

DECISIÓN (UE) 2022/444 DE LA COMISIÓN**de 28 de junio de 2021****relativa al régimen de ayudas estatales SA.49414 (2020/C) (ex 2019/NN) aplicado por Francia en favor de los operadores de infraestructuras de almacenamiento de gas natural***[notificada con el número C(2021) 4494]***(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) Por carta de 23 de octubre de 2017, las autoridades francesas informaron a la Comisión de la reforma prevista del marco legislativo y reglamentario aplicable al almacenamiento de gas natural (en lo sucesivo, «la reforma»). Las autoridades francesas notificaron previamente este proyecto el 23 de noviembre de 2017 y, tras la adopción de la reforma por el Parlamento francés, enviaron información adicional a la Comisión.
- (2) Por carta de 28 de febrero de 2020, la Comisión informó a Francia de su decisión de incoar (en lo sucesivo, «la Decisión de incoación») el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (en lo sucesivo, «el procedimiento de investigación formal») con respecto a esta medida.
- (3) La Decisión de incoación se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea*. La Comisión invitó a las partes interesadas a presentar sus observaciones sobre la medida.
- (4) En el marco del procedimiento de investigación formal, la Comisión recibió observaciones de las partes interesadas, que remitió a las autoridades francesas, dándoles la oportunidad de comentarlas. Las autoridades francesas enviaron sus comentarios por carta de 3 de agosto de 2020.
- (5) Las autoridades francesas presentaron información adicional el 21 de septiembre de 2020, el 26 de enero de 2021, el 15 de marzo de 2021 y el 10 de mayo de 2021.

2. CONTEXTO DE LA MEDIDA**2.1. El almacenamiento de gas natural en Francia**

- (6) Las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural permiten acumular reservas de gas natural conectadas a la red de transporte. Estas infraestructuras participan en la gestión de los flujos en la red.

⁽¹⁾ DO C 112 de 3.4.2020, p. 39.

- (7) Por una parte, el almacenamiento se utiliza para garantizar el equilibrio entre la cantidad de gas natural de la red y la cantidad de gas natural consumido, por ejemplo en caso de interrupción del suministro o de demanda máxima debida a una ola de frío en invierno. Por otra, junto con los gasoductos y los compresores, el almacenamiento permite garantizar la canalización por la red de transporte, especialmente en caso de congestión.
- (8) Los operadores de almacenamiento ofrecen capacidad de almacenamiento a los proveedores de gas natural que operan en los mercados minorista y mayorista y a los gestores de redes de transporte. La predisposición de los proveedores de gas natural a pagar por la capacidad de almacenamiento está muy próxima a la diferencia del precio de venta del gas natural entre el verano y el invierno («el diferencial»). El nivel de producción de gas natural es relativamente estable a lo largo del año, mientras que su consumo varía considerablemente en función de la temperatura.
- (9) En Francia hay catorce infraestructuras de almacenamiento, once de las cuales están en funcionamiento ⁽²⁾, y tres operadores de almacenamiento:
- Storengy, filial al 100 % de ENGIE, posee y explota doce plantas, tres de las cuales están en reserva y nueve en funcionamiento. Estas últimas representan un volumen útil de 102,1 TWh (es decir, el 74 % de la capacidad total del territorio);
 - Teréga (anteriormente TIGF), propiedad de Snam (40,5 %), GIC (31,5 %), EDF Investissement (18 %) y Prédica (10 %), explota una planta que representa un volumen útil de 33,1 TWh (el 24 % de la capacidad total del territorio);
 - Géométhane, propiedad de Storengy (50 %), CNP (49 %) y Géostock (1 %), tiene una planta en funcionamiento con un volumen útil de 3,3 TWh (el 2 % de la capacidad total del territorio).
- (10) A partir de 2009, las variaciones estacionales de los precios del gas natural disminuyeron. Hasta 2011, el diferencial era lo suficientemente elevado como para inducir a los proveedores a suscribir toda la capacidad de almacenamiento de gas natural. A partir de 2011, el diferencial pasó a ser insuficiente para cubrir el precio de almacenamiento ofrecido por los operadores (diferencial de 1,5 a 2 EUR/MWh para un precio de 6 a 7 EUR/MWh). En consecuencia, a partir de 2010-2011 la capacidad de almacenamiento ya no se suscribió totalmente, en 2014 y 2015 tres plantas se pusieron en funcionamiento reducido («en reserva») y en 2017-2018 la tasa de suscripción de las infraestructuras de almacenamiento en funcionamiento alcanzó el 63 %.

2.2. Marco legislativo y reglamentario

- (11) A fin de garantizar la seguridad del suministro, Francia empezó por introducir en 2014 un decreto que reforzaba la obligación de los proveedores de gas natural de acumular reservas ⁽³⁾. Posteriormente, Francia consideró que este sistema presentaba diversas deficiencias y algunos proveedores de gas natural interpusieron un recurso contra la legalidad del decreto de 2014. Esta evolución indujo a Francia a introducir una medida adaptada que es objeto de la presente Decisión (en lo sucesivo, «la medida en cuestión»).
- (12) Además, el artículo 33 de la Directiva 2009/73/CE ⁽⁴⁾ prevé la posibilidad de que un Estado miembro regule las infraestructuras de almacenamiento. Por otra parte, el almacenamiento de gas natural es una de las medidas que los Estados miembros pueden adoptar para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento (UE) 2017/1938 ⁽⁵⁾ en las condiciones establecidas en dicho Reglamento y, en particular, la obligación de garantizar la seguridad del suministro a los clientes nacionales al tiempo que se asegura el funcionamiento adecuado y continuo del mercado interior del gas natural.

⁽²⁾ Si Lussagnet e Izaute se consideran por separado, hay doce plantas en funcionamiento. Estas plantas pertenecen a Teréga y comparten determinadas instalaciones técnicas. Por este motivo, algunas veces se consideran una sola infraestructura (por ejemplo, en la PPE de 2019-2028), y otras, dos infraestructuras separadas (por ejemplo, en la PPE de 2016-2023).

⁽³⁾ Decreto n.º 2014-328 de 12 de marzo de 2014, por el que se modifica el Decreto n.º 2006-1034 de 21 de agosto 2006 relativo a los depósitos subterráneos de gas natural.

⁽⁴⁾ Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 94).

⁽⁵⁾ Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) n.º 994/2010 (DO L 280 de 28.10.2017, p. 1).

3. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA EN CUESTIÓN Y MOTIVOS PARA INCOAR EL PROCEDIMIENTO

3.1. Objetivo del mecanismo

- (13) El mecanismo regulador tiene por objeto asegurarse de que las infraestructuras de almacenamiento necesarias para garantizar la seguridad del suministro de gas natural en el territorio francés a medio y largo plazo sigan siendo operativas.
- (14) En particular, el mecanismo regulador tiene por objeto garantizar la capacidad de la red para satisfacer la demanda, especialmente durante picos de frío, y garantizar la canalización por la red de transporte de gas natural, especialmente en caso de congestión.

3.2. Base legal

- (15) El mecanismo regulador de las infraestructuras esenciales de almacenamiento de gas natural fue introducido en el Código de la Energía por la Ley n.º 2017-1839 de 30 de diciembre de 2017 ⁽⁶⁾ (la «Ley de hidrocarburos»), que entró en vigor el 1 de enero de 2018.
- (16) En particular, el artículo 12 de la Ley de hidrocarburos establece que el ámbito de aplicación del mecanismo regulador viene determinado por la programación plurianual de la energía (en lo sucesivo, «la PPE»), mencionada en el artículo L.141-1 del Código de la Energía. La PPE se aprueba por decreto previa consulta a varios órganos consultivos y se revisa al menos cada cinco años para dos quinquenios. La PPE del período 2019-2028 se creó mediante el Decreto n.º 2020-456, de 21 de abril de 2020 (en lo sucesivo, «el Decreto n.º 2020-456 relativo a la PPE»).
- (17) Por otra parte, el artículo 12 de la Ley de hidrocarburos prevé que la Comisión Reguladora de la Energía (en lo sucesivo, «la CRE») establezca determinadas condiciones del mecanismo regulador, en particular, las condiciones de las subastas de capacidad de almacenamiento, los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento y las modalidades de recaudación de dichos ingresos mediante la comercialización de la capacidad y las tarifas de utilización de la red de transporte de gas natural y su transferencia a los operadores de almacenamiento [véanse los considerandos (20) a (22)].

3.3. Funcionamiento general del mecanismo

- (18) El mecanismo regulador del almacenamiento de gas natural adoptado en Francia en 2017 se basa en tres principios.
- (19) En primer lugar, el ámbito de aplicación de este mecanismo corresponde a las infraestructuras de almacenamiento subterráneo necesarias para garantizar la seguridad del suministro del territorio francés a medio y largo plazo ⁽⁷⁾ (en lo sucesivo, «las infraestructuras de almacenamiento esenciales»). La lista de estas infraestructuras esenciales figura en el Decreto relativo a la PPE. Los operadores que las exploten deben mantenerlas en funcionamiento ⁽⁸⁾.
- (20) En segundo lugar, la capacidad de las infraestructuras de almacenamiento esenciales se subasta según las condiciones fijadas por la CRE ⁽⁹⁾. Las subastas están abiertas a cualquier proveedor establecido en un Estado miembro de la Unión o en otro Estado con licencia de suministro para intervenir en el mercado francés de suministro al por menor o al por mayor. En enero de 2018, 213 proveedores franceses o extranjeros eran titulares de tal licencia. Los operadores de almacenamiento perciben directamente los ingresos procedentes de las subastas.

⁽⁶⁾ Ley n.º 2017-1839, de 30 de diciembre de 2017, por la que se pone fin a la exploración y la explotación de hidrocarburos y se dictan diversas disposiciones en materia de energía y medio ambiente.

⁽⁷⁾ Artículo L.421-3-1 del Código de la Energía.

⁽⁸⁾ Artículo L.421-3-1 del Código de la Energía.

⁽⁹⁾ Artículo L.421-5-1 del Código de la Energía.

- (21) En tercer lugar, se garantiza a los operadores de infraestructuras de almacenamiento esenciales la cobertura de sus costes en la medida en que estos correspondan a los de un «operador eficiente» ⁽¹⁰⁾. Como tales, perciben unos ingresos regulados definidos por resolución de la CRE (en lo sucesivo, «los ingresos autorizados»). Si los ingresos que perciben directamente de sus clientes son inferiores a los ingresos autorizados, los operadores de almacenamiento reciben una compensación igual a la diferencia entre sus ingresos autorizados y los ingresos percibidos [véase el considerando (89)]. Esta compensación corre a cargo de los transportistas de gas natural sobre la base de su cartera de clientes de consumo no interrumpible y que no se han declarado libres de riesgos en caso de restricción conectados a la red pública de distribución de gas natural [véanse los considerandos (104) y (105)]. El gestor de la red de transporte cobra la compensación en virtud de un término específico de la tarifa de utilización de la red de transporte (tarifa «ATRT») y, a continuación, la transfiere a los operadores de almacenamiento.
- (22) Por otra parte, si los ingresos de los operadores de almacenamiento superan los ingresos autorizados, los operadores de almacenamiento deben reembolsar el excedente mediante la tarifa de utilización de la red de transporte [véase el considerando (90)].

3.4. **Ámbito de aplicación del mecanismo regulador**

- (23) Según las explicaciones facilitadas por las autoridades francesas, el método de identificación de las infraestructuras de almacenamiento esenciales consiste en determinar, por una parte, las infraestructuras necesarias para garantizar la capacidad de la red de satisfacer la demanda y, por otra, las infraestructuras necesarias para garantizar la canalización por la red de transporte de gas natural.

3.4.1. *Infraestructuras necesarias para garantizar la capacidad de la red de satisfacer la demanda en caso de pico de frío*

- (24) El nivel previsto de seguridad del suministro de la red de gas se establece en el artículo R. 121-4 del Código de la Energía. El objetivo es garantizar el abastecimiento a todos los consumidores que no hayan aceptado contractualmente un suministro que se pueda interrumpir en condiciones meteorológicas especialmente frías, como las que se producen estadísticamente una vez cada cincuenta años.
- (25) La identificación de la infraestructura necesaria para garantizar la capacidad de la red de satisfacer la demanda se basa en el trabajo realizado por los gestores de redes de transporte, que compara la demanda de gas natural en picos de frío de entre uno y treinta días y la capacidad de suministro de gas natural, en particular a través de interconectores y terminales de gas natural licuado (en lo sucesivo, «GNL»).

3.4.1.1. *Demanda estimada de gas natural*

- (26) En primer lugar, las autoridades francesas examinaron cinco hipótesis para la evolución previsible del consumo de gas natural en los próximos diez años, sin producción de electricidad. Los porcentajes de reducción previstos oscilan entre el -2 % y el -18 % en comparación con el año de referencia 2012. Finalmente, las autoridades francesas partieron de una reducción del 2 % del consumo de gas natural, sin producción de electricidad.
- (27) En segundo lugar, el consumo medio diario de gas natural, sin producción de electricidad, en un pico de frío se estimó en unos 3 640 GWh/d en 2025, excluido el consumo de gas natural de bajo poder calorífico (en lo sucesivo, «gas B»). Por otra parte, el consumo de gas natural para la producción de electricidad en un pico de frío se estimó en 310 GWh/d.
- (28) Las autoridades francesas también tuvieron en cuenta la parte interrumpible de la demanda de gas natural, es decir, a los consumidores que han suscrito un contrato de interrumpibilidad con el gestor de la red al que están conectados. A este respecto, en el momento de la aplicación del mecanismo regulador, todavía se estaban definiendo dispositivos de interrupción aplicables en caso de pico de frío. Las autoridades francesas consideraron un potencial de interrupción de 138 GWh/d.
- (29) Las autoridades francesas afirmaron que las restricciones de suministro constituyen una medida de último recurso en caso de crisis de suministro y no un mecanismo de flexibilidad. Por este motivo, al estimar la demanda de gas natural durante picos de frío, no se tuvo en cuenta la restricción del suministro.

⁽¹⁰⁾ Artículo L.452-1 del Código de la Energía.

- (30) Además, se tuvo en cuenta que el consumo medio en un pico de frío breve es superior al consumo medio en un pico de frío más prolongado.
- (31) Por último, las autoridades francesas tuvieron en cuenta la disminución gradual de la utilización de gas B, a la luz de un programa de reconversión, en favor del gas natural de alto poder calorífico (en lo sucesivo, «gas H»), que actualmente representa el 90 % del gas natural consumido en Francia. La operación de conversión comenzó en 2018 y finalizará a más tardar en 2028. Las autoridades francesas estiman que la demanda de gas B reconvertido en gas H será de 180 GWh/d en 2025.
- (32) De lo anterior se desprende que las autoridades francesas estimaron la demanda global de gas natural en un pico de frío de cuatro días en 2025 en torno a los 4 000 GWh/d.

3.4.1.2. Estimación de la capacidad de suministro de gas natural

- (33) Por lo que se refiere a la capacidad de suministro de gas natural, al realizar estimaciones las autoridades francesas tuvieron en cuenta los interconectores, el suministro de GNL a través de terminales de metano y el rendimiento de las reservas de gas natural.
- (34) En primer lugar, en lo que respecta a los interconectores, las estimaciones de la capacidad firme, basadas en la hipótesis de una utilización del 100 % de la capacidad firme de interconexión de gas H, ascienden a 1 780 GWh/d en el sentido de la importación y a 425 GWh/d en el sentido de la exportación ⁽¹¹⁾. Las importaciones netas de gas H a través de gasoductos se estiman en 1 355 GWh/d.
- (35) Las autoridades francesas indicaron que el refuerzo de la red de gas y los interconectores representaría un coste importante ⁽¹²⁾, especialmente si se compara con la utilización de las infraestructuras de almacenamiento existentes. En cualquier caso, este tipo de infraestructuras no estaría disponible a medio plazo, pues su construcción requiere un tiempo prolongado.
- (36) En segundo lugar, en lo que respecta al suministro de GNL, la capacidad total de envío a la red de las cuatro terminales francesas de metano es de 1 160 GWh/d ⁽¹³⁾. Sin embargo, solo se puede hacer uso de esta capacidad si el GNL está disponible en los tanques de las terminales de metano. Las autoridades francesas consideraron que, para un peligro como un pico de frío inferior a diez días, solo se podría emitir la reserva de GNL contenida en los tanques. Por otra parte, en caso de superarse los diez días, se podrían entregar cargamentos de GNL y las terminales de metano se podrían utilizar hasta el máximo de su capacidad. Se consideraron dos escenarios en función del nivel medio de reservas de GNL observado en los tanques: el peor invierno (escenario 1) y el invierno más favorable (escenario 2).
- (37) Ambos escenarios corresponden a un nivel de utilización de las terminales de metano superior al nivel medio de utilización durante los inviernos de 2011 a 2018. Finalmente, Francia adoptó el escenario 1 y estimó un potencial de emisión de las terminales de metano de 330 GWh/d en un pico de frío de cuatro días.
- (38) Las autoridades francesas indicaron que las terminales de licuefacción existentes funcionaban a un nivel cercano a su capacidad máxima para recuperar los importantes costes de inversión. Además, casi todos los cargamentos de GNL están sujetos a contratos a largo plazo debido a la intensidad de capital de estos proyectos y, por tanto, se venden antes de su producción. Por otra parte, el menor coste del almacenamiento del gas natural en forma gaseosa explica el bajo desarrollo del almacenamiento de GNL en todo el mundo. Así pues, las cantidades de GNL disponibles a corto plazo son bajas.
- (39) En tercer lugar, por lo que se refiere al rendimiento de las reservas subterráneas de gas natural, las autoridades francesas explicaron que para explotar los acuíferos, que representan el 90 % de las infraestructuras de almacenamiento en Francia, es necesario llenarlos hasta un nivel suficientemente elevado y vaciarlos cada año hasta un nivel suficientemente bajo. Además, el caudal que se puede extraer de una infraestructura de almacenamiento disminuye a medida que se reduce la reserva.

⁽¹¹⁾ Los datos sobre la capacidad firme de interconexión de gas H proceden del informe de la ENTSOG *Transmission Capacity Map 2017*.

⁽¹²⁾ Por ejemplo, Francia estimó en 1 600 millones de euros el coste de la construcción de los gasoductos Arc Lyonnais, Eridan y Perche para facilitar el transporte de gas del norte al sur del país.

⁽¹³⁾ La capacidad de transmisión se divide entre las cuatro terminales como sigue: la terminal de Montoir tiene una capacidad de emisión de 400 GWh/d, la terminal de metano de Fos-Cavaou tiene una capacidad de 205 GWh/d, la terminal de metano de Fos-Tonkin tiene una capacidad de emisión de 205 GWh/d, y la terminal de metano de Dunkerque tiene una capacidad de emisión de 520 GWh/d. Cuando el interconector de Dunkerque se utiliza a plena capacidad, la capacidad de inyección de la terminal de metano de Dunkerque en la red francesa de gas natural se limita a 350 GWh/d por un cuello de botella en la red de transporte.

- (40) Dado que, por una parte, durante los nueve inviernos anteriores al análisis realizado por Francia, la tasa media de llenado de las infraestructuras de almacenamiento fue del 42 % a 1 de febrero y que, por otra, el 85 % de los picos de frío observados en los últimos 70 años comenzaron antes del 5 de febrero, las autoridades francesas partieron de la base de que, al comienzo de un pico de frío, en cada infraestructura de almacenamiento se dispone de un caudal de extracción asociado a una tasa de llenado del 45 % del volumen útil.
- (41) Además, las autoridades francesas tuvieron en cuenta las reservas de emergencia que deben constituir los gestores de redes de transporte de gas natural para garantizar la prestación de servicios sociales esenciales de último recurso en caso de deficiencia del proveedor, es decir, un caudal de extracción de 124 GWh/d para un llenado del 45 % del volumen útil.
- (42) Sobre la base de todas estas hipótesis, para el período comprendido entre 2019 y 2025, las autoridades francesas previeron una necesidad anual de infraestructuras de almacenamiento con un volumen útil de 138,5 TWh y un caudal de extracción de 2 376 GWh/d correspondiente a una tasa de llenado del 45 % del volumen útil, con el fin de garantizar la capacidad de la red de satisfacer la demanda durante un pico de frío ⁽¹⁴⁾.

