las capacidades extranjeras. En el marco del mecanismo establecido para permitir la participación de capacidades extranjeras, las capacidades de interconexión también podrán beneficiarse de una determinada remuneración gracias a la venta de bonos de interconexión. Puesto que se puede estimar que la participación en dichas subastas será muy importante (podrá participar toda la capacidad de reducción y producción de electricidad del Estado miembro vecino interconectado), en particular teniendo en cuenta el volumen de bonos que se puede esperar que se subasten, puede considerarse que dichas subastas no conllevarán ningún exceso de compensación. Este mecanismo es por tanto proporcionado.
- (274) El mecanismo propuesto por las autoridades francesas para permitir que las nuevas capacidades participen en el mercado de capacidad francés se describe en los considerandos 131 a 138 de la presente Decisión. En cuanto a la proporcionalidad de este mecanismo, la Comisión cree que excluye cualquier compensación excesiva a favor de las nuevas capacidades. En particular, las ofertas de estas últimas deberán, en cualquier caso, ser inferiores al precio de referencia inicial, que a su vez se corresponde con el precio medio resultante de diversos procesos competitivos (se propone calcularlo como precio ponderado de la capacidad resultante de la subasta organizada en AE-4, así como de las subastas AE-2 y AE-1 en curso). El hecho de que los proveedores de nuevas capacidades no vayan a conocer el precio de referencia inicial preciso en el momento de presentar sus ofertas debería garantizar que dichas ofertas sean lo más bajas posible para ser competitivas. Habida cuenta de que los participantes no sabrán si ya se han presentado otras ofertas para las nuevas capacidades en el momento de presentar sus propias ofertas, las limitaciones de volumen para las nuevas capacidades incitarán a los licitadores a proponer el precio más bajo posible para sus inversiones. Por tales motivos, la Comisión considera que el riesgo de compensación excesiva será inexistente en cuanto a las nuevas inversiones se refiere; este mecanismo es por tanto proporcionado.

5.3.4.4. El poder de mercado de EDF

- (275) Tal como se explica en el considerando 64, punto 4, subyacentes al temor de la Comisión de que EDF pudiera manipular fácilmente los precios de la capacidad a su favor había tres riesgos más específicos del mecanismo (algunos de los cuales podrían ser concretados por todos los agentes):

- 1) un riesgo de retención de capacidades;
- 2) un riesgo de retención de garantías de capacidades, y
- 3) un riesgo de estrechamiento de márgenes.

Riesgo de retención de capacidades

- (276) Francia propuso tres categorías de modificaciones en el mecanismo para evitar al máximo el riesgo de retención de capacidades:

- 1) obligar a los titulares de capacidad a certificar sus capacidades disponibles en un túnel definido por los valores de referencia históricos;
- 2) imponer obligaciones de reajuste en un breve plazo definido en las normas cuando haya eventos importantes (por ejemplo, interrupción de la actividad, cierre definitivo, avería que conlleve indisponibilidad durante un período largo, etc.) y hacer pagar todo reajuste acumulativo que supere determinado umbral (máximo 1 GW) antes del año de entrega, y
- 3) modificar el mecanismo de liquidación de las diferencias: el coeficiente incentivador «k» se duplicará y además se verá aún más incrementado por los desajustes negativos que superen el umbral máximo de 1 GW y será aún menos retributivo para los desajustes positivos que superen también el umbral máximo de 1 GW. Además, el Padmin se incrementará progresivamente de 20 000 EUR/MW en 2017 a 40 000 EUR/MW en 2018 y 2019 y a 60 000 EUR/MW en 2020 y finalmente se actualizará anualmente para llevarlo hasta un valor correspondiente al CONE.

- (277) La primera solución permite garantizar que los titulares de capacidad que dispongan de una amplia cartera de capacidades no puedan manipular el mercado, dentro del «túnel» de certificación. Además, esta solución permite a las autoridades reguladoras identificar más fácilmente los comportamientos sospechosos respecto al marco vigente.