3.4.2. Infraestructuras necesarias para garantizar la canalización por la red de transporte de gas natural

- (43) Las autoridades francesas también determinaron qué infraestructuras de almacenamiento eran necesarias para garantizar el suministro a todo el territorio, habida cuenta de la capacidad de canalización por la red de transporte de gas natural. A tal fin, examinaron las diversas situaciones de congestión de la red de transporte.
- (44) Los gestores de redes de transporte (en lo sucesivo, «GRT») identificaron el escenario de congestión más probable, que corresponde a la situación observada en aquel momento en un contexto de mercado en el que los proveedores intentan maximizar las importaciones de gas natural de Noruega y Rusia, según las autoridades francesas, que actualmente son las fuentes de gas natural más competitivas de Europa, y reducir las importaciones de gas natural licuado, del que se pueden obtener valoraciones más elevadas en Asia. En esta situación se podrían observar cuatro límites operativos principales (véase la imagen 1).



Imagen 1: Principales límites operativos que se pueden observar en la red de transporte cuando los proveedores intentan maximizar las inyecciones de gas natural desde el nordeste de Francia

⁽¹⁴⁾ Decreto n.º 2020-456 relativo a la PPE.

- (45) La metodología tiene en cuenta que los proveedores de gas natural necesitan reservas de GNL para poder satisfacer la demanda de los consumidores, pero no tienen restricciones a la distribución de la localización de las reservas de GNL entre las cuatro terminales francesas de metano.
- (46) Cuando se alcanza la restricción, se supone que los gestores de redes de transporte utilizan inicialmente la capacidad interrumpible de los interconectores para hacer frente a la congestión. Cuando la congestión persiste, se observa la cantidad de gas natural que se debería retirar de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo situadas más allá de la zona de congestión.
- (47) Este trabajo permite establecer las reservas subterráneas de gas natural necesarias más allá de cada zona de congestión para poder garantizar la canalización por la red de transporte de gas natural.
- (48) La aplicación de este método en el invierno 2018-2019 en los principales puntos de congestión que se pueden observar cuando los proveedores intentan maximizar las inyecciones de gas natural procedentes del nordeste de Francia da lugar a una estimación de la necesidad de almacenamiento subterráneo con volúmenes útiles acumulados de al menos:
- 16 TWh más allá de la zona de congestión NS4 (infraestructuras de almacenamiento de Izaute, Lussagnet y Manosque);
 - 54 TWh más allá de la zona de congestión NS3 (infraestructuras de almacenamiento de Céré-la-Ronde, Chemery, Izaute, Lussagnet y Manosque);
 - 55 TWh más allá de la zona de congestión NS2 (infraestructuras de almacenamiento de Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Izaute, Lussagnet, Manosque y Tersanne);
 - 64 TWh más allá de la zona de congestión NS1 (infraestructuras de almacenamiento de Beynes, Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Germigny-sous-Coulomb, Gournay-sur-Aronde, Izaute, Lussagnet, Manosque, Saint-Illiers-la-Ville y Tersanne).

3.4.3. Lista de infraestructuras incluidas en el ámbito de aplicación de la regulación

- (49) Las autoridades francesas indicaron que la tarea de identificar las infraestructuras esenciales no pudo completarse a tiempo con vistas al invierno de 2018-2019. Por esta razón, inicialmente el mecanismo regulador se aplicó como medida transitoria durante el período 2018-2019 a todas las infraestructuras de almacenamiento de gas natural del territorio francés. Estas infraestructuras se habían identificado en el PPE de 2016 como necesarias para la seguridad del suministro ⁽¹⁵⁾.
- (50) Posteriormente, el Decreto de 26 de diciembre de 2018 ⁽¹⁶⁾ eliminó de la lista de infraestructuras necesarias las tres plantas en funcionamiento reducido de Storengy (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte y Trois-Fontaines) y los proyectos Lussagnet Fase 1 (Teréga) y Manosque 2 (Géométhane). Estas infraestructuras no se han utilizado desde la introducción del acceso regulado al almacenamiento de gas natural.
- (51) Por último, para el período comprendido entre 2019 y 2023, el Decreto n.º 2020-456 relativo a la PPE establece las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural que deben seguir funcionando para garantizar la seguridad del suministro a medio y largo plazo. Estas representan un volumen útil de 138,5 TWh y una capacidad de extracción de 2 376 GWh/d para un llenado correspondiente a un volumen útil del 45 %:

Infraestructuras	Operador	Año de puesta en servicio	Tipo de almacenamiento
Beynes	Storengy	1956	Acuífero
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Acuífero
Cerville-Verlaine	Storengy	1970	Acuífero
Chemery	Storengy	1968	Acuífero
Etrez	Storengy	1980	Cavidad salina

⁽¹⁵⁾ Decreto n.º 2016-1442, de 27 de octubre de 2016, relativo a la PPE.

⁽¹⁶⁾ Decreto n.º 2018-1248, de 26 de diciembre de 2018, relativo a las infraestructuras de almacenamiento de gas necesarias para la seguridad del suministro.

Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Acuífero
Gournay	Storengy	1976	Acuífero
Lussagnet/Izaute	Teréga	1957	Acuífero
Manosque	Géométhane	1993	Cavidad salina
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Acuífero
Tersanne/Hauterives	Storengy	1970	Cavidad salina

Cuadro 1: Instalaciones de almacenamiento de gas natural que deben seguir activas hasta 2023

- (52) La PPE prevé una disminución de las necesidades de almacenamiento para el período 2024-2028. La lista de infraestructuras de almacenamiento podría reducirse de una capacidad de extracción de al menos 140 GWh/d a un volumen útil del 45 % para 2026. Dada la incertidumbre existente en cuanto a los volúmenes necesarios para la seguridad del suministro después de 2026, estos deberían confirmarse en 2023 y fijarse en la próxima PPE.

3.5. Subasta de la capacidad de almacenamiento

- (53) De conformidad con el artículo L.421-5-1 del Código de la Energía, las capacidades de almacenamiento reguladas se subastan con arreglo a los términos establecidos por la CRE. En particular, con arreglo a la resolución de la CRE de 22 de febrero de 2018, las subastas se realizan con un precio de reserva cero ⁽¹⁷⁾.
- (54) Los resultados de la primera subasta fueron los siguientes:

Período de almacenamiento	Ingresos (en millones EUR)	Precio medio de adjudicación (EUR/MWh)
2018-2019	68,4	0,53
2019-2020	233,6	1,80
2020-2021	504,6	3,85

Cuadro 2: Resultados de las subastas e ingresos procedentes de las ventas adicionales realizadas durante el año

3.6. Cobertura de los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento tal como se definen en la CRE

- (55) A tenor de lo dispuesto en el artículo L.452-1 del Código de la Energía, «las tarifas de utilización de las redes de transporte [...] se establecerán de manera transparente y no discriminatoria, con el fin de cubrir todos los costes soportados por los gestores de las redes de transporte y los operadores de las infraestructuras de almacenamiento a que se refiere el artículo L.421-3-1, siempre que dichos costes correspondan a los de operadores eficientes».
- (56) Además, el mismo artículo establece que dichos costes «tendrán en cuenta las características del servicio prestado y los costes asociados a dicho servicio» y que, en el caso de los operadores de almacenamiento, incluirán, en particular, «un rendimiento normal del capital invertido».
- (57) El artículo L.452-2 del Código de la Energía faculta a la CRE para fijar los «métodos utilizados para establecer las tarifas de utilización de las redes de transporte de gas natural» y para solicitar a los operadores de almacenamiento que le faciliten la información necesaria para fijar dichas tarifas, y en particular la información contable y la financiera.
- (58) De estas disposiciones se desprende que la Ley faculta a la CRE para fijar los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento de modo que se cubran los costes de un «operador eficiente» y se garantice un rendimiento normal del capital invertido.

⁽¹⁷⁾ Resolución n.º 2018-039, de 22 de febrero de 2018, relativa a las condiciones de comercialización de las capacidades de almacenamiento en el marco de la aplicación del acceso regulado de terceros a los depósitos subterráneos de gas natural en Francia.

- (59) La CRE estableció mediante resolución los ingresos autorizados estimados, inicialmente, para un período de regulación de dos años. Esta primera tarifa de almacenamiento fue válida en 2018 y 2019 («ATS 1») ⁽¹⁸⁾. A continuación, la CRE armonizó el marco reglamentario de los operadores de almacenamiento con el de otras tarifas de infraestructuras. La segunda tarifa de almacenamiento («ATS 2») se aplica a partir de 2020 durante un período de 4 años ⁽¹⁹⁾.
- (60) El enfoque general para fijar los ingresos autorizados estimados se mantiene sin cambios para las diferentes tarifas de almacenamiento. La CRE fijó *ex ante* los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento basándose en las previsiones presentadas por los operadores, que posteriormente se ajustaron mediante una regularización, al año siguiente, y en auditorías *ex post*. La CRE tiene en cuenta los costes de los operadores de almacenamiento siempre que se consideren eficientes.
- (61) Sin embargo, habida cuenta de los plazos especialmente breves de aplicación de la reforma, durante los años 2018 y 2019 se aplicó un marco simplificado. Para ese primer ejercicio, la CRE adoptó un marco tarifario en el que las diferencias entre el conjunto de los costes e ingresos estimados y los ejecutados se ajustaron *a posteriori*. Ese mecanismo garantiza un nivel de tarifas que, en última instancia, es exactamente igual a los gastos e ingresos reales del operador. Para el período 2020-2023, la CRE deseaba ampliar los principios de regulación de los incentivos a las infraestructuras de almacenamiento y, al término de sus análisis, adoptó una trayectoria controlada de los costes de los operadores en un contexto marcado por la tendencia a la baja del consumo de gas natural.
- (62) De acuerdo con el método establecido por la CRE, los ingresos autorizados estimados son iguales a la suma de los costes netos de explotación estimados (en lo sucesivo, «CNE»), los costes de capital normativos previstos (en lo sucesivo, «CCN») y la liquidación del saldo de la cuenta de regularización de costes e ingresos del ejercicio anterior (en lo sucesivo, «CRCI»).

$$\text{Ingresos autorizados} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCI}$$

- (63) Solo se tendrán en cuenta para el cálculo de estos componentes las actividades que entren en el ámbito de aplicación de la regulación.

3.6.1. Costes netos de explotación

- (64) Los costes netos de explotación corresponden a los costes brutos de explotación (gastos de energía, consumo externo, costes de personal, impuestos y gravámenes) de un «operador eficiente», previa deducción de los ingresos de explotación del operador (en particular, producción capitalizada, productos extratarifarios y ganancias o pérdidas en la compra y la venta de gas natural almacenado).
- (65) Habida cuenta de la brevedad de la aplicación de la reforma, para el período 2018-2019 la CRE no pudo determinar si los costes de los operadores correspondían a los costes de un «operador eficiente». Por lo tanto, los costes tenidos en cuenta durante este período corresponden en última instancia a los costes reales soportados por los operadores de almacenamiento, validados por la CRE. Para la tarifa ATS 2, la CRE puso en marcha un mecanismo regulador de los incentivos de los costes netos de explotación, con excepción de determinadas partidas predefinidas. Así pues, salvo algunas excepciones, cualquier desviación respecto de la trayectoria de los costes de explotación fijada para el período ATS 2 será a expensas o en beneficio del operador.

3.6.2. Costes de capital normativos

- (66) Los CCN incluyen la amortización y el rendimiento del capital inmovilizado. Así pues, los CCN corresponden a la suma de la amortización de la base de activos regulados (en lo sucesivo, «BAR»), el rendimiento del capital inmovilizado calculado a partir del coste medio ponderado del capital (en lo sucesivo, «CMPC») para la BAR ya puesta en servicio y el coste de la deuda en el caso de las inmovilizaciones en curso (en lo sucesivo, «IEC»).

$$\text{CCN} = \text{BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coste de la deuda}$$

- (67) La CRE confirmó que este método corresponde a la práctica reglamentaria para las instalaciones reguladas en los mercados del gas natural y la electricidad de Francia y Europa Occidental ⁽²⁰⁾.

⁽¹⁸⁾ Resolución de la CRE n.º 2018-068, de 22 de marzo de 2018, relativa a la tarifa de utilización de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural de Storengy, TIGF y Géométhane a partir de 2018.

⁽¹⁹⁾ Resolución de la CRE n.º 2020-011, de 23 de enero de 2020, relativa a la tarifa de utilización de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural de Storengy, Teréga y Géométhane.

⁽²⁰⁾ La CRE basa esta comparación en el estudio «Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)», realizado por Economic Consulting Associates (ECA) para la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

- (68) Para definir el nivel inicial de la BAR a 1 de enero de 2018 («BAR inicial» o «BAR de apertura»), la CRE utiliza el método de los «costes económicos corrientes» ⁽²¹⁾. Este método consiste en calcular el valor económico neto de los activos: i) sobre la base del valor en libros bruto de los activos incluidos en las cuentas de los operadores (costes históricos de construcción), ii) actualizado en función de la inflación, y iii) depreciado a lo largo de la vida económica de los activos.
- (69) Cada año, la BAR evoluciona en función:
- de las amortizaciones, basadas en la vida económica de los activos, deducidas de la BAR;
 - de las nuevas inversiones que aumenten la BAR;
 - en su caso, de los activos desmantelados antes de su amortización total, que reducen la BAR;
 - de la revaloración de los activos por inflación (índice de precios de consumo, excluido el tabaco).
- (70) La CRE considera que la medida más representativa del valor inicial de las inversiones realizadas por los operadores es el valor bruto de los activos registrados en sus cuentas anuales. Según la CRE, este valor, sometido a auditoría anual, está documentado y es objetivo. Este método es idéntico al que se aplicó en 2002, cuando se empezó a regular la gestión de las redes de transporte de gas natural, y se utiliza también para las terminales reguladas de metano francesas.
- (71) La CRE no tuvo en cuenta el «nuevo» valor de los activos, sino un valor amortizado, coherente con las amortizaciones registradas por los operadores de almacenamiento antes de 2018, para evitar a la comunidad haber de soportar de nuevo un coste ya pagado en el pasado y las depreciaciones de activos ya tenidos en cuenta.
- (72) Para la mayoría de los activos, los períodos de amortización aplicados por los operadores en sus cuentas históricas y los períodos de amortización solicitados por los operadores en su documentación tarifaria son similares. Además, corresponden a datos sectoriales estándar que se pueden observar en otros países.
- (73) En cambio, en lo referente al colchón de gas ⁽²²⁾ la CRE rechazó la solicitud de los operadores de considerar un período de amortización uniforme de 250 años. De hecho, la CRE tuvo en cuenta que los operadores han amortizado el colchón de gas, a diferencia de sus otros activos, durante períodos que han variado de un operador a otro y a lo largo del tiempo (de 25 a 250 años). Por consiguiente, para establecer la BAR inicial de los operadores de almacenamiento, la CRE se basó en un grado de amortización del colchón de gas coherente con el grado de amortización contable registrado en cada uno de los tres operadores. Para el futuro, fijó el período de amortización del colchón de gas en 75 años, lo que corresponde a tres renovaciones de la concesión de explotación de la cavidad subterránea de 25 años.
- (74) Las vidas económicas que la CRE aplica a las diferentes categorías de activos de los operadores son las siguientes:

Categorías de activos	Vida útil preceptiva
Colchón de gas	75 años
Pozos, cavidades, recogida	50 años
Instalaciones de tratamiento, compresión, suministro, medición	De 20 a 30 años
Inmuebles y edificios	30 años
Equipos diversos	De 10 a 15 años
Software, pequeño soporte físico	5 años

Cuadro 3: Período de amortización aplicado por categoría de activo

⁽²¹⁾ Este método se deriva de la Ley de finanzas rectificativa de 28 de diciembre de 2001, por la que se creó una comisión especial (la Comisión Hourri) para determinar el precio de venta por el Estado de las redes de transporte de gas natural. También se utilizó un método comparable para valorar los activos de las terminales de metano y los operadores de distribución de gas natural.

⁽²²⁾ El término «colchón de gas» designa el gas inyectado de forma permanente en los depósitos subterráneos y que es esencial para su funcionamiento, pues es necesario para mantener una presión mínima de almacenamiento que permita suministrar el volumen útil con el perfil de retirada requerido (Resolución de la CRE n.º 2018-068, antes citada).

- (75) Además, en 2017 la CRE pidió al consultor externo [...] que llevara a cabo una auditoría de la demanda de la BAR inicial de los operadores de almacenamiento. Para Storengy, el resultado del cálculo es de [entre 3 000 y 5 000 millones de euros].
- (76) En el caso de Teréga, un estudio adicional del consultor PwC basado en un enfoque de flujos de caja descontados valora la BAR entre [1 000 y 2 000 millones de euros].
- (77) Por tanto, para aplicar el mecanismo regulador, la CRE revisó las BAR iniciales solicitadas por los operadores de almacenamiento, a fin de tener en cuenta la evaluación económica independiente del valor de mercado de los activos. Así pues, la CRE adoptó las siguientes BAR iniciales:

A 1 de enero de 2018	Storengy (en miles de millones EUR)	Teréga (en miles de millones EUR)	Géométhane (en miles de millones EUR)
Petición del operador	4,0	1,37	0,20
BAR fijada por la CRE	3,5	1,15	0,19

Cuadro 4: BAR inicial de los operadores de almacenamiento en el momento de la entrada en vigor de la regulación

- (78) Por lo que se refiere a la tasa de rendimiento del capital, la CRE aplicó el método del CMPC para permitir al operador financiar los costes de intereses y obtener un rendimiento de los fondos propios comparable al que podría obtener para inversiones con niveles de riesgo similares. La CRE indicó que los reguladores europeos suelen utilizar el método del CMPC para determinar la tasa de rendimiento de los activos de las infraestructuras reguladas.
- (79) Sobre la base de los estudios económicos y el trabajo de los consultores externos ⁽²³⁾, la CRE fijó el CMPC en el 5,75 % para los años 2018 y 2019. Para el período 2020-2023, la CRE aplicó un CMPC del 4,75 %. A la hora de establecer el CMPC de la ATS 2 se utilizó el mismo método que con la ATS 1. La evolución se justifica por la disminución de los costes de financiación, la reducción prevista del impuesto de sociedades y el aumento de la beta de los activos. Este aumento de la beta de los activos refleja la consideración del riesgo financiero, y principalmente de los costes de transición energética a los accionistas de las empresas de infraestructuras de gas natural.
- (80) A falta de un operador de almacenamiento comparable que cotizase en bolsa, la CRE tomó como tipo de referencia el CMPC de los GRT de gas natural aumentado mediante una prima de riesgo específica para el almacenamiento. Esta prima se fija en 50 puntos básicos a causa de la concentración de las instalaciones de almacenamiento, del riesgo geológico del subsuelo y del riesgo de sustituibilidad por las terminales de metano, así como de los interconectores con el extranjero.
- (81) La CRE también indicó que esta tasa de rendimiento era inferior a la concedida a los operadores regulados de terminales de metano (7,25 % en el momento de la entrada en vigor de la medida), cuya actividad es más arriesgada desde el punto de vista comercial, en particular debido a la coexistencia de terminales de metano reguladas y no reguladas y al menor número de clientes. Además, la CRE citó el ejemplo de la tasa de rendimiento del 6,5 % del regulador italiano en el almacenamiento de gas natural.

3.6.3. Inversiones

- (82) De conformidad con el artículo L.421-7-1 del Código de la Energía, cada año los operadores de depósitos subterráneos de gas natural presentan a la CRE su programa anual de inversiones para su aprobación. En este contexto, la CRE «velará por que se realicen las inversiones necesarias para el adecuado desarrollo de los depósitos y para que el acceso a estos sea transparente y no discriminatorio».
- (83) En la segunda tarifa de almacenamiento, la CRE introdujo un incentivo para controlar los costes de las diferentes categorías de inversiones.

⁽²³⁾ En particular, el informe de Compass Lexecon de 20 de marzo de 2017 recomendaba fijar el CMPC entre el 4,2 % y el 5,8 %.

3.6.4. Cuenta de regularización de costes e ingresos

- (84) La CRE fija los ingresos autorizados sobre la base de las previsiones de costes e ingresos de los operadores para el año siguiente. La CRCI se introdujo para tener en cuenta la diferencia entre los costes o los ingresos estimados y los costes o los ingresos realmente reconocidos en una serie de partidas predefinidas. Por lo tanto, la CRCI protege a los operadores de la variación de determinadas partidas de costes o ingresos. La CRCI se utiliza también para pagar incentivos financieros derivados de la aplicación de mecanismos reguladores de los incentivos y para tener en cuenta eventuales plusvalías de cesión o costes de transición a la competencia, una vez validados por la CRE.
- (85) Para la tarifa ATS 1, durante el primer año de almacenamiento regulado la CRE adoptó un marco tarifario en el que las diferencias entre todos los costes e ingresos estimados y todos los costes e ingresos realizados se ajustaron *a posteriori*. Por lo tanto, la tarifa era «100 % CRCI» y no se incentivó ninguna partida de costes ni de ingresos.
- (86) Para la tarifa ATS 2, el alcance de la CRCI que aplica la CRE se ajusta al marco general de todas las tarifas de la red eléctrica y de las infraestructuras de gas natural. Así pues, las diferencias entre lo estimado y lo realizado solo quedan cubiertas *a posteriori* mediante la CRCI en el caso de determinadas partidas predefinidas. Estas partidas cubiertas en la CRCI se refieren, en particular, a los gastos de inversión o a los ingresos por comercialización. Por otra parte, casi todos los costes de explotación están sujetos a un incentivo, que puede ser total (el 100 % de las diferencias entre lo previsto y lo realizado se hace a expensas o en beneficio de la operación) o parcial (por ejemplo, para los costes de energía en los que el incentivo es del 20 %, el 80 % de las desviaciones corresponde a la CRCI).