- (278) La segunda solución reforzará los incentivos remitidos a los agentes del mercado para dar, en el «túnel» de certificación, la mejor estimación del nivel de disponibilidad de sus instalaciones. En cuanto a la medida que obliga a pagar por los reajustes significativos antes del AE, las autoridades francesas propusieron hacer esta medida asimétrica y no aplicar reajustes de pago a las evoluciones de los niveles de certificación más que para los operadores que hubieran hecho un volumen significativo de reajustes. El razonamiento es que la aplicación de esta medida al conjunto de los operadores podría constituir un obstáculo a la competencia porque sería *de facto* mucho más coercitiva para quienes dispusieran de un pequeño volumen de capacidades en comparación con el operador dominante, que podría hacer proliferar sus diferencias. La introducción de ese umbral (nivel por definir, pero como máximo de 1 GW) permite, por tanto, i) mantener la flexibilidad del sistema actual para la mayoría de las partes interesadas y, al mismo tiempo, ii) suprimir la posibilidad de que los titulares que dispongan de una gran cartera de capacidades manipulen el mercado sumando «pequeños» reajustes.
- (279) La tercera solución llevará a reforzar los incentivos dirigidos a todos los operadores del mercado para que intercambien sus certificados en el mercado de la capacidad, contribuyan a la formación de un precio de referencia del mercado que refleje efectivamente el valor de la capacidad y no puedan arbitrar entre un paso por el mercado y un *sourcing* en el marco de la liquidación de las diferencias.
- (280) La Comisión considera que el conjunto de estas medidas permite, si no descartar por completo, sí reducir todo lo posible el riesgo de retención de capacidades. Es evidente que el control del mercado por parte de las autoridades reguladoras francesas complementa estos incentivos integrados en el mecanismo.

Riesgo de retención de garantías

- (281) Para evitar el riesgo de retención de garantías, las autoridades francesas se han comprometido a incrementar el número de subastas organizadas antes del año de entrega y a obligar a los titulares de capacidad a ofrecer determinados volúmenes mínimos de garantías en cada sesión de subastas organizada.
- (282) Estas medidas se suman a las ya existentes, como la posibilidad de que los proveedores obtengan garantías de capacidad a través del producto ARENH. A este respecto, las autoridades proponen que se estudie la oportunidad de «financiarizar» la parte de capacidad del producto ARENH, en el marco de una futura evaluación del funcionamiento del mercado, para evitar que dicho producto perturbe la libre formación de los precios en el mercado de capacidad. Esta solución responde en parte a las propuestas de revisión del ARENH hechas por algunas partes interesadas y recogidas en el considerando 182, punto 2, de la presente Decisión.
- (283) El conjunto de estas medidas de las autoridades francesas debería contribuir a minimizar la capacidad y el interés de los grandes titulares de capacidad, y en particular del operador histórico, por retener garantías de capacidad. Además, de ese modo se garantizaría la liquidez de las sesiones de subastas de garantías.
- (284) La Comisión considera, por lo tanto, que dichos compromisos constituyen un conjunto de medidas proporcionales a los problemas de liquidez observados por la Comisión en la Decisión de incoar el procedimiento.

Riesgo de estrechamiento de márgenes por parte del operador histórico dominante

- (285) La Comisión señalaba, en el considerando 194 de la Decisión de incoar el procedimiento, el riesgo de subvenciones cruzadas entre la sección de producción y la de comercialización del operador histórico (es decir, la venta de garantías de capacidad a los competidores a un precio más alto que el precio de cesión interna entre su sección de producción y su sección de comercialización que tenga como consecuencia un efecto de exclusión de la competencia del mercado del suministro de electricidad).
- (286) Con el fin de facilitar la detección de esas prácticas y subsanarlas, las autoridades corregirán, por una parte, una laguna en la normativa existente que permitía el traspaso gratuito de garantías. Como consecuencia de dicha modificación normativa, los proveedores ya no tendrán la posibilidad de transferir garantías de capacidad sin coste alguno de su sección de producción a su sección de comercialización. La normativa deberá establecer que