3.7. Beneficiarios

- (87) Los beneficiarios de la medida corresponden a los operadores de las infraestructuras de almacenamiento de gas natural, que entran en el ámbito de aplicación del mecanismo regulador. Desde la entrada en vigor de la medida, son Storengy, Teréga y Géométhane.

3.8. Financiación de la medida mediante las tarifas de utilización de las redes de transporte

- (88) La financiación de los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento procede, por una parte, de los ingresos directamente percibidos por los operadores de almacenamiento y, por otra, cuando estos son inferiores a los ingresos autorizados, de una compensación por almacenamiento igual a la diferencia entre los ingresos autorizados y los ingresos directamente percibidos.

$$\text{Compensación} = \text{ingresos autorizados} - \text{ingresos directamente percibidos}$$

- (89) Los ingresos directamente percibidos por los operadores proceden principalmente de subastas, pero también de contratos históricos a largo plazo y servicios adicionales.
- (90) Los GRT recuperan la compensación por almacenamiento de los transportistas de gas natural en virtud de un término específico, el «término de almacenamiento», previsto en la tarifa de utilización de la red de transporte (tarifa ATRT) en las condiciones establecidas por la CRE [véase el considerando (21)].
- (91) Con carácter preliminar, procede señalar que en Francia existen dos GRT, a saber, dos titulares de una autorización de explotación de gasoductos de gas natural con arreglo al artículo L.431-1 del Código de la Energía: GRTgaz y Teréga (antes TIGF).
- (92) GRTgaz es una sociedad anónima propiedad al 75 % de ENGIE y al 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières. GRTgaz, directamente controlado por ENGIE, es independiente de las otras partes de su empresa integrada verticalmente (Grupo ENGIE) de conformidad con el modelo de GRT independiente, lo que garantiza una separación efectiva entre las actividades de GRT y las de producción o suministro ⁽²⁴⁾.

⁽²⁴⁾ Resolución de la CRE, de 26 de enero de 2012, sobre la decisión de certificación de GRTgaz; Resolución n.º 2019-135 de la CRE, de 25 de junio de 2019, relativa al mantenimiento de la certificación de Teréga a raíz de tres adquisiciones de participación del grupo Crédit Agricole en empresas de producción de energía.

- (93) Como se describe en el considerando (9), Teréga es propiedad en un 40,5 % de Snam, en un 31,5 % de GIC, en un 18 % de EDF Investissement y en un 10 % de Predica. Teréga también cumple las condiciones de un GRT independiente ⁽²⁵⁾.

3.8.1. Fijación por la CRE del término de almacenamiento en las tarifas de utilización de las redes de transporte

- (94) Según el artículo L.452-1, párrafo sexto, del Código de la Energía, «los gestores de las redes de transporte de gas natural cobrarán las tarifas de utilización de dichas redes. Los gestores de las redes de transporte pagarán a los operadores de almacenamiento subterráneo de gas natural a que se refiere el artículo L.421-3-1 una parte de la cantidad cobrada de conformidad con las normas detalladas establecidas por la Comisión Reguladora de la Energía».
- (95) A tenor de lo dispuesto en el artículo L.452-2 del Código de la Energía, «la Comisión Reguladora de la Energía fijará los métodos que se aplicarán para establecer las tarifas de utilización de las redes de transporte de gas natural».
- (96) Sobre la base de estas disposiciones, mediante la Resolución n.º 2018-069, de 22 de marzo de 2018 ⁽²⁶⁾, la CRE estableció las modalidades de cálculo del término de almacenamiento, aplicable a partir del 1 de abril de 2018.
- (97) Según la CRE, el término de almacenamiento pagado por cada transportista debe reflejar el valor de la «seguridad del suministro», es decir, el rendimiento de los depósitos que dan prioridad al suministro de gas natural a los clientes cuyo abastecimiento no se puede interrumpir, y en particular a los clientes nacionales.

3.8.2. Pago del término de almacenamiento por los transportistas y refacturación a los clientes finales

- (98) En cuanto a la obligación de pago del término de almacenamiento por los transportistas, en su Resolución de 22 de marzo de 2018, la CRE previó el término de almacenamiento en las tarifas ATRT mediante la inclusión de nuevas disposiciones en la Resolución n.º 2018-022, de 7 de febrero de 2018, sobre la evolución de la tarifa de utilización de las redes de transporte de gas natural de GRTgaz y TIGF a 1 de abril de 2018.
- (99) De esta modificación se desprende que todo transportista al que se haya asignado una capacidad firme de entrega al menos en un punto de interfaz de transporte y distribución (PITD) estará sujeto a un término tarifario de almacenamiento en función de la modulación invernal de los clientes conectados a las redes públicas de distribución de gas que tenga en su cartera el día 1 de cada mes.
- (100) Por transportista se entiende toda «persona física o jurídica que celebre un contrato con un GRT para la canalización por la red de transporte de gas. El transportista es, según el caso, el cliente cualificado, el proveedor o su representante autorizado.» Un PITD se define como un «punto físico o nocional de interfaz entre una red de transporte y una red pública de distribución».
- (101) Además, del tenor del artículo L.452-1, párrafo sexto, del Código de la Energía se desprende que los GRT deben cobrar obligatoriamente las tarifas ATRT [véase el considerando (94), «cobrarán»].
- (102) Por lo que se refiere a la repercusión del término de almacenamiento a los usuarios finales, la CRE indicó que los transportistas repercutirán el término de almacenamiento en sus clientes finales incluidos en la base de compensación en la parte «Transporte» de su factura. La CRE no dispone de la lista de clientes afectados.

⁽²⁵⁾ Resolución de la CRE, de 26 de enero de 2012, sobre la decisión de certificación de TIGF; Resolución de la CRE, de 4 de febrero de 2016, relativa al mantenimiento de la certificación de TIGF tras la incorporación de Predica al capital de TIGF Holding.

⁽²⁶⁾ Resolución de la CRE n.º 2018-69, de 22 de marzo de 2018, por la que se introduce un término tarifario de almacenamiento en la tarifa de utilización de las redes de transporte de GRTgaz y TIGF.

- (103) Más concretamente, esta repercusión solo es obligatoria en virtud de las tarifas reguladas para la venta de gas natural con arreglo a los artículos L.445-3 y R.445-3 del Código de la Energía ⁽²⁷⁾. En el caso de las ofertas de mercado, esta repercusión queda a discreción del proveedor.

3.8.3. *Distribución de los fondos recaudados por los GRT entre los operadores de almacenamiento, según lo determinado por la CRE*

- (104) Según la resolución de la CRE sobre el término de almacenamiento, una vez recaudados los ingresos del término de almacenamiento, los GRT los devuelven a los distintos operadores de almacenamiento a prorrata de la compensación que deban percibir ⁽²⁸⁾. La proporción asignada a cada operador corresponde a la relación entre la compensación anual estimada del operador y la compensación total estimada para todos los operadores de almacenamiento regulados, establecidas por la CRE. Estas fracciones se especifican anualmente en la Resolución de la CRE por la que se modifica el término de almacenamiento.
- (105) A tal efecto, y de acuerdo con la resolución de la CRE, los GRT celebran un contrato con cada operador de almacenamiento para regular las modalidades del servicio de recaudación y transferencia de la compensación, cuyo coste fija la CRE y está cubierto por los ingresos autorizados de los operadores. Para 2018, este coste asciende a 130 000 euros por GRT y operador de almacenamiento ⁽²⁹⁾.

3.9. Presupuesto

- (106) Cada año, el importe total de la compensación pagada a los operadores regulados depende de los ingresos procedentes de las subastas y de los ingresos autorizados establecidos por la CRE. En 2018 la compensación abonada a los tres operadores de almacenamiento regulados ascendió a 528 millones de euros; en 2019, a 540 millones de euros, y en 2020, a 251 millones de euros.

	2018 (en millones EUR)	2019 (en millones EUR)	2020 (en millones EUR)
Storengy	402	392	199
Teréga	101	113	25
Géométhane	26	36	28
Total	528	540	251

Cuadro 5: Balance de la compensación por almacenamiento correspondiente a los años 2018, 2019 y 2020

3.10. Duración

- (107) Las disposiciones de la Ley de hidrocarburos relativas al mecanismo regulador de los operadores de almacenamiento entraron en vigor el 1 de enero de 2018. La CRE fijó los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento a partir del 1 de enero de 2018. Por otra parte, las primeras subastas de capacidad de almacenamiento tuvieron lugar del 5 al 29 de marzo de 2018 para el período 2018-2019 y se celebraron en 2019-2020 y 2020-2021 [véase el cuadro 2, considerando (54)].
- (108) Además, el término de almacenamiento se introdujo en la tarifa ATRT con efectos a partir del 1 de abril de 2018. En un primer momento, la CRE estableció los ingresos autorizados estimados para un período de regulación de dos años ⁽³⁰⁾. A continuación, armonizó el marco reglamentario de los operadores de almacenamiento con el de las otras tarifas de infraestructuras. Esta segunda tarifa de almacenamiento se aplica al período 2020-2023 ⁽³¹⁾.

⁽²⁷⁾ Artículo L.445-3 del Código de la Energía: «Las tarifas reguladas de venta de gas natural se determinarán en función de las características intrínsecas de los suministros y de los costes asociados a estos. Cubrirán la totalidad de dichos costes [...]».

Artículo R. 445-3 del Código de la Energía: «Para cada proveedor se definirá una fórmula tarifaria que refleje la totalidad de los costes de suministro de gas natural. La fórmula tarifaria y los costes excluido el suministro permiten determinar el coste medio de suministro del gas natural, a partir del cual se fijarán las tarifas reguladas de venta de este, en función de las modalidades de prestación del servicio a los clientes.

Los costes excluidos el suministro comprenden en particular: [...] 2° los costes de utilización de los depósitos de gas natural, en su caso».

⁽²⁸⁾ Resolución n.º 2018-069, antes citada, pp. 7-8.

⁽²⁹⁾ Resolución n.º 2018-069, antes citada.

⁽³⁰⁾ Resolución n.º 2018-069 de la CRE, de 22 de marzo de 2018, antes citada.

⁽³¹⁾ Resolución n.º 2020-011 de la CRE, de 23 de enero de 2020, antes citada.

- (109) En la actualidad, las autoridades francesas no tienen prevista una fecha para el fin del mecanismo. En cambio, el ámbito de aplicación del mecanismo quedó definido en la última PPE ⁽³²⁾ hasta su revisión. Esta revisión de la PPE está prevista para 2023 y tendrá lugar a más tardar el 31 de diciembre de 2028.

3.11. Compromisos

- (110) Las autoridades francesas han asumido dos compromisos. En primer lugar, las autoridades francesas se comprometieron a presentar un informe a la Comisión antes del fin de 2024. Los puntos que se abordarán en dicho informe son los siguientes:
- Información sobre la aplicación de la medida en el período anterior (2018-2023), y en particular los resultados de la subasta en términos de volúmenes y precios y de la cuantía de la retribución percibida por planta.
 - Visión general actualizada del funcionamiento del mercado del gas natural en Francia, y en particular los elementos que justifican la continuidad de la medida para el período 2023-2028, incluido el nivel de diferencial, el nivel de demanda, las inversiones en la red de gas en Francia y en el extranjero y las inversiones en las terminales de GNL.
 - Información sobre la revisión de la PPE en 2023 y su posible impacto en el ámbito de aplicación de la medida.
 - Método de cálculo de la retribución garantizada en el período de regulación 2023-2028. En caso de que se modifique el método de cálculo, la Comisión desea información sobre las razones del cambio.
 - Datos sobre el impacto de la medida en la competencia, centrándose en los posibles falseamientos de la competencia identificados en la decisión, por ejemplo, el impacto de la medida en las instalaciones de almacenamiento de gas natural de los Estados miembros vecinos, en los interconectores y en las terminales francesas de metano. Estos elementos deben estar respaldados por datos históricos sobre el uso de dichos activos, así como por los cambios pertinentes en el régimen regulador en lo que respecta al almacenamiento de gas natural en los países vecinos de Francia. También se ha de evaluar y cuantificar el impacto de la medida en el comercio minorista francés.
- (111) En segundo lugar, las autoridades francesas se comprometen a publicar la siguiente información en un sitio web exhaustivo dedicado a las ayudas estatales en Francia ⁽³³⁾ y en el módulo de adjudicación con transparencia: un enlace al texto completo del mecanismo y sus modalidades de aplicación; la identidad de los beneficiarios de los flujos financieros; la forma de los flujos financieros; el importe concedido a cada beneficiario; la fecha de concesión de la ayuda; el tipo de empresa (PYME/gran empresa), la región en la que está establecido el beneficiario y el principal sector económico en el que opera el beneficiario.

3.12. Razones por las que se incoó el procedimiento de investigación formal

- (112) En su Decisión de incoación, la Comisión considera con carácter preliminar que el mecanismo regulador constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE, que podría ser compatible con el mercado interior con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE. No obstante, en la fase del procedimiento de investigación formal la Comisión había expresado dudas sobre la proporcionalidad del mecanismo regulador y la existencia de falseamientos de la competencia.
- (113) Más concretamente, por un lado la Comisión había señalado que, a efectos del establecimiento de los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento, la CRE permite que estos obtengan un rendimiento del capital inmovilizado. El cálculo de este rendimiento implica valorar los activos regulados. La Comisión expresó sus dudas sobre el proceso de evaluación económica independiente del valor de mercado de los activos en el momento de la aplicación del mecanismo regulador por la CRE, lo que habría podido poner en tela de juicio la proporcionalidad de la medida.
- (114) Por otra parte, a la luz de la información facilitada a la Comisión en el marco del procedimiento de investigación formal, la Comisión no podía excluir que el mecanismo introdujera falseamientos de la competencia. Esos falseamientos excesivos de la competencia habrían existido entre: i) los proveedores franceses de gas natural y los de otros Estados miembros, ii) los operadores de almacenamiento de gas natural, por una parte, y los operadores de GNL y los gestores de interconectores, por otra, y iii) los operadores franceses de almacenamiento de gas natural y los de otros Estados miembros.

⁽³²⁾ Decreto n.º 2020-456 de 21 de abril de 2020, antes citado.

⁽³³⁾ <http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-etat/Regimes-d-aides>.

4. OBSERVACIONES DE FRANCIA

- (115) Francia transmitió sus observaciones a la Comisión y, en anexo, las observaciones de la CRE. Por consiguiente, se considera que las observaciones de la CRE son parte integrante de las observaciones de Francia.
- (116) Francia considera infundadas las dudas expresadas por la Comisión sobre la reforma del almacenamiento de gas natural.

4.1. Existencia de ayuda

- (117) En primer lugar, Francia niega que la medida en cuestión implique fondos estatales. Además, según Francia, no se puede considerar que la transición de un régimen negociado a un régimen regulado constituya una ventaja económica para el operador obligado a realizarla. También niega que los gestores de interconectores y de terminales de metano sean competidores de los operadores de almacenamiento.
- (118) Además, por lo que se refiere a la financiación con fondos estatales, Francia niega que la cobertura de una parte de los costes de los operadores de infraestructuras esenciales de almacenamiento de gas natural tenga carácter de contribución obligatoria. Los proveedores de gas natural pagan la tarifa de uso de las redes de transporte de gas natural a cambio del servicio de canalización, un servicio con un alto nivel de fiabilidad y capacidad a largo plazo para satisfacer una demanda razonable ⁽³⁴⁾.
- (119) Francia señala asimismo que la tarifa de utilización de la red de transporte solo debe repercutirse en la factura de los consumidores de gas natural que opten por beneficiarse de las tarifas reguladas de venta de gas natural. Según Francia, las ofertas de la tarifa de venta regulada representan una minoría del suministro de gas natural en Francia ⁽³⁵⁾, máxime porque está previsto suprimir las tarifas reguladas de venta de gas natural en varias fases ⁽³⁶⁾.
- (120) Además, por lo que se refiere a la ventaja concedida, Francia observa, en primer lugar, que la determinación del coste del capital tiene en cuenta el menor riesgo para las actividades reguladas por un menor rendimiento del capital en comparación con las actividades no reguladas. En segundo lugar, Francia cuestiona que los ingresos percibidos por un operador de almacenamiento en el marco del régimen regulado sean sistemáticamente superiores a los percibidos por el mismo operador en el marco de un régimen negociado ⁽³⁷⁾. Además, Francia señala que el marco regulador aplicado desde 2018 es simétrico: la «compensación» podría ser revertida y pagada por los operadores de almacenamiento si los ingresos de la comercialización superaran los ingresos autorizados fijados por la CRE. Así pues, el modelo regulado no puede disociarse de las obligaciones y la pérdida de oportunidades económicas impuestas a los operadores de almacenamiento en virtud de este modelo regulado.
- (121) La depreciación contable de 494 millones de euros registrada por el grupo ENGIE en relación con su actividad de almacenamiento regulado unos días después de la publicación de los parámetros utilizados por la CRE para establecer la tarifa de almacenamiento muestra esta pérdida de expectativas de ganancias asociadas a unas condiciones de mercado favorables. Por último, Francia señala que la introducción del mecanismo regulador no dio lugar a un aumento de los ingresos de los operadores de almacenamiento franceses entre 2017 y 2018, excepto en el caso de Storengy. Francia señala asimismo que, con niveles de diferencial comparables, Storengy percibe en el marco regulado unos ingresos autorizados inferiores a los que se obtienen de la comercialización en el régimen negociado.
- (122) Francia considera que al analizar el carácter selectivo de la ventaja concedida no procede detenerse a considerar la situación de los operadores de almacenamiento situados en otros Estados miembros. En este sentido, cita al Tribunal General y al Tribunal de Justicia, según los cuales *el requisito de selectividad [...] solo puede apreciarse con relación a un único Estado miembro* ⁽³⁸⁾. En cualquier caso, Francia señala que los operadores de almacenamiento de otros Estados miembros no se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable en relación con el objetivo perseguido por la medida en cuestión, a saber, garantizar la seguridad del suministro de gas natural en Francia.

⁽³⁴⁾ De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14, apartado 4, de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

⁽³⁵⁾ Según el informe «*Observatoire des marchés de détail du 4e trimestre 2019*» publicado por la CRE, a 31 de diciembre de 2019 el 66 % de las zonas residenciales y no residenciales habían optado por ofertas de mercado, frente al 34 %, que habían optado por ofertas de tarifa de venta regulada, y el 91 % del gas natural consumido se suministraba con arreglo a ofertas de mercado, frente al 9 %, que se suministraba con arreglo a ofertas de tarifa de venta regulada.

⁽³⁶⁾ De conformidad con lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley n.º 2019-1147, de 8 de noviembre de 2019, sobre energía y clima.

⁽³⁷⁾ Si bien entre 2013 y 2017 los ingresos de comercialización fueron bajos, los ingresos totales autorizados son significativamente inferiores al volumen de negocios realizado por estos operadores en los años 2008-2012, en un contexto de diferencial elevado.

⁽³⁸⁾ Sentencias de 7 de noviembre de 2014, *Banco Santander*, T-399/11, EU:T:2014:938, apartado 75, y de 11 de noviembre de 2004, *España/Comisión*, C-73/03, EU:C:2004:711, apartado 28.

- (123) En cuanto a los gestores de interconectores, por una parte, y a los operadores de terminales de metano, por otra, Francia señala que todos ellos están regulados en Francia ⁽³⁹⁾. Por lo tanto, disponen de mecanismos normativos muy similares a los aplicados en el caso del almacenamiento, incluida la fijación por el regulador de unos ingresos autorizados que les permitan cubrir sus costes. Así pues, Francia considera que no se puede cuestionar que la medida en cuestión confiera una ventaja selectiva a dichos operadores en relación con los gestores de interconectores de gas y terminales de metano.
- (124) Por lo que se refiere al efecto en la competencia y el comercio entre Estados miembros, Francia considera que los gestores de interconectores y terminales de metano no compiten con los operadores de almacenamiento [véanse también los considerandos (133) y siguientes].