las cesiones internas de un operador integrado se efectúen a un precio representativo de los precios resultantes de las sesiones del mercado organizado. A tal efecto, si no se conoce el precio resultante de la o las sesiones del mercado organizado en la fecha de la cesión interna, los operadores integrados tendrán la facultad de declarar un precio indexado en función del precio de las sesiones del mercado organizado. Por ejemplo, un operador integrado podrá declarar que una cesión interna es igual al precio de referencia del mercado antes de que la Comisión Reguladora de la Energía establezca oficialmente su valor exacto.

- (287) Por otra parte, los participantes en el mercado tendrán pleno acceso al registro de operaciones de garantías de capacidad. El mercado tendrá de esta manera un control sobre los traspasos en el mercado no organizado, dado que estos traspasos (anónimos) serán públicos. Como se explica en el considerando 263, esta medida garantiza así la transparencia del mercado no organizado.
- (288) Las autoridades francesas respondieron por tanto de este modo a las alegaciones de la Comisión en cuanto a los riesgos de estrechamiento de márgenes por parte del operador histórico.

5.3.4.5. Conclusión sobre la proporcionalidad de la medida

- (289) Teniendo en cuenta las diferentes soluciones propuestas por Francia, la Comisión considera que el mecanismo revisado es proporcionado en relación con su objetivo.

5.3.5. *Prevención de efectos negativos para la competencia y el comercio*

5.3.5.1. Obstáculos a la entrada de nuevas capacidades de producción

- (290) Para corregir los problemas de las nuevas capacidades de producción para participar en el mecanismo identificados por la Comisión en su Decisión de incoar el procedimiento, las autoridades francesas se comprometieron a enmendar el mecanismo por los siguientes medios:
- 1) el establecimiento de un régimen plurianual de contratos por diferencia (CFD) específicos para las nuevas capacidades de producción, tal como se describe en los considerandos 131 a 138;
 - 2) como se describe en los considerandos 146 a 148, el aumento progresivo del precio administrado, hasta llevarlo finalmente hasta un precio igual al CONE.
- (291) Estas medidas garantizarán que se eliminen los obstáculos para la entrada de nuevas capacidades.

5.3.5.2. Discriminación entre reducción implícita y reducción explícita

- (292) Como se explica en el considerando 237, la Comisión considera que Francia ha alcanzado un equilibrio adecuado entre las distintas obligaciones de las capacidades de reducción sin limitar por ello su participación en el mecanismo. Aunque la participación en el mecanismo de los dos tipos de reducción no sea igual, la Comisión considera que esta diferenciación es necesaria para permitir una participación óptima de los dos tipos de capacidad de reducción.

5.3.5.3. Participación explícita de las capacidades extranjeras

- (293) Como se indica en los considerandos 119 a 125, en respuesta a las preocupaciones de la Comisión y de las terceras partes, las autoridades francesas propusieron un modelo híbrido, que prevea la atribución de bonos de interconexión que permitirían, en definitiva, la participación de las capacidades de producción extranjeras.
- (294) Como se explica en el considerando 239, las autoridades francesas propusieron una solución adecuada que permite la participación explícita en el mecanismo de capacidades transfronterizas. Por lo tanto, se ha resuelto esta alegación de la Comisión.

- (295) La solución para la participación explícita de las capacidades transfronterizas elegida por Francia permite además retribuir las interconexiones si dicho activo es escaso. La solución elegida responde por tanto al riesgo de poner en peligro el acoplamiento de los mercados, identificado por la Comisión en el considerando 206 de la Decisión de incoar el procedimiento ⁽³⁵⁾.