4.2. Compatibilidad de la medida en cuestión con el mercado interior

4.2.1. Proporcionalidad

- (125) Francia explica que la regulación basada en los costes de los operadores es un enfoque muy extendido entre los reguladores europeos. Este enfoque garantiza al mismo tiempo que los operadores dispongan de ingresos suficientes para mantener su actividad y que los consumidores finales no paguen por el almacenamiento un precio superior al del servicio prestado. Por otra parte, Francia considera que un método basado en el nivel de los diferenciales sería volátil y podría, en función de la evolución de los precios del mercado a corto plazo, no garantizar la cobertura de los costes de los operadores o, por el contrario, generar beneficios indebidos.
- (126) Con el fin de fijar el nivel de la tarifa de almacenamiento, la CRE adoptó una regulación basada en la cobertura de los costes que los operadores consideran eficientes. De este modo, fija para cada operador un ingreso autorizado que cubra los costes que representan los gastos de explotación, la depreciación de los activos y el gasto de capital. Con el fin de definir el nivel inicial de la BAR a 1 de enero de 2018 de los operadores de almacenamiento, la CRE reevaluó el valor contable bruto de los activos de los operadores a 31 de diciembre de 2016 [véanse los considerandos (55) y siguientes sobre la determinación de los ingresos autorizados].
- (127) Con carácter subsidiario, Francia aporta pruebas analíticas adicionales para demostrar que otros métodos conducen a resultados de la BAR coherentes con el método de la CRE.
- (128) El valor de los operadores de depósitos en las cuentas de sus accionistas se determina de acuerdo con las normas contables y los ingresos previstos de la actividad a largo plazo. En el caso de Storengy, la CRE utilizó un valor de la BAR inicial de 3 500 millones de euros para la valoración de Storengy en las cuentas de ENGIE a 31 de diciembre de 2016 de entre [3 000 y 5 000 millones de euros]. En el caso de Teréga, la CRE utilizó un valor de la BAR inicial de 1 156 millones de euros para una valoración del perímetro de almacenamiento en las cuentas de la sociedad matriz a 31 de diciembre de 2016 de aproximadamente [1 000 a 2 000 millones de euros].
- (129) Las operaciones recientes también arrojan luz sobre el valor de las empresas y la valoración de las actividades de almacenamiento en el contexto de las transacciones. Por ejemplo, sobre la base de las transacciones de capital de Teréga en 2013 ⁽⁴⁰⁾ y 2015 ⁽⁴¹⁾, el valor de los activos del perímetro de almacenamiento se estima entre [1 000 y 2 000 millones de euros].
- (130) Además, Francia menciona que en la valoración de las BAR de los operadores también han trabajado consultores externos. En el caso de Storengy, el cálculo realizado por el consultor [...] para la CRE arroja un resultado de [3 000 a 5 000 millones de euros]. Francia también hace referencia al estudio de PwC, encargado por Teréga, que valora la BAR de 2018 entre [1 000 y 2 000 millones de euros].
- (131) Por último, Francia considera que un método alternativo consistente en reconstruir el historial de ingresos del operador para determinar si estos cubrirían las inversiones pasadas no sería suficientemente sólido para determinar el valor de la BAR. Este método consistiría en la reconstitución, a partir de la fecha de la puesta en servicio inicial, de los activos de almacenamiento más antiguos (finales de los años 50), de los flujos de caja libres de cada operador, que representan el flujo de caja disponible del operador después de financiar sus necesidades de capital circulante, impuestos e inversiones, para compararlos con el valor bruto de los activos.

⁽³⁹⁾ A excepción de Dunkerque GNL, que está exento.

⁽⁴⁰⁾ Adquisición de la empresa TIGF por un consorcio compuesto por GIC, Snam y EDF.

⁽⁴¹⁾ Adquisición de acciones de la empresa Prédica en el capital de TIGF.

- (132) Reconstituir este historial parece especialmente complejo, tanto por el esfuerzo que requeriría la documentación integral necesaria como por la evolución organizativa y de capital de las actuales empresas de almacenamiento: en primer lugar, dado que Storengy forma parte de un modelo integrado en Gaz de France/GDF Suez, la reconstrucción del historial implicaría necesariamente hipótesis de delimitación de la actividad. Por otra parte, Teréga fue objeto de sucesivas cesiones.

4.2.2. Efectos negativos en la competencia y el comercio

- (133) Por lo que se refiere a los falseamientos de la competencia entre los proveedores franceses y los de otros Estados miembros que suscriben capacidad de almacenamiento en Francia, Francia explica que la «nacionalidad» del proveedor no tiene ninguna incidencia. Las subastas públicas están abiertas a todos los agentes con licencia de suministro de gas natural. La licencia de suministro no se limita a los proveedores franceses y la puede obtener cualquier persona establecida en el territorio de un Estado miembro de la Unión ⁽⁴²⁾. En segundo lugar, las autoridades francesas señalan que, para un mismo servicio de canalización, se aplica la misma tarifa de utilización de las redes de transporte de gas natural a los proveedores franceses y a los de otros Estados miembros.
- (134) Además, según Francia, los depósitos no compiten con los interconectores y las terminales de metano. Francia destaca, en primer lugar, que la Comisión nunca ha valorado la existencia de un mercado único que comprenda el almacenamiento de gas natural, las infraestructuras de regasificación y los interconectores. Además, Francia señala que, en los análisis de la capacidad de la red de gas para satisfacer una demanda razonable, las infraestructuras esenciales de almacenamiento de gas natural son complementarias de la plena utilización de los interconectores y de la plena utilización de las capacidades de las terminales de metano, hasta el nivel de las reservas disponibles de gas natural licuado.
- (135) Por otra parte, Francia observa que la Comisión ha reconocido en varias ocasiones la existencia de un mercado separado para el almacenamiento subterráneo de gas natural, tanto en Francia ⁽⁴³⁾, como en otros Estados miembros ⁽⁴⁴⁾. A la luz de los resultados de una investigación de mercado relativa a una transacción en territorio francés, la Comisión advirtió que no existía sustituibilidad entre el almacenamiento y los otros modos de flexibilidad ⁽⁴⁵⁾. Francia señala asimismo que la Comisión ha considerado en dos decisiones que el mercado del almacenamiento de gas natural es de ámbito regional o incluso nacional ⁽⁴⁶⁾.
- (136) Francia considera que cada instrumento de flexibilidad tiene sus propias funcionalidades y características, que impiden su sustitución por otros instrumentos de flexibilidad. Los interconectores permiten suministrar gas natural al territorio. En ausencia de almacenamiento, sería necesario dimensionar los interconectores de manera que el suministro de gas natural al territorio francés durante los picos de consumo quedara garantizado. Por lo tanto, tal dimensionamiento sería ineficaz. Además, la UE se ha fijado el objetivo de reducir el consumo de gas natural. No se prevé ninguna nueva inversión en los interconectores a disposición de Francia en la actualidad. Así pues, la cuestión de la competencia y de las señales de inversión a largo plazo planteada por la Comisión parece puramente teórica.
- (137) Las terminales de metano ofrecen una posibilidad de arbitraje para abastecer al territorio al menor coste. La disponibilidad de GNL es incierta y depende en gran medida de las condiciones de la oferta y la demanda mundiales que redirigen regularmente los cargamentos. Por otra parte, las terminales de metano tienen una capacidad de almacenamiento limitada ⁽⁴⁷⁾ que en las mejores condiciones no se podría movilizar durante más de 5 días. Sin embargo, este período es inferior a la duración media de una ola de frío, que alcanza entre 5 y 15 días, por lo que no basta para movilizar la llegada de cargamentos con la suficiente rapidez para evitar la interrupción de las emisiones ⁽⁴⁸⁾.
- (138) Por consiguiente, los depósitos de gas natural ofrecen un servicio de flexibilidad interestacional que no se puede prestar ni mediante los interconectores en condiciones económicas comparables, ni por las terminales de metano. Por el contrario, la existencia de depósitos en Francia no puede bastar para garantizar la seguridad del suministro de gas natural en Francia. Sigue siendo indispensable recurrir a los interconectores y las terminales de metano para abastecer el territorio.

⁽⁴²⁾ De conformidad con lo dispuesto en el artículo L.443-4 del Código de la Energía.

⁽⁴³⁾ Véase, por ejemplo, Comisión, 14 de noviembre de 2006, M. 4180 Gaz de France/Suez, apartado 341.

⁽⁴⁴⁾ Comisión, 29 de septiembre de 1999, M. 1383 – Exxon/Mobil, apartados 69 y 261; Comisión, 25 de abril de 2003, M. 3086 – Gaz de France/Preussag Energie, apartado 14; Comisión, 21 de diciembre de 2005, M. 3696 EON/MOL, apartado 99; Comisión, 19 de noviembre de 2013, M. 6984 – EPH/Stredoslovenska Energetika, apartado 24.

⁽⁴⁵⁾ Comisión, 8 de octubre de 2004, M. 3410 Total/Gaz de France, apartado 19.

⁽⁴⁶⁾ Comisión, 21 de diciembre de 2005, M. 3696 – E.ON/MOL, apartado 130; Comisión, 19 de noviembre de 2013, M. 6984 – EPH/Stredoslovenska Energetika, apartado 24.

⁽⁴⁷⁾ 4,2 TWh de existencias medias en las terminales francesas durante el invierno.

⁽⁴⁸⁾ De 10 a 15 días, dependiendo del origen del gas.

- (139) Por lo tanto, estos distintos tipos de infraestructuras son complementarios y no compiten para garantizar la seguridad del suministro en Francia.
- (140) Aunque se considerara que los interconectores, las terminales de metano y los depósitos de gas natural compiten entre ellos, Francia señala que todos los interconectores y todas las terminales de metano franceses están regulados, salvo la terminal de Dunkerque. En consecuencia, la rentabilidad de estas infraestructuras corresponde a la tasa de rendimiento de los activos establecida por la CRE. Así pues, la aplicación de la regulación del almacenamiento no puede afectar a la rentabilidad de las otras infraestructuras reguladas.
- (141) Además, Francia señala que los acontecimientos recientes contradicen una posible hipótesis de competencia perjudicial para los interconectores o las terminales de metano. Desde finales de 2018, el uso de terminales francesas y europeas ha alcanzado niveles particularmente elevados en comparación con los últimos 10 años. Por otra parte, los operadores de terminales de metano han puesto en marcha recientemente procedimientos exitosos para comercializar sus capacidades a medio plazo. La regulación del almacenamiento, combinada con la fusión de las zonas francesas llevada a cabo a finales de 2018, ha contribuido en gran medida a mejorar la profundidad y la liquidez de los mercados francés y del oeste de Europa.
- (142) Francia cuestiona asimismo que la regulación del almacenamiento pueda reducir los incentivos para utilizar las terminales y los interconectores de metano existentes. Los incentivos al uso provienen de las señales de precios enviadas por los diferentes mercados del gas natural⁽⁴⁹⁾. En este contexto, los depósitos constituyen una forma adicional de optimizar los costes de suministro de gas natural y gozar de unos precios de mercado competitivos.
- (143) Francia señala también que las decisiones de inversión en interconectores y terminales de metano se basan en estrategias de suministro que no se ven afectadas negativamente por el almacenamiento de gas natural.
- (144) Por último, Francia considera que la situación de los operadores de almacenamiento de los otros Estados miembros no se ve afectada en modo alguno por la medida en cuestión. Las autoridades francesas observan que el dimensionamiento de la red de gas francesa, basado, en particular, en la consideración del 100 % de la capacidad disponible en los interconectores, implica automáticamente la consideración de los medios de suministro situados detrás de los interconectores, y en particular las infraestructuras de almacenamiento de gas natural situadas en otros Estados miembros de la Unión. Las autoridades francesas señalan igualmente que algunas de estas infraestructuras también están reguladas.
- (145) La venta de capacidad de almacenamiento se realiza a través de subastas y a precios de mercado. Por consiguiente, la medida en cuestión no perjudica a los operadores de almacenamiento de los otros Estados miembros. Además, la medida en cuestión solo puede tener un efecto mínimo en la formación de los precios. Los depósitos franceses pueden almacenar unos 130 TWh⁽⁵⁰⁾, lo que es poco comparado con las cantidades comercializadas en los mercados. En 2018 se negociaron 28 220 TWh en el TTF⁽⁵¹⁾.
- (146) Así pues, todos los operadores de almacenamiento de los distintos Estados miembros están sujetos a condiciones de mercado en las que los depósitos franceses tienen poca influencia, por lo que no cabe considerar que su rentabilidad pueda disminuir a raíz de la introducción de la medida en cuestión.
- (147) Por otra parte, Francia observa que las tasas de llenado de los depósitos alemanes y belgas han alcanzado niveles elevados que aumentaron entre 2018 y 2019⁽⁵²⁾. Estos elevados niveles demuestran que la regulación de los depósitos franceses no priva a los operadores de los otros Estados miembros de vender toda su capacidad de almacenamiento en un contexto de mercado favorable.

5. OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS

- (148) La Comisión recibió observaciones de dieciocho partes interesadas, incluidos los tres beneficiarios de la medida. Estas observaciones se abordan en los considerandos (149) a (233).

⁽⁴⁹⁾ Precios de los diferentes mercados europeos, del GNL mundial.

⁽⁵⁰⁾ Comercializados durante un período de cuatro meses.

⁽⁵¹⁾ *Title Transfer Facility* (Servicio de Transferencia de Títulos), que agrupa la mayoría de los mercados de futuros.

⁽⁵²⁾ Respectivamente, del 88 % al 99 % y del 54 % al 97 %.

5.1. Observaciones de los beneficiarios de la medida

5.1.1. Géométhane

(149) Géométhane destaca los efectos positivos de la introducción de la medida en relación con el objetivo de la seguridad energética. Para respaldar sus argumentos, Géométhane presentó a la Comisión un informe detallado ⁽⁵³⁾.

5.1.1.1. Existencia de ayuda

(150) Según Géométhane, la medida en cuestión no constituye ayuda estatal por diversas razones.

(151) En primer lugar, Géométhane señala que no existe financiación con cargo a fondos estatales, pues el término de almacenamiento no se puede calificar de cotización obligatoria: la transferencia de recursos solo tiene lugar entre operadores privados (los proveedores de gas natural y los operadores de almacenamiento), el control estatal de los fondos es limitado y la medida en cuestión no disminuye el presupuesto del Estado y establece la obligación de que los operadores mantengan las infraestructuras esenciales de almacenamiento cubiertas por el régimen.

(152) Por otra parte, la medida en cuestión no se puede considerar una ventaja selectiva concedida a los operadores de almacenamiento que operan en territorio francés con respecto a los establecidos en el extranjero, pues los segundos no se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable a la de los primeros, habida cuenta del objetivo perseguido por la medida en cuestión. Además, los operadores de otros instrumentos de flexibilidad no se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable.

(153) Por último, Géométhane explica que la medida en cuestión no afecta a la competencia ni al comercio entre Estados miembros.

5.1.1.2. Compatibilidad de la ayuda

(154) Según Géométhane, si la medida en cuestión se calificase de ayuda estatal, debería considerarse compatible con las normas sobre ayudas estatales. De hecho, la medida en cuestión contribuye a la consecución del objetivo de interés común de la seguridad energética. Además, es necesaria y adecuada para alcanzar este objetivo, a la luz del análisis de las medidas alternativas.

(155) La introducción de la medida en cuestión tiene un efecto incentivador, pues de no aplicarse la baja tasa de suscripción de capacidad de almacenamiento, así como la disminución de los ingresos procedentes de las campañas de suscripción debida a la reducción del diferencial, habrían llevado a los operadores de almacenamiento a suspender, o incluso a cerrar definitivamente, una infraestructura esencial para garantizar la seguridad del suministro de gas natural en Francia.

(156) El cálculo de los ingresos autorizados según el método de valoración de la BAR basado en los costes económicos corrientes está justificado y es proporcionado, ya que:

- la BAR fue objeto de una evaluación económica independiente durante la aplicación del mecanismo regulador mediante una auditoría externa llevada a cabo por la empresa consultora [...];
- la BAR inicial propuesta por los operadores no fue aceptada por la CRE;
- la metodología de los costes económicos corrientes se basa en el valor en libros bruto de los activos para la valoración de la BAR;
- la metodología permite reflejar los costes de sustitución de los activos netos de amortización;
- la metodología se aplica a todas las tarifas de infraestructuras reguladas en Francia;
- casi todos los reguladores europeos aplican la metodología.

⁽⁵³⁾ *Rapport technico-économique établi consécutivement à l'ouverture par la Commission européenne d'une enquête concernant les conditions de régulation des stockages de gaz naturel en France*, [...] (Informe técnico y económico elaborado a raíz de la apertura por la Comisión Europea de una investigación sobre las condiciones de regulación de los depósitos de gas natural en Francia, [...]), 12 de junio de 2020.

- (157) Por otra parte, una valoración de la BAR basada en el valor de mercado representado por los diferenciales no sería pertinente, pues no cubriría los costes de los operadores, lo que es contrario al principio de cobertura de los costes establecido en la Directiva 2009/73/CE. Así pues, al tomar en consideración el valor de mercado se pondría en peligro el mecanismo regulador destinado a garantizar el mantenimiento de las infraestructuras de almacenamiento esenciales para el buen funcionamiento de la red de transporte. Además, en caso de aumento del diferencial se corre un riesgo de retribución excesiva. El valor de la BAR obtenido por la CRE es coherente con el valor de mercado de las infraestructuras a medio y largo plazo.
- (158) No habría sido pertinente evaluar si los ingresos generados antes de la entrada en vigor del mecanismo regulador no habían permitido cubrir sus costes iniciales de inversión, pues la inclusión de esos ingresos en dicha evaluación sería contraria a las prácticas de los reguladores europeos, compleja y poco fiable.
- (159) Por último, se adoptan medidas para limitar las perspectivas de beneficios de los operadores (es decir, el coste medio ponderado del capital, la limitación de los costes de los operadores de infraestructuras de almacenamiento eficientes y una regulación de los incentivos).
- (160) Con carácter subsidiario, Géométhane señala asimismo que el valor de la BAR considerado por la CRE corresponde al valor de una transacción reciente. En 2016, Total, Ineos y Géostock transfirieron el 98 % de las acciones de Géosud, que a su vez posee el 50 % de las acciones de Géométhane, a CNP Assurances, por un importe de [...]. Por consiguiente, es posible calcular el valor total de Géométhane estimado por el comprador en el momento de la venta, a saber, [...] ⁽⁵⁴⁾ (más [...] de efectivo disponible, es decir, un total en torno a [...]). Según Géométhane, este valor de mercado es coherente [...] con el valor de la BAR admitido por la CRE en 2018, de 188,9 millones de euros, más activos fijos corrientes [...].
- (161) La medida en cuestión evita efectos negativos en la competencia y el comercio entre Estados miembros. En efecto:
- No existe falseamiento de la competencia entre los proveedores de gas natural franceses y extranjeros. El método de la subasta de los servicios de almacenamiento garantiza la igualdad de trato entre los proveedores de gas natural franceses y extranjeros. Por otra parte, el método de financiación de la compensación de almacenamiento previsto por el mecanismo regulador garantiza la igualdad de trato de los proveedores extranjeros y los franceses. Los proveedores extranjeros no se benefician de precios más bajos en comparación con los proveedores franceses.
 - Tampoco existe falseamiento de la competencia con respecto a los operadores de almacenamiento de los países vecinos. Desde la entrada en vigor del mecanismo regulador, las tasas de llenado de los depósitos han ido aumentando en toda la Unión y alcanzan niveles particularmente elevados.
 - Tampoco existe falseamiento de la competencia entre los operadores de almacenamiento y las terminales de metano o los interconectores por falta de sustituibilidad de las terminales y los interconectores de metano. En la práctica decisoria de la Comisión en materia de concentraciones, el mercado del almacenamiento de gas natural se ha definido como un mercado separado. Se trata más bien de una cuestión de complementariedad entre el almacenamiento de gas natural, las terminales de metano y los interconectores.

5.1.2. Storengy

- (162) Storengy subraya los efectos positivos de la introducción de la medida en cuestión a la luz del objetivo de la seguridad energética. Para respaldar sus argumentos, Storengy presentó a la Comisión un informe detallado ⁽⁵⁵⁾.

5.1.2.1. Existencia de ayuda

- (163) Según Storengy, la medida en cuestión no constituye ayuda estatal por varias razones.

⁽⁵⁴⁾ Es decir, un precio de adquisición de $(130,6)/(98\% \times 50\%)$.

⁽⁵⁵⁾ *Rapport technico-économique établi consécutivement à l'ouverture par la Commission européenne d'une enquête concernant les conditions de régulation des stockages de gaz naturel en France*, [...] (Informe técnico y económico elaborado a raíz de la apertura por la Comisión Europea de una investigación sobre las condiciones de regulación de los depósitos de gas natural en Francia, [...]), 12 de junio de 2020.

- (164) En primer lugar, Storengy señala la falta de financiación mediante fondos estatales, pues el término de almacenamiento no puede calificarse de contribución obligatoria, la transferencia de recursos solo tiene lugar entre operadores privados (los proveedores de gas natural y los operadores de almacenamiento), el control del Estado sobre los fondos es limitado y la medida en cuestión no reduce el presupuesto del Estado e impone a los operadores la obligación de mantener las infraestructuras de almacenamiento esencial cubiertas por el dispositivo.
- (165) Además, la medida en cuestión no se puede considerar una ventaja selectiva concedida a los operadores de almacenamiento que operan en territorio francés con respecto a los establecidos en el extranjero, pues los segundos no se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable a la de los primeros, habida cuenta del objetivo perseguido por la medida. Por otra parte, los operadores de otros instrumentos de flexibilidad no se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable.
- (166) Por último, Storengy explica que la medida en cuestión no afecta a la competencia y al comercio entre Estados miembros.

5.1.2.2. Compatibilidad de la ayuda

- (167) Según Storengy, si la medida en cuestión se calificase de ayuda estatal, debería considerarse compatible con las normas sobre ayudas estatales. De hecho, la medida contribuye a la consecución del objetivo de interés común de la seguridad energética. Además, la medida en cuestión es necesaria y adecuada para alcanzar dicho objetivo, habida cuenta del análisis de las medidas alternativas.
- (168) La introducción de la medida en cuestión tiene un efecto incentivador, pues de no aplicarse la baja tasa de suscripción de capacidad de almacenamiento, así como la disminución de los ingresos procedentes de las campañas de suscripción, debida a la reducción del diferencial, habrían llevado a los operadores de almacenamiento a suspender, o incluso a cerrar definitivamente, unas infraestructuras esenciales para garantizar la seguridad del suministro de gas natural en Francia.
- (169) El cálculo de los ingresos autorizados mediante el método de valoración de la base de activos regulados basado en los costes económicos corrientes está justificado y es proporcionado ya que:
- la BAR fue objeto de una evaluación económica independiente durante la aplicación del mecanismo regulador mediante una auditoría externa llevada a cabo por la empresa consultora [...];
 - la BAR inicial propuesta por los operadores no fue aceptada por la CRE;
 - la metodología de los costes económicos corrientes se basa en el valor en libros bruto de los activos para la valoración de la BAR;
 - la metodología permite reflejar los costes de sustitución de los activos netos de amortización;
 - la metodología se aplica a todas las tarifas de infraestructuras reguladas en Francia;
 - casi todos los reguladores europeos aplican la metodología.
- (170) Por otra parte, una valoración de la BAR basada en el valor de mercado representado por los diferenciales no sería pertinente, pues no cubriría los costes de los operadores, lo que es contrario al principio de cobertura de los costes establecido en la Directiva 2009/73/CE. Así pues, al tomar en consideración el valor de mercado se pondría en peligro el mecanismo regulador destinado a garantizar el mantenimiento de las infraestructuras de almacenamiento esenciales para el buen funcionamiento de la red de transporte. Además, se corre un riesgo de remuneración excesiva en caso de aumento del diferencial. El valor de la BAR obtenido por la CRE es coherente con el valor de mercado de las infraestructuras a medio y largo plazo.
- (171) No habría sido pertinente evaluar si los ingresos generados antes de la entrada en vigor del mecanismo regulador no habían permitido cubrir sus costes iniciales de inversión, pues la inclusión de esos ingresos en dicha evaluación sería contraria a las prácticas de los reguladores europeos, compleja y poco fiable.
- (172) Por último, se adoptan medidas para limitar las perspectivas de beneficios de los operadores (es decir, el coste medio ponderado del capital, la limitación de los costes de los operadores de infraestructuras de almacenamiento eficientes y una regulación de los incentivos).

- (173) La medida en cuestión evita efectos negativos en la competencia y el comercio entre Estados miembros. En efecto:
- No existe falseamiento de la competencia entre los proveedores de gas natural franceses y extranjeros. El método de la subasta de los servicios de almacenamiento garantiza la igualdad de trato entre los proveedores de gas natural franceses y extranjeros. Además, el método de financiación de la compensación de almacenamiento previsto por el mecanismo regulador garantiza la igualdad de trato de los proveedores extranjeros y los franceses. Los proveedores extranjeros no se benefician de precios más bajos en comparación con los proveedores franceses.
 - Tampoco existe falseamiento de la competencia con respecto a los operadores de almacenamiento de los países vecinos. Desde la entrada en vigor del mecanismo regulador, las tasas de llenado de los depósitos han aumentado en toda la Unión y alcanzan niveles particularmente elevados.
 - Tampoco existe falseamiento de la competencia entre los operadores de almacenamiento y las terminales de metano o los interconectores por falta de sustituibilidad de las terminales y los interconectores de metano. En la práctica decisoria de la Comisión en materia de concentraciones, el mercado del almacenamiento de gas natural se ha definido como un mercado separado. Se trata más bien de una cuestión de complementariedad entre el almacenamiento de gas natural, las terminales de metano y los interconectores.

5.1.3. *Teréga*

- (174) *Teréga* subraya que el objetivo principal de la reforma del almacenamiento es la seguridad del suministro de gas natural a Francia, que se vio amenazada antes de la entrada en vigor del mecanismo regulador.

5.1.3.1. Existencia de ayuda

- (175) *Teréga* considera que la medida no constituye ayuda estatal. *Teréga* observa que los sistemas reguladores basados en el principio de cobertura de los costes de un operador eficiente y una retribución normal del capital invertido son comunes en la Unión, pero no se consideran ayudas estatales.
- (176) En primer lugar, *Teréga* considera que la medida en cuestión no es más que un instrumento de regulación de tarifas no financiado con fondos estatales: no incide en el presupuesto del Estado y no da lugar a ningún sobrecoste que se haya de repercutir en los clientes finales. Además, el Estado francés no ejerce un control público ni sobre los fondos recaudados por los GRT ni sobre los propios GRT, que son empresas de Derecho privado controladas por accionistas mayoritariamente privados.
- (177) Por otra parte, *Teréga* considera que la medida en cuestión no confiere ventaja selectiva alguna a los operadores afectados. El mecanismo regulador se basa en subastas, que también incluyen incentivos de eficiencia y una herramienta de regularización *ex post* para todos los costes e ingresos. También señala que, dado el carácter simétrico del mecanismo regulador, los operadores de almacenamiento no reciben necesariamente una compensación, sino que, por el contrario, pueden verse obligados a devolver el pago en exceso.
- (178) Además, *Teréga* considera que la situación de los operadores extranjeros no es un elemento pertinente a la luz del criterio de selectividad. Los operadores de almacenamiento se encuentran en una situación fáctica y jurídica diferente, en muchos aspectos, de la de los operadores de terminales de metano y de los gestores de interconectores, en particular en lo referente al objetivo de la seguridad del suministro de gas natural a Francia.
- (179) Por último, *Teréga* explica que la medida en cuestión no afecta en absoluto a la competencia ni al comercio entre Estados miembros. La capacidad de almacenamiento se subasta con arreglo a un mecanismo de mercado que no discrimina a los operadores establecidos en otros Estados miembros. Además, la práctica decisoria de la Comisión en el ámbito del control de las concentraciones y de las prácticas contrarias a la competencia siempre ha definido un mercado de referencia para el almacenamiento de gas natural de dimensión nacional a lo sumo, sin haber llegado nunca a la conclusión de que existe un mercado más amplio, ni desde el punto de vista de los servicios en cuestión ni desde el punto de vista geográfico. En cualquier caso, el hecho de que las infraestructuras de gas estén muy reguladas es incompatible con la constatación de un falseamiento de la competencia en los mercados del gas natural.

5.1.3.2. Compatibilidad de la ayuda con el mercado interior:

- (180) Suponiendo que el mecanismo regulador constituya ayuda estatal *quod non*, Teréga sostiene que cumple todas las condiciones de compatibilidad con el mercado interior en el sentido del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.
- (181) Teréga considera que la medida en cuestión persigue el objetivo de interés común de la seguridad del suministro de gas natural a Francia. Al aumentar los volúmenes de gas natural disponibles en las plantas de almacenamiento, el mecanismo regulador pretende lograr un nivel preciso y cuantificable de seguridad del suministro. Además, la medida en cuestión corresponde a una intervención estatal necesaria, basada en un análisis razonable, en respuesta a deficiencias del mercado bien identificadas, como la incapacidad de los clientes finales para indicar el valor que asignan a la seguridad del suministro (como el valor del seguro o el valor del sistema). Por otra parte, Teréga subraya que la medida en cuestión es un instrumento adecuado para reforzar la seguridad del suministro en el territorio francés, no solo en relación con las demás medidas de flexibilidad disponibles, sino también en lo referente a otros tipos de regulación del almacenamiento.
- (182) Teréga rebate el razonamiento de la Comisión en la Decisión de incoación relativo a la proporcionalidad de la medida en cuestión. El mecanismo regulador limita el importe de la presunta ayuda al mínimo necesario. El mecanismo regulador se basa en el principio de cobertura de los costes de un «operador eficiente», en la limitación de los ingresos de los operadores de almacenamiento y en incentivos integrados para que los operadores garanticen la eficiencia de sus gastos de funcionamiento. Además, la CRE llevó a cabo una evaluación de costes independiente. De este modo, la CRE se aseguró de que solo se cubrieran los costes aceptables. La CRE se basó asimismo en una serie de estudios económicos objetivos, contemporáneos y creíbles realizados por expertos independientes para valorar los activos regulados. El método de valoración de activos aplicado por la CRE es coherente a este respecto y está en consonancia con la práctica de otros reguladores europeos. En contra de lo que sugiere la Comisión, Teréga considera que la inclusión de los ingresos previos a la regulación en el valor de la base de activos regulada sería irremediablemente incompleta a falta de datos disponibles y, en cualquier caso, podría entrar en conflicto con los principios generales del Derecho. Además, los trabajos de la CRE se refieren tanto a los costes de explotación como a la valoración de los activos de los operadores de almacenamiento que se han hecho públicos sistemáticamente en sus resoluciones sobre tarifas, con lo que la transparencia de la medida queda garantizada.
- (183) Por último, Teréga considera que la medida en cuestión no falsea la competencia entre los proveedores de gas natural establecidos en Francia y los establecidos en el extranjero. La medida en cuestión no es discriminatoria. Todos los proveedores minoristas pueden adquirir capacidad en las plantas de almacenamiento francesas mediante subasta. Además, todos los proveedores minoristas al servicio de clientes franceses pagan tarifas ATRT, con lo que apoyan el mecanismo de compensación. La medida tiene incluso efectos positivos en los mercados minoristas de gas natural, pues limita los períodos de tensión y los riesgos de congestión de las redes. Por otra parte, la medida tampoco falsea la competencia frente a los operadores de GNL y los gestores de interconectores. Estos agentes, también sujetos en gran medida a mecanismos reguladores de sus ingresos, no mantienen una relación de competencia con los operadores de almacenamiento, sino más bien de complementariedad en cuanto al objetivo de la seguridad del suministro. La medida en cuestión no favorece más a una fuente de suministro de gas natural que a otra y no prohíbe el recurso a instrumentos complementarios como los interconectores y las terminales de metano ni disuade de él. Por ejemplo, las tasas de suscripción de capacidad en las terminales europeas de metano en los últimos años muestran esta tendencia. Por último, la medida en cuestión no falsea la competencia en relación con los operadores de almacenamiento extranjeros. Estos no pueden verse penalizados por las subastas, basadas en un mecanismo de mercado, y, en la práctica, la introducción de la medida en cuestión no ha frenado el aumento general de las tasas de suscripción de los depósitos en Europa.

5.2. Observaciones de otros interesados

5.2.1. *Association française indépendante de l'électricité et du gaz* («AFIEG») ⁽⁵⁶⁾

- (184) La AFIEG comenta el método de valoración de los activos de almacenamiento y el perímetro de los activos de almacenamiento necesarios en volumen y en caudal de extracción para garantizar la seguridad del suministro.
- (185) La AFIEG destaca que se han eliminado los falseamientos de la competencia que existían antes de la reforma debido a la falta de transparencia del sistema anterior.

⁽⁵⁶⁾ La AFIEG reúne a empresas francesas y filiales de operadores europeos de los sectores de la electricidad y el gas: Alpiq Energie France, BKW France, Endesa, Fortum France, Gazprom Energy, Total Direct Energie, Gazel Energie y Vattenfall. Enovos y Primeo Energie son miembros asociados.

- (186) Por lo que se refiere al método de valoración de la base de activos regulados, la AFIEG no dispone de cifras precisas para validar la valoración aplicada por la CRE, pero considera que se debería preferir el valor económico del mercado al valor contable del mercado. Esta elección reflejaría el almacenamiento en el momento T en lugar de establecer una visión más histórica. Además, la AFIEG considera que la valoración del colchón de gas parece ser un componente fundamental de la valoración de los activos de almacenamiento y, por lo tanto, desea que se tenga en cuenta el impacto financiero de la elección de las normas de amortización del colchón de gas en el valor agregado de la BAR. Por último, la AFIEG subraya que, por su actividad, los operadores de almacenamiento no están expuestos a mayores riesgos que los gestores de redes de transporte. Por lo tanto, la tasa de rendimiento de la BAR para los operadores de almacenamiento no debería ser superior a la de los GRT.
- (187) La AFIEG considera que las autoridades francesas deberían reducir el perímetro de los activos de almacenamiento necesarios en volumen y en caudal de extracción para garantizar la seguridad del suministro, a fin de maximizar la relación coste/beneficio del almacenamiento para los consumidores. En efecto, la administración francesa fijó las existencias mínimas de gas natural necesarias para garantizar la seguridad del suministro en 1 990 GWh/d en caudal de extracción y 64 TWh en volumen ⁽⁵⁷⁾, en tanto que la lista fijada por el Decreto relativo a la PPE para el período 2023-2028 establece 2 376 GWh/d en caudal de extracción y 138,5 TWh en volumen. La AFIEG considera que el perímetro establecido por el Decreto relativo a la PPE está sobredimensionado en relación con las necesidades de almacenamiento para garantizar la seguridad del suministro en Francia. Por consiguiente, el ámbito de aplicación se ha de reevaluar a la baja, a fin de no generar costes adicionales para los consumidores finales y una desventaja para las otras capacidades de flexibilidad del gas natural. Además, la AFIEG observa un sobredimensionamiento del nivel de cobertura del riesgo de deficiencia considerado por las autoridades públicas francesas, fijado en un 2 %, en comparación con el nivel fijado en los países vecinos, de un 5 %.

5.2.2. *Association française du gaz («AFG»)* ⁽⁵⁸⁾

- (188) La AFG considera que el dispositivo regulador de los depósitos de gas natural instaurado por las autoridades francesas a partir del 1 de enero de 2018 es ético.
- (189) La AFG considera asimismo que la medida en cuestión se basa en el principio de la regulación a partir de los costes y ha dado lugar a una valoración eficiente y proporcionada de los activos. La AFG afirma que la mayoría de las autoridades reguladoras adoptan este principio de regulación a partir de los costes y que en Francia se aplica a las actividades de transporte y distribución del gas natural y a las terminales de metano.
- (190) Según la AFG, un método que utilice los precios de mercado en lugar de los costes de los «operadores eficientes» podría haber dado lugar a un marco regulador fluctuante y posiblemente alejado del nivel económico óptimo: en efecto, en caso de diferenciales desfavorables, el método no garantiza la cobertura de los costes de los operadores, lo que puede ponerlos en una situación crítica. Por el contrario, si los diferenciales de mercado hubieran sido muy favorables, los ingresos de los operadores habrían sido demasiado elevados y se alejarían del valor óptimo para los clientes de los depósitos.
- (191) Según la AFG, la regulación de los depósitos franceses no falseó la competencia respecto de otras infraestructuras de gas natural en Francia, terminales de metano en Francia y la Unión Europea u operadores de almacenamiento en la Unión Europea. En cuanto a las terminales de metano, la AFG señala que los volúmenes de GNL importados en Francia se han duplicado en dos años, pasando de 9,6 Gm³ en 2017 a 21,5 Gm³ en 2019. La AFG menciona también que actualmente se están estudiando proyectos de desarrollo de terminales de metano en Alemania. Por lo que se refiere a los operadores de almacenamiento en Europa, la AFG señala que en Alemania, los Países Bajos y Bélgica, entre 2018 y 2019 las tasas de llenado de los depósitos aumentaron, y que en Europa Occidental el 1 de noviembre de 2019 alcanzaron un nivel mínimo del 95 %.

5.2.3. *Association nationale des opérateurs détaillants en énergie («ANODE»)* ⁽⁵⁹⁾

- (192) Según la ANODE, la regulación de los depósitos franceses permite conciliar la voluntad de los proveedores de disponer de normas de mercado para la comercialización de las capacidades de almacenamiento y de un mecanismo regulado que garantice la seguridad del suministro.

⁽⁵⁷⁾ Orden de 13 de marzo de 2018 sobre las existencias mínimas de gas natural para garantizar la seguridad de su suministro en el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y el 31 de marzo de 2019.

⁽⁵⁸⁾ La AFG es el sindicato profesional de la industria francesa del gas. Sus miembros titulares son EDF, ENGIE, France Gas Liquides, Gazprom, GRDF, GRTgaz, Teréga y Total. Además de miembros titulares, tiene asociados, socios y miembros asociados.

⁽⁵⁹⁾ La ANODE representa a los proveedores de energía alternativa en Francia. Los miembros de la asociación son EkWateur, Enercoop, Energie d'ici, Eni Gas & Power France, Greenyellow, Gaz Européen, Planète OUI, Plüm Energie, SAVE, Total Direct Energie, Vattenfall y Wekiwi.

- (193) Además, la ANODE considera esencial que se revisen periódicamente el objetivo de suscripción y cobertura de los depósitos y el perímetro de los activos que se tienen en cuenta a efectos de seguridad del suministro en el mecanismo de compensación, para garantizar que se corresponden con las necesidades reales. Según la ANODE, este punto es especialmente importante porque Francia ha asumido una reducción del consumo de gas natural del 2 %, sin producción de electricidad [...].
- (194) Por lo que se refiere a la proporcionalidad, la ANODE considera que la CRE debe tener en cuenta la adquisición de experiencia sobre los costes y el funcionamiento de los depósitos y la reducción del riesgo de los operadores de almacenamiento. La Comisión considera que el rendimiento de la BAR de los operadores de almacenamiento debe ajustarse al de los GRT.

5.2.4. *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz («CREG»)* ⁽⁶⁰⁾

- (195) La CREG considera que no se ha demostrado que toda la capacidad de almacenamiento de Francia sea necesaria en todo momento para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Los fletadores utilizan una parte de ese gas natural, que puede ser significativa, para obtener beneficios especulando con las diferencias de los precios del gas natural entre el verano y el invierno. Por lo tanto, el mecanismo de compensación también puede ser un medio gratuito para que los fletadores obtengan plusvalías por el gas natural. Esto confiere a los fletadores activos en Francia una ventaja competitiva de la que no gozan los fletadores de los países vecinos.
- (196) Bélgica solo cuenta con una instalación de almacenamiento de gas natural, la planta de Loenhout, explotada por Fluxys Belgium ⁽⁶¹⁾. La CREG considera que esta instalación compite con otras plantas de almacenamiento del noroeste de la Unión.
- (197) Aunque en 2017 y 2018 el diferencial entre los precios de invierno y de verano del gas natural se mantuvo bajo, la falta de disponibilidad de la mayor instalación de almacenamiento del Reino Unido provocó un aumento de la reserva de capacidad de almacenamiento en el mercado del noroeste de la UE. Esto explica las tasas de llenado del 87 % y el 84 % de Loenhout en las temporadas 2016-2017 y 2017-2018.
- (198) Sin embargo, la tasa de llenado de la temporada 2018-2019 fue baja (54 %), mientras que la de la Europa los Veintiocho se mantuvo bastante estable. A este respecto, la CREG observa que la tasa de llenado correspondiente al almacenamiento en Francia pasó del 75 % de la temporada 2017-2018 al 94 % de la temporada 2018-2019. El papel de Loenhout como fuente de flexibilidad fue asumido por las instalaciones francesas de almacenamiento, que pudieron beneficiarse de tarifas muy bajas gracias a un nuevo marco regulador de apoyo. La CREG considera que el impacto en Loenhout de la introducción del mecanismo de compensación francés fue, por tanto, muy significativo: solo los agentes del mercado con contratos a largo plazo siguieron activos en Loenhout. La CREG estima que el mecanismo de compensación francés obliga a los operadores de almacenamiento vecinos a vender su capacidad de almacenamiento a un precio igual o inferior a su coste marginal.
- (199) Además, la CREG señala que la tasa de llenado de la temporada 2019-2020 es excepcional, tanto para Bélgica (97 %) como para la Europa de los Veintiocho (97 %). Esta tasa se explica por los bajísimos precios del gas natural en el verano de 2019 y por un diferencial importante.
- (200) La CREG concluye que, por lo tanto, no se puede descartar que el mecanismo de compensación aplicado en Francia provoque falseamientos de la competencia entre los operadores de las instalaciones de almacenamiento en territorio francés y los de los Estados miembros vecinos, entre los agentes del mercado francés y los que operan en Estados miembros vecinos, así como entre, por una parte, los operadores de almacenamiento de gas natural y, por otra, los operadores de GNL y los gestores de interconectores.