5.3.5.4. Asimetrías informativas entre el operador histórico dominante y sus actuales y potenciales competidores

- (296) Como se explica en los considerandos 245 a 247 y en la sección 5.3.4.1, la Comisión había detectado un riesgo de que los proveedores alternativos, y sobre todo los nuevos participantes, pudieran tener dificultades para estimar sus obligaciones de capacidad individuales. Se infiere de las observaciones de la Comisión en dichos considerandos que las autoridades francesas han previsto medidas adecuadas para ayudar a los proveedores a calcular mejor sus obligaciones de capacidad.
- (297) Además, en la versión inicial del mecanismo de capacidad, los distintos agentes tenían poca visibilidad en cuanto a las transacciones en el mercado no organizado, lo que hacía que no tuvieran una visión completa del precio de la capacidad. Francia ha propuesto soluciones para mejorar la visibilidad de todos los intercambios para todas las partes interesadas, tal como se describe en la sección 5.3.4.2. Estas medidas incluyen dar acceso a todos los agentes al registro de transacciones en el mercado no organizado (que serán anónimas) y reforzar las subastas organizadas.
- (298) El conjunto de estas medidas garantiza que los titulares distintos del operador histórico tengan una mejor visión de sus obligaciones de capacidad, por un lado, y de los volúmenes y precios de los intercambios, por otro. Estas medidas mejoran significativamente la transparencia del mecanismo y reajustan así la asimetría informativa a favor del operador histórico, que será el actor más importante del mecanismo tanto en el lado de los titulares de capacidad como de los proveedores.

5.3.5.5. Preferencia para los productores que emitan poco carbono

- (299) La Comisión toma nota de que, para las nuevas capacidades, las autoridades francesas estudian la introducción de criterios ambientales que lleven a dar preferencia a los productores que emitan poco carbono (véase el considerando 137).
- (300) Estas disposiciones cumplen las OAME ⁽³⁶⁾, que insisten en la necesidad de que tales medidas den preferencia a los productores que emitan poco carbono, con configuraciones técnicas y económicas equivalentes.

5.3.5.6. Conclusión sobre la potencial distorsión de la competencia y del comercio dentro de la UE

- (301) Por los motivos anteriormente mencionados, la Comisión concluye que ya no hay riesgo de que el mecanismo distorsione indebidamente la competencia y/o el comercio dentro de la UE.

5.3.5.7. Temporalidad

- (302) Puesto que el mecanismo francés es el primer mecanismo de capacidad descentralizado aprobado por la Comisión bajo el régimen de las OAME y dado que la necesidad del mecanismo depende en gran medida de la evolución del mercado de la energía, mercado aún en desarrollo en un contexto de liberalización del mercado, la Comisión considera que la aprobación del mecanismo debe estar limitada en el tiempo. La Comisión estima que una duración de diez años es razonable y conforme a las decisiones anteriores ⁽³⁷⁾.

6. CONCLUSIÓN

- (303) La Comisión concluye que la República Francesa ejecutó ilegalmente un mercado de capacidad en Francia, infringiendo el artículo 108, apartado 3, del TFUE. No obstante, habida cuenta de las diferentes soluciones propuestas por Francia y anteriormente descritas, la medida es conforme con las OAME.

⁽³⁵⁾ Sobre la adaptación del mecanismo a la normativa europea, véase el punto 97 de las OAME.

⁽³⁶⁾ Véase el punto 233 de las OAME.

⁽³⁷⁾ Véase por ejemplo la Decisión C (2014) 5038 final de la Comisión de 23 de julio de 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, considerando 162.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

El mercado de capacidad ejecutado por la República Francesa constituye una ayuda estatal compatible con el mercado interior con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

Artículo 2

La Comisión autoriza el régimen de ayudas ejecutado a través del mercado de capacidad por un período máximo de diez años. Todo régimen mantenido al término de dicho período deberá notificarse de nuevo.

Artículo 3

La destinataria de la presente Decisión es la República Francesa.

Hecho en Bruselas, el 8 de noviembre de 2016.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Miembro de la Comisión