⁽⁶⁰⁾ La CREG es el organismo regulador de la electricidad y el gas en Bélgica.

⁽⁶¹⁾ La planta tiene una capacidad de almacenamiento de 780 millones de metros cúbicos (correspondientes a 9 TWh).

5.2.5. [...] ⁽⁶²⁾

- (201) [...] considera que es imperativo crear una reserva de gas natural para garantizar la seguridad del suministro a corto plazo, y los principios de la regulación implementada en 2018 le parecen pertinentes. Dado que el volumen de almacenamiento necesario para garantizar el suministro es superior al volumen «económico» que el mercado valoraría espontáneamente, es necesario complementar los ingresos de los operadores de almacenamiento.
- (202) No obstante, el perímetro regulado debe limitarse a las capacidades de almacenamiento estrictamente necesarias para la seguridad del suministro. Esto es importante para asegurarse de que los consumidores finales no incurran en costes excesivos. Un perímetro excesivo también podría penalizar los depósitos situados en otro Estado miembro y repercutir en las terminales de metano y los interconectores.
- (203) [...] admite que es complejo determinar con precisión el volumen de almacenamiento necesario para garantizar la seguridad del suministro. No obstante, [...] considera que podría ser preciso integrar todos los depósitos subterráneos en el perímetro de los depósitos necesarios para garantizar la seguridad del suministro. A la luz de la evolución reciente, [...] estima que los escenarios considerados por Francia podrían conducir a una mayor utilización de los recursos de GNL en particular, lo que daría lugar a una reducción del volumen necesario para la seguridad del suministro.
- (204) [...] también cuestiona la decisión de limitar el perímetro regulado únicamente a las capacidades de los depósitos subterráneos, máxime cuando la normativa francesa reconoce la existencia de reservas en las terminales de metano y considera que esas reservas pueden contribuir a la seguridad del suministro de gas natural.
- (205) A medio y largo plazo, [...] espera que Francia haya de gestionar el desmantelamiento de algunas de sus infraestructuras de gas. Por lo tanto, aunque el aumento de la capacidad de importación condujera a una reducción del volumen necesario para garantizar la seguridad del suministro, esta alternativa podría resultar, en última instancia, muy costosa. Así pues, para garantizar la seguridad del suministro parece más pertinente recurrir a los depósitos existentes que crear nuevas capacidades de importación.

5.2.6. *European Federation of Energy Traders («EFET»)* ⁽⁶³⁾

- (206) La EFET apoya la reforma llevada a cabo por las autoridades francesas en 2018, que permitió crear un mercado de almacenamiento de gas natural atractivo y competitivo en Francia.
- (207) En cuanto a la compatibilidad de la ayuda, la EFET no cuestiona la metodología de cálculo del valor de base ni la tasa de rendimiento del capital, tal como los define la CRE. El valor de los activos regulados debería corresponder a la base de activos regulados y a una tasa de rendimiento regulada.
- (208) La EFET no considera que la introducción de la reforma haya podido crear falseamientos de la competencia ni entre los operadores franceses de almacenamiento de gas natural y los operadores de otros Estados miembros, como demuestra el aumento constante de la participación de los operadores en Francia y en el extranjero desde 2018, ni entre los operadores de almacenamiento de gas natural y los operadores de terminales de GNL, dado que el valor de mercado de las terminales de GNL va en aumento desde 2018.

5.2.7. *Elengy* ⁽⁶⁴⁾

- (209) La introducción de la reforma no redujo artificialmente los incentivos a la utilización de las terminales de GNL. En primer lugar, las operaciones de las terminales de Elengy han aumentado desde que se implementó la medida, y en 2019 y 2020 alcanzaron niveles récord.
- (210) En segundo lugar, el atractivo de las terminales de GNL depende de muchos factores: la diferencia entre los mercados de la Unión y asiáticos, las tarifas, la existencia de contratos a largo plazo, la profundidad y liquidez del mercado descendente, la flexibilidad de las terminales y las normas comerciales. La medida relativa al almacenamiento no tiene un impacto directo en estos factores de atracción, pero ha tenido consecuencias indirectas y positivas. De hecho, la reforma ha contribuido a maximizar la capacidad de almacenamiento de la Unión mediante un aumento de la profundidad del mercado del gas natural que ha permitido almacenar gas natural y reducir los costes que soportan los consumidores cuando la demanda es elevada, y mediante un incremento de la liquidez disponible en el mercado francés.

⁽⁶²⁾ [...].

⁽⁶³⁾ La EFET está formada por más de 100 empresas de comercio de energía que operan en más de 28 países europeos.

⁽⁶⁴⁾ Gestor de terminales de metano.

5.2.8. *Enovos* ⁽⁶⁵⁾

- (211) Enovos considera que, cuando hay un número suficiente de participantes en el sistema, el mercado es el mejor situado para definir el valor de un activo. El actual mecanismo de subasta propicia una evaluación equitativa del mercado. Si el sistema de subastas da lugar a retribuciones inferiores o superiores para determinados participantes, estas se ajustarán en las subastas de los años siguientes.

5.2.9. *Fluxys* ⁽⁶⁶⁾

- (212) Fluxys señala que el almacenamiento de gas natural en la UE se ha enfrentado a importantes retos en los últimos años, pues cada vez es más difícil cubrir los costes de funcionamiento de los operadores de almacenamiento de gas natural. Por consiguiente, para responder a la rápida evolución del mercado, es necesario establecer un modelo económico adecuado que refleje el valor del almacenamiento de gas natural para el sistema y su contribución a la seguridad del suministro. El establecimiento unilateral de mecanismos de apoyo podría falsear la competencia con otros Estados miembros de la Unión. Por lo tanto, debería aplicarse a todos los Estados miembros de la Unión un mecanismo de compensación basado en criterios estrictos.

5.2.10. *Fédération nationale des mines et de l'énergie CGT («FNME-CGT»)* ⁽⁶⁷⁾

- (213) Según la FNME-CGT, la reforma del almacenamiento de gas natural en Francia ha logrado los dos objetivos siguientes: garantizar la seguridad energética al menor coste para el consumidor y el buen funcionamiento de la red de transporte para asegurar la canalización.
- (214) La FNME-CGT considera que la medida en cuestión no se puede calificar de ayuda estatal. Según la FNME-CGT, la compensación no se financia con recursos estatales. Además, la medida en cuestión no constituye un impuesto obligatorio sin contrapartida, como una tasa. Por otra parte, la FNME-CGT alega que la repercusión de la tarifa de uso de la red de transporte en la factura del gas natural del consumidor solo es obligatoria para los consumidores que optan por beneficiarse de las tarifas reguladas, y que ni los recursos resultantes del término de almacenamiento ni los operadores que recaudan la compensación están bajo el control del Estado.
- (215) La FNME-CGT no considera que la medida en cuestión confiera una ventaja selectiva a consecuencia de la existencia de obligaciones de mantenimiento de las infraestructuras para los operadores de almacenamiento. Además, la regulación establece que el operador devuelva el excedente de ingresos a los gestores de redes, lo que por tanto, constituye una pérdida de oportunidades económicas.
- (216) Si la medida en cuestión se calificase de ayuda estatal, sería compatible con el mercado interior.
- (217) La FNME-CGT considera que el método de valoración de los activos regulados es proporcionado para la seguridad del suministro. La regulación de los ingresos de los operadores basada en los costes controlados y aprobados por la autoridad nacional de reglamentación ha garantizado que el consumidor final pague un precio predefinido de manera transparente.
- (218) Además, el método de valoración de la BAR se aplica a todas las tarifas de infraestructuras reguladas en Francia salvo a la distribución de electricidad. Una valoración basada en los diferenciales entre verano e invierno no habría podido corregir las deficiencias de un mercado que no estaba en condiciones de reflejar en los precios el valor de seguro de los activos. Por otra parte, las propuestas de BAR de los operadores fueron objeto de una auditoría independiente solicitada por la CRE que dio lugar a una reducción de la BAR inicial seleccionada. Posteriormente, la BAR original tiene en cuenta el valor amortizado de los activos. Algunos activos, totalmente amortizados, incluso se han incorporado a la BAR a un valor cero y, por lo tanto, no reciben retribución alguna.
- (219) Según la FNME-CGT, existen otros elementos que apoyan la conclusión de que la medida es proporcionada: la revisión periódica del ámbito de aplicación de la regulación por la PPE, la cobertura de los costes soportados por los operadores de infraestructuras de gas solo en la medida en que esos costes correspondan a los de los «operadores eficientes», la simetría de compensación que evita cualquier riesgo de sobrecompensación, y el hecho de que la regulación tiene por objeto maximizar las suscripciones de capacidad de almacenamiento y los ingresos procedentes de las subastas.

⁽⁶⁵⁾ Operador del mercado de la energía.

⁽⁶⁶⁾ Gestor de almacenamiento de gas en Bélgica.

⁽⁶⁷⁾ Federación sindical francesa afiliada a la Confederación General del Trabajo (CGT).

- (220) La FNME-CGT considera que la medida no introdujo efectos negativos en la competencia y el comercio. En primer lugar, la compensación que soporta cada proveedor viene determinada por sus características de consumo, con independencia de que sus instalaciones estén situadas en territorio francés o en un país vecino, de modo que no falsea la competencia entre proveedores. En segundo lugar, el almacenamiento no compite con el GNL y los interconectores, que son más bien complementarios. Las terminales de metano tienen características técnicas específicas y limitaciones operativas específicas de la cadena de suministro de GNL. Mientras que los depósitos están destinados a satisfacer las necesidades de consumo máximo, las terminales de GNL y las interconexiones de gas son una manera de importar y diversificar las fuentes de suministro de gas natural. La complementariedad de los depósitos y las terminales de metano ha permitido almacenar GNL importado a bajo coste en la Unión en beneficio de los usuarios de gas natural. En tercer lugar, la medida en cuestión no falsea la competencia respecto de los operadores de almacenamiento de otros Estados miembros, lo que queda demostrado por el hecho de que las tasas de suscripción y utilización de los depósitos en la Unión han aumentado y alcanzan niveles elevados.
- (221) A diferencia de la PPE, la FNME-CGT no calcula que el consumo de gas natural vaya a disminuir un 2 % anual debido al desarrollo de nuevos usos de gas natural. La FNME-CGT señala los criterios de seguridad del suministro que a menudo se pasan por alto al dimensionar las infraestructuras, como la desaparición durante un máximo de seis meses de la principal fuente de suministro en condiciones meteorológicas medias.

5.2.11. GRTgaz ⁽⁶⁸⁾

- (222) Según GRTgaz, la red y los depósitos se diseñaron como un todo y ambos son indispensables para cubrir la demanda invernal. A principios de 2018, GRTgaz realizó simulaciones que apuntaron a una necesidad de almacenamiento de entre 115 y 125 TWh, teniendo en cuenta las condiciones climáticas de los últimos inviernos. GRTgaz indica también que los depósitos llenos al máximo, es decir, a 135 TWh, son insuficientes para un invierno frío con un pico de frío y sin uso de GNL.
- (223) Entre 2012 y 2018, GRTgaz advirtió en diversas ocasiones de los problemas que plantean los niveles insuficientes de suscripción y de llenado de los depósitos subterráneos, y en particular del riesgo que suponen para la seguridad y la continuidad del suministro. Además, GRTgaz considera que la creación de la zona única («TRF») el 1 de noviembre de 2018 reforzó el papel de los depósitos en el sistema de gas francés.

5.2.12. Hungarian Gas Storage ⁽⁶⁹⁾

- (224) El almacenamiento de gas natural es una garantía y un valor para el propio sistema, como demuestran los estudios realizados para la asociación *Gas Infrastructure Europe*. Estos valores no se reflejan en el precio de mercado ⁽⁷⁰⁾. Por lo tanto, es necesaria una intervención reguladora ⁽⁷¹⁾ como la introducida en Francia. El sistema francés, basado en el mercado, garantiza la igualdad de condiciones de competencia con otras fuentes de flexibilidad. Se evita la compensación excesiva, pues se devuelve cualquier diferencia entre los ingresos regulados y los ingresos del mercado. La transparencia de la compensación está garantizada por las modalidades definidas por la CRE. Como consecuencia de la introducción de la medida en cuestión, no existe falseamiento de la competencia en el mercado de almacenamiento ni en la cadena de valor energético. La medida en cuestión es un ejemplo para los otros países de la UE.

5.2.13. Total Direct Énergie ⁽⁷²⁾

- (225) Como se prevé en el Decreto relativo a la PPE, el perímetro de los activos necesarios para la seguridad del suministro se fijó en 138,5 TWh, mientras que en el anterior mecanismo de almacenamiento solo correspondían al volumen requerido 90 TWh.
- (226) Total Direct Énergie cuestiona el supuesto uso de los interconectores de 1 585 GWh/d, cuando la capacidad técnica es de 1 810 GWh/d. Esta diferencia no parece justificada. Se debe actualizar el plazo de entrega de los cargamentos, que es de diez días, y se deben tener en cuenta los contratos de suministro de GNL firmes (lo que reduciría el plazo medio de entrega). Por último, si se tienen en cuenta las olas frías de solo seis a nueve días, se reduce el beneficio del GNL.

⁽⁶⁸⁾ Gestor de la red de transporte de gas.

⁽⁶⁹⁾ Gestor de almacenamiento de gas.

⁽⁷⁰⁾ Estudio realizado para Gas Infrastructure Europe (GIE): *Gas Storage Market Failures*, Pöyry, septiembre de 2017.

⁽⁷¹⁾ Estudio realizado para Gas Infrastructure Europe (GIE): *Measures for a sustainable gas storage market*, FTI-CL Energy, octubre de 2018.

⁽⁷²⁾ Empresa del sector de la energía.

- (227) Un sobredimensionamiento del perímetro de las infraestructuras supondría automáticamente una retribución excesiva a los operadores de depósitos. La BAR inicial debía tener en cuenta las amortizaciones ya efectuadas. Además, Total Direct Énergie considera que la retribución por la actividad de un operador de almacenamiento es excesiva en relación con los riesgos que induce. Esta actividad no se expone a mayores riesgos que la de los gestores de redes de transporte. Por lo tanto, no hay razones que justifiquen una tasa de rendimiento más elevada. Por este motivo, la tasa de rendimiento de la BAR no debe ser superior a la de los GRT, fijada actualmente por la CRE en un 5,25 %.
- (228) Total Direct Énergie considera también que el dimensionamiento de la medida podría falsear las señales de precios en los mercados mayoristas y no animar a los agentes a suscribir otros instrumentos de flexibilidad (en particular, interconectores y GNL), aunque sean igual de esenciales. Total Direct Énergie señala que las suscripciones de la capacidad de interconexión a largo plazo expirarán en los próximos años, sin que las señales actuales del mercado inciten a renovarlas.

5.2.14. Uniper Energy Storage ⁽⁷³⁾

- (229) La disponibilidad de capacidad de almacenamiento es esencial para garantizar el funcionamiento seguro y económico de todas las infraestructuras de importación de gas natural. Ahora bien, la necesidad de que el mercado fomente la plena utilización de la capacidad de almacenamiento no se refleja en las condiciones de mercado del almacenamiento subterráneo de gas natural ⁽⁷⁴⁾. Durante muchos años, los operadores de sistemas de almacenamiento se han enfrentado a un descenso significativo de los precios de mercado. La coyuntura se ve agravada por las diferentes situaciones competitivas que existen en Europa, en función de las diferentes disposiciones normativas nacionales aplicables al acceso al almacenamiento y a la flexibilidad basada en el mercado o regulada. Por consiguiente, es necesario uniformizar los sistemas nacionales de regulación del almacenamiento de gas natural ⁽⁷⁵⁾.

5.2.15. Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz («Uprigaz») ⁽⁷⁶⁾

- (230) La Uprigaz señala que Francia ya modificó su mecanismo regulador del almacenamiento a raíz de su recurso de anulación ante el Conseil d'État contra el antiguo mecanismo. Considera que el mecanismo actualizado es pertinente y que, gracias a él, en Francia el valor de los productos almacenados es un valor de mercado real.
- (231) La Uprigaz opina que el uso de las terminales de metano francesas y de las situadas en los países vecinos no se puede considerar obstaculizado por el régimen regulador del almacenamiento de gas natural. Las terminales francesas de metano emitieron 9,6 Gm³ en 2017. Las emisiones observadas en 2018 (11,1 Gm³) y 2019 (21,5 Gm³) demostraron sin lugar a dudas el apetito del mercado por las terminales francesas de metano durante este período. Esta observación se aplica también a las terminales de metano de los países vecinos, con un aumento masivo de las emisiones en Bélgica (de 1,1 Gm³ en 2017 a 6,7 Gm³ en 2019) y los Países Bajos (de 0,8 Gm³ en 2017 a 7,9 Gm³ en 2019).
- (232) La Uprigaz considera asimismo que la metodología aplicada por las autoridades francesas, y en particular la suposición de una disponibilidad del 100 % de la capacidad de entrada firme en los puntos de interconexión, no es una fuente de restricción de la competencia.
- (233) Por último, la Uprigaz considera que la medida en cuestión no confiere una ventaja indebida a los operadores de almacenamiento franceses con respecto a sus homólogos extranjeros.

6. EVALUACIÓN DE LA MEDIDA EN CUESTIÓN

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

- (234) El artículo 107, apartado 1, del TFUE define las ayudas estatales como «las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones», «en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros».

⁽⁷³⁾ Gestor de almacenamiento de gas.

⁽⁷⁴⁾ Estudios realizados para Gas Infrastructure Europe (GIE): *Gas Storage Market Failures*, Pöyry, septiembre de 2017 y *Value of the gas storage infrastructure for the electricity system*, Artelys, octubre de 2019.

⁽⁷⁵⁾ Estudio realizado para Gas Infrastructure Europe (GIE): *Measures for a sustainable gas storage market*, FTI-CL Energy, octubre de 2018.

⁽⁷⁶⁾ La Uprigaz reúne a empresas que operan en toda la cadena del gas o en una parte de ella: Dalkia France, Eni, ENGIE, Equinor, ENGIE Cofely, Naturgy, Total Energie Gaz, Teréga y Total Gaz Électricité Holdings France.

- (235) La calificación de una medida como ayuda estatal supone que se cumplan las siguientes condiciones acumulativas: a) la medida es imputable al Estado y está financiada mediante recursos estatales; b) la medida confiere una ventaja selectiva que puede favorecer a determinadas empresas o la producción de determinados bienes; y c) la medida falsea o amenaza falsear la competencia y pueda afectar al comercio entre Estados miembros.

6.1.1. Recursos estatales e imputabilidad

- (236) Para que las medidas puedan considerarse ayuda estatal con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE, deben, en primer lugar, haberse financiado directa o indirectamente con fondos estatales y, en segundo lugar, ser imputables al Estado ⁽⁷⁷⁾.
- (237) Por lo que se refiere, en primer lugar, al requisito relativo a la imputabilidad de la medida, procede examinar si debe considerarse que las autoridades públicas intervinieron en la adopción de dicha medida ⁽⁷⁸⁾.
- (238) A este respecto, cabe señalar en primer lugar que el mecanismo regulador fue establecido por una ley adoptada en 2017 ⁽⁷⁹⁾ cuyo ámbito de aplicación se establece mediante decreto ⁽⁸⁰⁾ y cuyos términos y condiciones se fijan mediante resoluciones de la CRE, una autoridad administrativa independiente, en el marco de la competencia que le confiere la ley (véanse los considerandos 15 a 17). En particular, la CRE define las condiciones de la subasta de las capacidades de las infraestructuras críticas, determina los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento y establece el método de cálculo del término de almacenamiento en las tarifas ATRT. Por lo tanto, el mecanismo regulador se debe considerar imputable al Estado.
- (239) En segundo lugar, por lo que respecta al requisito relativo a la financiación directa o indirecta mediante fondos estatales, de la jurisprudencia del Tribunal de Justicia se desprende que no es necesario establecer en todos los casos una financiación directa por parte del Estado para que la ventaja concedida a una o varias empresas se considere una ayuda de Estado en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE ⁽⁸¹⁾.
- (240) Más concretamente, el Tribunal de Justicia declaró que los fondos que se nutren de cotizaciones obligatorias impuestas por la legislación del Estado y se gestionan y distribuyen conforme a dicha legislación pueden de considerarse fondos estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE, aun cuando sean gestionados por entidades distintas de la autoridad pública ⁽⁸²⁾. El hecho de que estas entidades sean de Derecho público o de Derecho privado no es en sí mismo decisivo ⁽⁸³⁾. El elemento decisivo, a este respecto, lo constituye el hecho de que tales entidades están encargadas por el Estado de gestionar un recurso estatal, y no están sujetas únicamente a una obligación de compra mediante sus propios recursos financieros ⁽⁸⁴⁾. En la sentencia *ENEA SA*, el Tribunal de Justicia declaró que cuando los costes adicionales resultantes de una medida no se pueden repercutir plenamente en los usuarios finales, esta no se otorgaba mediante recursos estatales ⁽⁸⁵⁾. Por otra parte, de la jurisprudencia del Tribunal de Justicia se desprende que el método de cálculo de dichas cotizaciones puede determinarse precisamente por vía reglamentaria o por resolución de un organismo público, como la autoridad nacional de reglamentación, sin que ello impida calificar dichas cotizaciones de «cotizaciones obligatorias impuestas por la legislación del Estado» ⁽⁸⁶⁾.

⁽⁷⁷⁾ Sentencias de 16 de mayo de 2002, *Francia/Comisión*, C-482/99, EU:C:2002:294, apartado 24; de 30 de mayo de 2013, *Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE*, C-677/11, EU:C:2013:348, apartado 27, y de 19 de diciembre de 2013, *Association Vent De Colère! y otros*, C-262/12, EU:C:2013:851, apartado 16.

⁽⁷⁸⁾ Sentencia de 19 de diciembre de 2013, *Association Vent De Colère! y otros*, C-262/12, EU:C:2013:851, apartado 17 y jurisprudencia citada.

⁽⁷⁹⁾ Ley n.º 2017-1839, de 30 de diciembre de 2017, por la que se pone fin a la exploración y la explotación de hidrocarburos y se dictan diversas disposiciones en materia de energía y medio ambiente.

⁽⁸⁰⁾ Decreto n.º 2020-456 relativo a la PPE.

⁽⁸¹⁾ Sentencias de 16 de mayo de 2002, *Francia/Comisión*, C-482/99, EU:C:2002:294, apartado 36; de 30 de mayo de 2013, *Doux Élevage y Coopérative agricole UKL-ARREE*, EU:C:2013:348, apartado 34; de 28 de marzo de 2019, *Alemania/Comisión*, C 405/16 P, EU:C:2019:268, apartado 55, y de 20 de septiembre de 2019, *FVE Holýšov I y otros y otros/Comisión*, T-217/17, EU:T:2019:633, apartado 105.

⁽⁸²⁾ Sentencias de 2 de julio de 1974, *Italia/Comisión*, 173/73, EU:C:1974:71, apartado 35; de 19 de diciembre de 2013, *Association Vent De Colère! y otros*, C-262/12, EU:C:2013:851, apartado 25, de 28 de marzo de 2019, *Alemania/Comisión*, C-405/16 P, EU:C:2019:268, apartado 58, y de 20 de septiembre de 2019, *FVE Holýšov I y otros/Comisión*, T-217/17, EU:T:2019:633, apartado 107.

⁽⁸³⁾ Sentencia de 20 de septiembre de 2019, *FVE Holýšov I y otros/Comisión*, T-217/17, EU:T:2019:633, apartado 126.

⁽⁸⁴⁾ Sentencia de 28 de marzo de 2019, *Alemania/Comisión*, C-405/16 P, EU:C:2019:268, apartado 59 y jurisprudencia citada, y de 20 de septiembre de 2019, *FVE Holýšov I y otros/Comisión*, T-217/17, EU:T:2019:633, apartado 108.

⁽⁸⁵⁾ Sentencia de 13 de septiembre de 2017, *ENEA*, C-329/15, EU:C:2017:671, apartado 30.

⁽⁸⁶⁾ Sentencia de 15 de mayo de 2019, *Achema y otros*, C-706/17, EU:C:2019:407, apartado 66.

- (241) En la sentencia *Essent Netwerk Noord* ⁽⁸⁷⁾, la medida en cuestión fue calificada de impuesto y, por tanto, de medida que implicaba recursos estatales, pues el Estado impuso el suplemento de precio a los compradores de electricidad en virtud de la ley según el criterio objetivo del número de kilovatios-hora transportados ⁽⁸⁸⁾. El Tribunal ha aclarado a este respecto que la condición del deudor del impuesto es irrelevante, siempre que el impuesto se refiera al producto o a una actividad necesaria en relación con el producto ⁽⁸⁹⁾.
- (242) Por otra parte, en la sentencia *EEG 2012* ⁽⁹⁰⁾, el Tribunal aclaró que no era suficiente que la percepción de una carga financiera a los proveedores fuera facultativa y que solo se repercutiera en el consumidor final «en la práctica» para concluir que existían recursos estatales.
- (243) En el caso que nos ocupa, en primer lugar, la cobertura de los costes de los operadores de almacenamiento entra en el ámbito de aplicación del mecanismo regulador a través de las tarifas de utilización de la red de transporte, como se prevé en la Ley de hidrocarburos [véanse los considerandos (17) y (104)]. Bajo su jurisdicción legal [véase el considerando (17)], la CRE introdujo una cláusula tarifaria en las tarifas ATRT sobre la financiación del mecanismo regulador en cuestión (el término de almacenamiento) [véase el considerando (90)]. La financiación cubre también el coste del servicio de recaudación y transferencia de la compensación del GRT [véase el considerando (105)].
- (244) De conformidad con la decisión de la CRE de 7 de febrero de 2018 ⁽⁹¹⁾, todos los transportistas a los que se haya asignado una capacidad de entrega firme al menos a un PITD están obligados a pagar este término de almacenamiento al GRT con el que hayan celebrado un contrato de canalización [véase el considerando (99)]. Según la metodología establecida por la CRE, el importe del término de almacenamiento de cada transportista se determina sobre la base de la modulación invernal de los clientes de consumo no interrumpible y sujetos a riesgos que están conectados a las redes públicas de distribución de gas natural [véase el considerando (21)]. En contra de la opinión de los interesados, de lo anterior se desprende que el término de almacenamiento no es opcional, sino que tiene carácter de cotización obligatoria impuesta por ley a los transportistas, cuyo importe se calcula con arreglo al criterio objetivo de la modulación invernal de sus clientes según la metodología establecida por la CRE. Estas contribuciones se calculan para cubrir todos los costes de los GRT relacionados con este servicio.
- (245) Este análisis se ve confirmado por el hecho de que el término de almacenamiento, pagado por los transportistas, debe repercutirse obligatoriamente en los consumidores con arreglo a las tarifas reguladas para la venta de gas natural [véanse los considerandos (98) a (101)].
- (246) En segundo lugar, en virtud de la Ley de hidrocarburos, los GRT pagan a los operadores de almacenamiento comprendidos en el ámbito de aplicación del mecanismo regulador una parte de las cantidades recaudadas en virtud de las tarifas ATRT de conformidad con los procedimientos establecidos por la CRE, organismo público. A este respecto, la CRE fija el importe de dicha participación y el coste del servicio de recaudación y transferencia de la compensación [véase el considerando (90)]. De este modo, la ley designa y obliga a los GRT a recaudar y reembolsar los fondos procedentes del término de almacenamiento a los operadores de almacenamiento regulados. Los fondos no están a la libre disposición de los GRT, pues estos no tienen potestad discrecional en cuanto a la determinación y al destino de los fondos, que están sujetos a una redistribución obligatoria y cuyos importes decide la CRE.
- (247) Por consiguiente, el término de almacenamiento de las tarifas ATRT, que financia el mecanismo regulador, tiene carácter de contribución obligatoria impuesta por ley tanto a los transportistas como a los consumidores, según las tarifas reguladas, bajo el control de la CRE. Además, los GRT gestionan y distribuyen los fondos procedentes del término de almacenamiento. Por lo tanto, la Comisión considera que la medida se concede mediante fondos estatales.

6.1.2. Ventaja selectiva

- (248) En cuanto a la existencia de una ventaja, según jurisprudencia reiterada se consideran ayudas estatales las intervenciones que, bajo cualquier forma, puedan favorecer directa o indirectamente a las empresas o que confieran una ventaja económica que la empresa beneficiaria no habría obtenido en condiciones normales de mercado ⁽⁹²⁾.

⁽⁸⁷⁾ Sentencia de 17 de julio de 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C-206/06, EU:C:2008:413.

⁽⁸⁸⁾ Sentencia de 17 de julio de 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C-206/06, EU:C:2008:413, apartados 47 y 66.

⁽⁸⁹⁾ Sentencia de 17 de julio de 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C-206/06, EU:C:2008:413, apartado 49.

⁽⁹⁰⁾ Sentencia de 28 de marzo de 2019, *Alemania/Comisión*, C-405/16 P, EU:C:2019:268.

⁽⁹¹⁾ Resolución n.º 2018-022, de 7 de febrero de 2018, relativa a la evolución de la tarifa de utilización de las redes de transporte de gas natural de GRTgaz y TIGF a 1 de abril de 2018.

⁽⁹²⁾ Sentencias de 17 de julio de 2008, *Essent Netwerk Noord y otros*, C-206/06, EU:C:2008:413, apartado 79; de 27 de junio de 2017, *Congregación de Escuelas Pías Provincia Betania*, C-74/16, EU:C:2017:496, apartado 65 y, de 15 de mayo de 2019, *Achema y otros*, C-706/17, EU:C:2019:407, apartado 74.

- (249) En el caso que nos ocupa, el mecanismo regulador permite a los operadores de almacenamiento regulados obtener unos ingresos garantizados, los «ingresos autorizados», establecidos por la CRE para garantizar la cobertura de sus costes, en la medida en que correspondan a los costes de un «operador eficiente» y a un rendimiento normal del capital invertido [véase el considerando (21)]. Estos ingresos autorizados proceden de los ingresos directamente percibidos por los operadores y, cuando dichos ingresos son inferiores a los ingresos autorizados, de la compensación de almacenamiento pagada por los GRT. Así pues, los operadores de almacenamiento regulados, cuyas pérdidas potenciales se compensarían, ya no están sujetos a la incertidumbre inherente a las condiciones normales de mercado. Por lo tanto, contrariamente a los argumentos presentados por las partes interesadas, la Comisión considera que los operadores de infraestructuras de almacenamiento esenciales gozan de una ventaja económica.
- (250) En cuanto a la selectividad de la ventaja, el Tribunal ha dictaminado que la apreciación de este requisito requiere que se determine si, en el marco de un régimen jurídico determinado, la medida nacional en cuestión puede favorecer a «determinadas empresas o producciones» en relación con otras que se encuentren en una situación fáctica y jurídica comparable, habida cuenta del objetivo perseguido por el referido régimen, y que por tanto reciben un trato diferenciado ⁽⁹³⁾.
- (251) En el caso que nos ocupa, el mecanismo regulador solo se aplica a las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural consideradas necesarias para garantizar la seguridad del suministro en el territorio francés a medio y largo plazo. La lista exhaustiva de estas infraestructuras esenciales se establece por decreto [véase el considerando (19)].
- (252) La lista correspondiente al invierno 2018-2019 incluía, de manera transitoria, todas las infraestructuras de almacenamiento en territorio francés [véase el considerando (16)]. En el estado actual de la legislación, las infraestructuras de almacenamiento esenciales para el período 2019-2023 corresponden a todas las infraestructuras de almacenamiento en funcionamiento en territorio francés, lo que excluye las tres infraestructuras en situación de reserva y dos proyectos de plantas de almacenamiento de gas natural [véanse los considerandos (49) y (50)]. La PPE actual también prevé que la lista de infraestructuras esenciales se reduzca durante la próxima revisión de la PPE [véase el considerando 52].
- (253) Así pues, las plantas de almacenamiento de gas natural en reserva quedan excluidas del ámbito de aplicación del mecanismo regulador. Además, Francia espera que algunas plantas actualmente en funcionamiento queden excluidas en el futuro, debido a la reducción del consumo de gas natural prevista en la PPE. También están excluidos los operadores de almacenamiento de otros Estados miembros, en particular los de los Estados miembros vecinos. Por otra parte, quedan excluidos los operadores de otros instrumentos de flexibilidad que también contribuyan a garantizar la seguridad del suministro, como los operadores de terminales de metano o los gestores de interconectores.
- (254) Por lo tanto, aun suponiendo que la existencia de una ventaja selectiva se analice a nivel nacional y se refiera únicamente a las infraestructuras de almacenamiento de gas natural, y contrariamente a las opiniones expresadas por las partes interesadas, la Comisión considera que la medida en cuestión conferiría una ventaja selectiva, pues esta ventaja está reservada a los operadores de infraestructuras de almacenamiento esenciales incluidas en la actual lista de la PPE.
- (255) Por consiguiente, la medida en cuestión puede favorecer a determinadas empresas frente a otras que se encuentren, en relación con el objetivo perseguido por dicho régimen, en una situación fáctica y jurídica comparable.

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

- (256) Por lo que respecta al posible efecto en el comercio entre Estados miembros, según la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, el hecho de que un sector económico, como el del gas natural, haya sido liberalizado a escala de la Unión puede caracterizar un efecto real o potencial de las ayudas en el comercio entre los Estados miembros ⁽⁹⁴⁾.

⁽⁹³⁾ Sentencias de 14 de enero de 2015, *Eventech*, C-518/13, EU:C:2015:9, apartados 53 a 55, y de 21 de diciembre de 2016, *Comisión/World Duty Free Group y otros*, C-20/15 P y C-21/15 P, EU:C:2016:981, apartado 54.

⁽⁹⁴⁾ Sentencias de 5 de marzo de 2015, *Banco Privado Português y Massa Insolvente do Banco Privado Português*, C-667/13, EU:C:2015:151, apartado 51; de 18 de mayo de 2017, *Fondul Proprietatea*, C-150/16, EU:C:2017:388, apartado 34, y de 15 de mayo de 2019, *Achema y otros*, C-706/17, EU:C:2019:407, apartado 94.

- (257) En el caso que nos ocupa, gracias a la introducción del mecanismo regulador, los operadores de infraestructuras de almacenamiento esenciales en territorio francés obtendrán una ventaja sobre sus competidores. Esto afecta, en primer lugar, a los operadores de almacenamiento de otros Estados miembros, aun teniendo en cuenta que el mercado es de alcance regional, como alegan algunos. Las observaciones de las partes interesadas no permiten a la Comisión excluir un impacto de la medida en el almacenamiento de gas natural en los países vecinos, en particular en Bélgica, donde no existe una retribución garantizada por el almacenamiento de gas natural.
- (258) La Comisión tampoco puede excluir un impacto sobre los operadores de otros instrumentos de flexibilidad, como los operadores de terminales de metano y los gestores de interconectores. En efecto, aunque también operen sobre la base de unos ingresos autorizados, como indican los interesados, el Estado no completa sus ingresos de la misma manera.
- (259) Dado que el mercado del gas natural se ha liberalizado a escala de la Unión, cualquier ventaja concedida a una empresa de este sector puede afectar al comercio entre los Estados miembros. En conclusión, la Comisión considera que la medida puede afectar al comercio entre Estados miembros.
- (260) En el caso que nos ocupa, la medida en cuestión tiene por objeto garantizar determinados ingresos a los operadores de infraestructuras de almacenamiento esenciales. La Comisión concluye que la medida podría falsear la competencia.

6.1.4. *Conclusión sobre la calificación de la medida en cuestión de ayuda estatal*

- (261) Por las razones expuestas en los considerandos (234) a (260), la Comisión considera que la medida en cuestión constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 107 del TFUE.

6.2. **Ilegalidad de la ayuda estatal**

- (262) El hecho de fijar los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento a partir del 1 de enero de 2018, organizar las subastas e introducir un término de almacenamiento en las tarifas ATRT a partir del 1 de abril de 2018, supuso la aplicación por las autoridades francesas de un mecanismo regulador constitutivo de ayuda estatal.
- (263) Las autoridades francesas no notificaron la medida a la Comisión antes de la fecha en que empezaron a aplicarla. Con ello, Francia incumplió el artículo 108, apartado 3, del TFUE. Por consiguiente, la Comisión considera que la medida en cuestión se ha ejecutado ilegalmente.

6.3. **Compatibilidad de la ayuda estatal con el mercado interior**

6.3.1. *Base jurídica de la evaluación de la compatibilidad de la medida en cuestión*

- (264) El mecanismo regulador de las infraestructuras de almacenamiento de gas natural aplicado por Francia tiene por objeto facilitar el desarrollo de la actividad económica de almacenamiento de gas natural con el fin de garantizar la seguridad del suministro de gas natural a medio y largo plazo.
- (265) La Comisión señala que esta es la primera vez que se evalúa la compatibilidad de un mecanismo regulador del almacenamiento de gas natural con el mercado interior.
- (266) Tales medidas no están previstas en las directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía ⁽⁹⁵⁾ ni en ninguna otra directriz de la Comisión.
- (267) La compatibilidad del mecanismo regulador con el mercado interior se debe evaluar a la luz de las disposiciones del TFUE y, en particular, de su artículo 107, apartado 3, letra c), que establece que las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades económicas pueden considerarse compatibles con el mercado interior siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común.

⁽⁹⁵⁾ Comunicación de la Comisión — Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (DO C 200 de 28.6.2014, p. 1).

- (268) Así pues, para que la ayuda sea declarada compatible, por una parte debe estar destinada a facilitar el desarrollo de determinadas actividades o de determinadas regiones económicas y, por otra, no debe alterar las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común ⁽⁹⁶⁾.
- (269) Respecto del primer requisito, la Comisión examina si el régimen de ayudas tiene por objeto facilitar el desarrollo de determinadas actividades económicas. Respecto del segundo, la Comisión sopesa los efectos positivos de la ayuda proyectada en el desarrollo de las actividades que la ayuda pretende apoyar y los efectos negativos que la ayuda puede tener en el mercado interior, en términos de falseamiento de la competencia y efectos negativos en los intercambios comerciales causados por la ayuda.

6.3.2. *Facilitación del desarrollo de una actividad económica*

6.3.2.1. *La actividad económica desarrollada*

- (270) Con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE, las ayudas pueden considerarse compatibles con el mercado interior si facilitan el desarrollo de determinadas actividades económicas ⁽⁹⁷⁾. La ayuda debe tener un efecto incentivador en la empresa o las empresas afectadas y modificar su comportamiento de tal manera que se facilite el desarrollo de una actividad económica que, sin ella, no se produciría o se produciría de manera limitada o diferente. Las ayudas no deben subvencionar los costes de una actividad que una empresa tendría que afrontar en todos los casos y no deben compensar el riesgo comercial normal de una actividad económica.
- (271) En el caso que nos ocupa, la actividad económica desarrollada por la ayuda es el almacenamiento de gas natural en Francia.
- (272) El mecanismo regulador tiene por objeto modificar el comportamiento económico de los operadores de almacenamiento de gas natural. Las autoridades francesas indicaron que si Francia no hubiera establecido el mecanismo regulador y hubiera suprimido el anterior sistema de obligaciones de almacenamiento, el precio aplicado por los operadores de almacenamiento estaría muy cerca del diferencial de los precios de venta del gas natural. Sin embargo, los diferenciales están disminuyendo desde 2009. Como consecuencia de ello, los precios aplicados ya no permitían a los operadores de almacenamiento cubrir sus costes antes de la aplicación de la reforma. Tras el deterioro de la rentabilidad del almacenamiento de gas natural en Francia, tres plantas de almacenamiento de gas natural se pusieron en reserva en 2014 y 2015 [véase el considerando (10)]. Francia detectó entonces un riesgo real de que los operadores redujeran aún más la capacidad de almacenamiento ofrecida en el mercado y pusieran en reserva nuevas plantas de almacenamiento.
- (273) La Comisión también observa que la tasa de llenado de las plantas de almacenamiento ha disminuido. De hecho, en 2017-2018 la tasa de suscripción de la capacidad de almacenamiento observada fue solo del 63 %. La disminución de la tasa de suscripción dio lugar, por tanto, a una nueva reducción de los ingresos de los operadores.
- (274) Como resultado de la reforma, las tasas de suscripción de la capacidad de almacenamiento aumentaron hasta alcanzar el 93 % durante los períodos 2018-2019 y 2019-2020.
- (275) En una hipótesis de contraste, sin la introducción del mecanismo regulador, habría existido un riesgo de reducción significativa del desarrollo de la actividad económica del almacenamiento de gas natural en Francia. Desde la aplicación de la reforma, los ingresos autorizados y la obligación de los operadores de almacenamiento de poner a disposición su capacidad de almacenamiento a través de subastas han fomentado el desarrollo de la actividad económica de los operadores de almacenamiento.
- (276) Por consiguiente, la Comisión considera que el mecanismo regulador facilita el desarrollo de la actividad económica del almacenamiento de gas natural en Francia.

6.3.2.2. *Conformidad del régimen de ayudas con otras disposiciones del Derecho de la Unión*

- (277) La Comisión observa que la medida en cuestión y la actividad económica desarrollada se ajustan a las disposiciones del Derecho de la UE.

⁽⁹⁶⁾ Sentencia de 22 de septiembre de 2020, asunto C-594/18 P, *Austria/Comisión* (Hinkley Point C), EU:C:2020:742, apartado 19.

⁽⁹⁷⁾ Como confirma la reciente sentencia del Tribunal de Justicia de 22 de septiembre de 2020 *Austria/Comisión*, EU:C:2020:742.

- (278) En particular, en el ámbito de la energía, cualquier exacción que tenga por objetivo financiar una medida de ayuda estatal debe ajustarse a los artículos 30 y 110 del TFUE. En el caso que nos ocupa, existe una relación vinculante entre el término de almacenamiento y la ayuda concedida a los operadores de almacenamiento [véase el considerando (246)]. No obstante, una exacción que grave los productos nacionales e importados basándose en criterios idénticos puede estar prohibida por el TFUE cuando el producto de dicho gravamen se destine a financiar actividades que beneficien especialmente a los productos nacionales gravados.
- (279) En el caso que nos ocupa, en primer lugar, el término de almacenamiento lo pagan los transportistas que utilizan la red de transporte de gas natural, que se importa casi en su totalidad, con independencia de que los transportistas sean o no franceses [véanse los considerandos (98) a (100)]. Por otra parte, los beneficiarios son los operadores de las infraestructuras de almacenamiento de gas natural. Los transportistas franceses y extranjeros tienen un acceso no discriminatorio a las subastas organizadas por los operadores de almacenamiento de gas natural [véase el considerando (20)]. Por lo tanto, no se trata de una situación en la que la tributación beneficie específicamente a los productos nacionales gravados. Así pues, se cumplen los artículos 30 y 110 del TFUE.
- (280) Además, como se describe en el considerando (12), el artículo 33 de la Directiva 2009/73/CE prevé expresamente la posibilidad de que un Estado miembro regule las infraestructuras de almacenamiento. El almacenamiento de gas natural también forma parte de las medidas que los Estados miembros pueden adoptar para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento (UE) 2017/1938 en las condiciones establecidas en dicho Reglamento, y en particular la obligación de garantizar la seguridad del suministro a los clientes nacionales, teniendo en cuenta el funcionamiento adecuado y continuo del mercado interior del gas natural.

6.3.2.3. Conclusión sobre la contribución al desarrollo de una actividad económica

- (281) Habida cuenta de lo anterior, la Comisión considera que la medida en cuestión contribuye al desarrollo de la actividad económica de almacenamiento de gas natural en Francia, de conformidad con las demás disposiciones de la legislación europea.

6.4. Los efectos negativos de la ayuda no alteran las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común

- (282) La Comisión evalúa si los efectos negativos de la ayuda no afectan a las condiciones comerciales en una forma contraria al interés común. En primer lugar, la Comisión detalla los efectos positivos de la ayuda teniendo también en cuenta el interés común y, en una segunda fase, evalúa los elementos que permiten limitar los efectos negativos de la ayuda en los intercambios, a saber, la necesidad, la adecuación, la proporcionalidad y la transparencia de la ayuda. A la luz de este análisis, la Comisión identifica las repercusiones que subsisten en los intercambios, antes de sopesar los efectos positivos y negativos de la ayuda en el mercado interior.

6.4.1. Efectos positivos de la ayuda

- (283) Como se indica en los considerandos (270) a (276), el régimen de ayudas tiene efectos positivos para facilitar el desarrollo de la actividad económica del almacenamiento de gas natural en Francia.
- (284) Además, la Comisión observa que el desarrollo de la actividad económica del almacenamiento de gas natural tiene efectos positivos en relación con la seguridad del suministro de gas natural en Francia a medio y largo plazo. El almacenamiento es necesario para garantizar la capacidad de la red de satisfacer la demanda durante picos de frío y para garantizar la canalización por la red de transporte durante las congestiones.
- (285) Por lo que se refiere a los picos de frío, Francia llevó a cabo simulaciones del nivel de demanda de gas natural y de la capacidad de suministro de gas natural a medio y largo plazo. Se calculó la demanda de gas natural para picos de frío de uno a treinta días, que se producen una vez cada cincuenta años en Francia [véase el considerando (25)]. Las autoridades francesas tuvieron en cuenta diversas hipótesis relativas a la evolución del consumo de gas natural en los próximos diez años. Por último, supusieron que en el período 2018-2028 el consumo disminuiría un 2 % [véase el considerando (26)]. También estimaron los efectos de los dispositivos de interrupción, si bien aún no se han implantado [véase el considerando (28)].
- (286) Por lo que se refiere al suministro, las autoridades francesas tuvieron en cuenta los parámetros de disponibilidad de las diferentes fuentes de gas natural. En particular, supusieron una utilización del 100 % de la capacidad firme de los interconectores existentes, así como el suministro de GNL desde las terminales de metano con un plazo de entrega de 10 días para nuevos cargamentos [véanse los considerandos (33) a (38)].

- (287) Esta metodología parece coherente con los datos históricos y las previsiones de disponibilidad en el momento en que se realizó el análisis.
- (288) Las estimaciones de las autoridades francesas han puesto de manifiesto la necesidad de almacenar gas natural, que asciende, por una parte, a 2 376 GWh/d en caudal de extracción a fin de llenar al 45 % del volumen útil para hacer frente a los picos de frío en el período comprendido entre 2019 y 2025.
- (289) Sin embargo, como se menciona en el considerando (10), la disminución de los diferenciales observada desde 2009 ha dado lugar a una disminución de la tasa de suscripción de la capacidad de almacenamiento por debajo del nivel necesario para garantizar la seguridad del suministro, así como a la puesta en reserva de tres plantas, aun estando los proveedores obligados a poseer depósitos de gas natural.
- (290) Por consiguiente, el funcionamiento normal del mercado de almacenamiento de gas no permite garantizar que las infraestructuras de almacenamiento consideradas necesarias para garantizar el nivel de seguridad del suministro exigido por Francia se mantengan en funcionamiento. Así pues, el objetivo del régimen de ayudas es facilitar el desarrollo de la actividad de almacenamiento de gas natural en Francia, que no se produciría por sí sola mediante el normal funcionamiento del mercado.

6.4.2. Limitación del impacto negativo del régimen de ayudas en el mercado interior

- (291) En la Decisión de incoación, la Comisión estableció que el régimen de ayudas establecido por las autoridades francesas podría tener repercusiones en los siguientes mercados: i) los proveedores de gas natural franceses y de otros Estados miembros, ii) por una parte, los operadores de almacenamiento de gas natural, y por otra, los operadores de GNL y los gestores de interconectores, y iii) los operadores de almacenamiento de gas natural franceses y los de otros Estados miembros.
- (292) La Comisión evalúa los factores que pueden contribuir a limitar el impacto negativo de la medida en cuestión, a saber, la necesidad, la adecuación y la proporcionalidad de dicho mecanismo, así como su transparencia.
- a) Sobre la necesidad del régimen de ayudas

La Comisión considera que la intervención estatal es necesaria cuando, en una situación determinada, puede aportar una mejora significativa que el funcionamiento normal del mercado por sí solo no conllevaría, por ejemplo, la corrección de una deficiencia del mercado bien definida.

- (293) Como se indica en el considerando (10), los diferenciales están disminuyendo desde 2009 y los operadores de almacenamiento ya no eran capaces de cubrir sus costes. La actividad económica del almacenamiento de gas natural en Francia podía sufrir una reducción significativa. Ahora bien, desde la aplicación de la reforma, el índice de almacenamiento de gas natural en Francia ha aumentado.
- (294) Por consiguiente, la Comisión concluye que la reforma era necesaria para facilitar el desarrollo de la actividad de almacenamiento de gas natural en Francia.
- b) Sobre la adecuación del régimen de ayudas

- (295) La ayuda es un instrumento político adecuado para facilitar una actividad económica cuando no es posible alcanzar el mismo resultado a través de otros instrumentos políticos menos falseadores.
- (296) Francia consideró varios instrumentos alternativos, pero estos no facilitarían el desarrollo de la actividad económica del almacenamiento de gas natural en Francia de la misma manera, ni el mismo nivel de seguridad del suministro, por las razones que se exponen a continuación.
- (297) En primer lugar, el mantenimiento del régimen anterior de obligaciones de almacenamiento impuestas a los proveedores no habría garantizado la seguridad del suministro. Dado que el diferencial ha pasado a ser significativamente inferior al coste de las capacidades de almacenamiento, los incentivos de los proveedores para reservar capacidades han disminuido considerablemente, lo que ha dado lugar a la puesta en reserva de tres plantas. Otras puestas en reserva habrían sido problemáticas, pues la evaluación de la necesidad de almacenamiento puso de manifiesto que todas las instalaciones eran necesarias para garantizar la seguridad del suministro en caso de ola de frío prolongada. Además, el coste global de almacenamiento en el marco del sistema de las obligaciones de almacenamiento fue más elevado ([de 5 a 8 EUR/MWh en 2016 y 2017]) que en el marco del mecanismo regulador (5,6 EUR/MWh después de la reforma).

- (298) En segundo lugar, el refuerzo de la red de gas y los interconectores tampoco serían una alternativa creíble, debido al elevado coste de estas medidas en comparación con el uso de las infraestructuras de almacenamiento existentes. En cualquier caso, este tipo de inversión no subsanaría la posible escasez de gas natural en un pico de frío y no estaría disponible a medio plazo.
- (299) Asimismo, de la información facilitada por Francia se desprende que el aumento del uso del GNL no resulta una alternativa creíble para garantizar la seguridad del suministro. De hecho, las terminales de licuefacción existentes funcionan a un nivel cercano a su capacidad máxima para amortizar los importantes costes de inversión. Por otra parte, casi todos los cargamentos de GNL están sujetos a contratos a largo plazo debido a la intensidad de capital de estos proyectos y, por tanto, se venden antes de su producción. Además, el menor coste del almacenamiento del gas natural en forma gaseosa explica el bajo desarrollo del almacenamiento de GNL en todo el mundo. Así pues, las cantidades de GNL disponibles a corto plazo son bajas.
- (300) En tercer lugar, Francia explicó que un sistema puramente administrativo de sanciones a los proveedores por no suministrar gas natural a los clientes finales tampoco se podía considerar una alternativa satisfactoria. De hecho, ese sistema plantea un problema de viabilidad, pues los mercados europeos del gas se ajustan a diario. Las medidas de restricciones de suministro aplicadas por el gestor de la red en caso de caída crítica de la presión en la red conducirían a un posterior comercio de gas natural, lo que dificultaría enormemente la identificación del proveedor inicialmente incumplidor. Del mismo modo, los consumidores que sufrirían las restricciones de suministro no serían necesariamente los clientes del proveedor incumplidor. En este contexto, Francia alega que las medidas *ex ante* son preferibles a las sanciones *ex post*.
- (301) En cuarto lugar, lo mismo ocurre con las restricciones de suministro o con los dispositivos de interrumpibilidad. Según las autoridades francesas, las restricciones de suministro constituyen una medida de último recurso en caso de crisis de suministro, y no un mecanismo de flexibilidad, cuya eficacia depende del cumplimiento por parte del consumidor de la orden de restricción de suministro dada por el gestor de la red, pues no es posible restringir el suministro a distancia de manera automática. Sin embargo, el mecanismo de regulación de las infraestructuras de almacenamiento esenciales está concebido para evitar crisis de suministro que requieran restricciones de suministro. Los dispositivos de interrumpibilidad, que se aplican en los casos de alto riesgo y baja probabilidad como los picos de frío, aún se estaban definiendo durante la reforma y se tuvieron en cuenta para evaluar la demanda de gas natural. Por otra parte, los dispositivos de interrumpibilidad no serían adecuados para hacer frente a las eventualidades de congestión caracterizadas por un menor riesgo pero una mayor probabilidad.
- (302) A la vista de estos factores, la Comisión considera que el mecanismo regulador es un instrumento adecuado para facilitar el desarrollo de la actividad de almacenamiento de gas natural y garantizar la seguridad del suministro.

c) Sobre la proporcionalidad del régimen de ayudas

- (303) La ayuda se considera proporcionada cuando su importe constituye el mínimo necesario para limitar los efectos en el mercado interior.
- (304) En el caso que nos ocupa, en el marco del mecanismo regulador, los operadores de almacenamiento disfrutaban de unos ingresos garantizados. Para evaluar la proporcionalidad del mecanismo regulador, es necesario evaluar la proporcionalidad del método de cálculo de los ingresos autorizados de los operadores de almacenamiento descrito en los considerandos (59) a (81).
- (305) En su Decisión de incoación, la Comisión expresó sus dudas sobre la evaluación económica independiente del valor de mercado de la BAR en el momento de la aplicación del mecanismo regulador realizada por la CRE. Según la Comisión, esto habría podido cuestionar la proporcionalidad del régimen de ayudas.
- (306) Aunque esta valoración se basa principalmente en el importe en libros bruto y la amortización de los activos, Francia y los beneficiarios pudieron demostrar que la CRE llevó a cabo una nueva evaluación pormenorizada de la BAR original a 31 de diciembre de 2016. La CRE verificó que los períodos de amortización solicitados por los operadores correspondían a los períodos indicados en sus cuentas históricas y a los datos estándar del sector, que podían observarse en otros países. En particular, la CRE cuestionó el período de amortización del colchón de gas. Como se menciona en el considerando (73), la CRE rechazó la solicitud de un período de amortización de 250 años y admitió un período de amortización del colchón de gas de 75 años. En su análisis, la CRE también contó con ayuda de consultores económicos externos para determinar la BAR inicial. La Comisión observa que, a raíz de estos análisis, la CRE seleccionó una BAR inicial para los tres operadores de 4 800 millones de euros, lo que supone una disminución del 13 % en comparación con la BAR solicitada por los operadores [véase el cuadro 4, en el considerando (77)].

- (307) La Comisión observa también que aplicando métodos alternativos, como el valor de los operadores de depósitos en las cuentas de sus accionistas, los valores tenidos en cuenta en las transacciones recientes o la aplicación del método de los flujos de caja actualizados utilizado en el estudio de PwC sobre Teréga, se obtienen valores de activos similares [véanse los considerandos (76), (129) y (160)].
- (308) Además, la aplicación de un valor basado en los diferenciales no incluye el valor que el almacenamiento de gas natural representa para el sistema en lo que se refiere a la seguridad del suministro. Por lo tanto, este indicador no es suficientemente representativo de la evolución a medio y largo plazo para ser útil como indicador de un mecanismo regulador como el del caso que nos ocupa, destinado a garantizar la seguridad del suministro a medio y largo plazo.
- (309) En las observaciones recibidas por la Comisión durante el procedimiento se precisaba que una reconstrucción histórica de los ingresos de los operadores sería necesariamente incompleta a falta de datos disponibles, así como contraria a los principios generales del Derecho.
- (310) La Comisión señala asimismo que la tarifa de almacenamiento tiene por objeto compensar los costes de los operadores, en la medida en que dichos costes correspondan a los de «operadores eficientes». A tal fin, la CRE revisa la compensación solicitada por los operadores al principio de cada período tarifario y verifica anualmente las inversiones previstas por los operadores [véase el considerando (82)]. La compensación también contiene un elemento para regular los costes e ingresos anuales. La Comisión observa que, para los años 2018-2019, la CRE solo ha tenido en cuenta los costes considerados eficientes y que, desde la ATS 2, muchas partidas han estado sujetas a incentivos a la contención del gasto: regulación de los incentivos a la contención de los gastos de explotación y los gastos de inversión y regulación de los incentivos a la calidad del servicio [véanse los considerandos (60), (61), (65), (83), (84) y (85)].
- (311) Por último, la metodología que determina el CMPC de las plantas de almacenamiento de gas natural y el sobreprecio respecto de la referencia de GRTgaz son adecuados.
- (312) Por consiguiente, la Comisión concluye que el método de retribución establecido por la CRE y la valoración de los activos regulados en particular conducen a una compensación proporcionada para limitar el impacto del régimen de ayudas en el mercado interior.

d) Sobre la transparencia del régimen de ayudas

- (313) La Comisión considera que los compromisos de Francia enumerados en el considerando (111) garantizan la transparencia del régimen de ayudas.

6.4.3. *Prevención de los efectos negativos del régimen de ayudas en la competencia y los intercambios comerciales*

- (314) La Comisión considera que una medida de ayuda minimiza los efectos negativos en la competencia y el comercio entre Estados miembros cuando dichos efectos son suficientemente limitados para que el balance global de la medida sea positivo.
- (315) En la Decisión de incoación, la Comisión no podía excluir que el mecanismo pudiera introducir falseamientos de la competencia más allá de los efectos negativos mínimos justificados por la introducción del régimen de ayuda entre i) los proveedores franceses de gas natural y los de otros Estados miembros, ii) por una parte, los operadores de almacenamiento de gas natural y, por otra, los operadores de GNL y los gestores de interconectores, y iii) los operadores de almacenamiento de gas natural franceses y los de otros Estados miembros.
- (316) En el caso que nos ocupa, en primer lugar, por lo que se refiere a los mercados de suministro de gas natural, la Comisión no considera que el régimen de ayudas falsee la competencia entre los proveedores franceses de gas natural y los proveedores de gas natural de otros Estados miembros, puesto que las subastas están abiertas a todos los proveedores de gas natural en condiciones similares, tanto si están establecidos en Francia como si lo están en otro Estado miembro. Las observaciones de las partes interesadas también confirmaron que para un mismo servicio de canalización se aplica una misma tarifa de utilización de las redes de transporte a los proveedores franceses y a los de otros Estados miembros. Por consiguiente, la Comisión no pudo constatar falseamientos de la competencia entre los proveedores franceses de gas natural y los de otros Estados miembros.
- (317) En segundo lugar, por lo que se refiere a los falseamientos de la competencia entre los operadores de almacenamiento y los proveedores de instrumentos de flexibilidad alternativos en Francia, las autoridades francesas y las partes interesadas consideran que los demás instrumentos son sustitutos imperfectos del almacenamiento de gas natural en la medida en que funcionan en distintos momentos y pueden ser necesarios en situaciones diferentes. Por ejemplo, en caso de ola de frío, las capacidades de las terminales de metano solo se pueden movilizar en función

de la disponibilidad de GNL en los tanques. Estas capacidades limitadas no se podrían movilizar más de cinco días en las mejores condiciones. Ahora bien, este período es inferior a la duración media de una ola de frío, por lo que no ofrece el tiempo necesario para movilizar la llegada de un cargamento con la suficiente rapidez para evitar una interrupción de las emisiones. Además, en caso de congestión de la red, la eficiencia de las terminales de GNL depende de su proximidad geográfica a los puntos de consumo.

- (318) Diversos terceros señalaron también que las suscripciones de las terminales de metano y los depósitos de gas natural no entrarían en competencia. Explican que las importaciones de GNL en Europa y Francia han aumentado significativamente desde la introducción del régimen de ayudas en 2018. El nivel de importación de unos 21 500 millones de metros cúbicos de GNL en Francia en 2019 fue un récord.
- (319) Por lo que se refiere a los interconectores, en las observaciones recibidas se alega que se trata principalmente de instrumentos de importación. Las partes interesadas señalan que, en ausencia de almacenamiento, sería necesario dimensionar los interconectores para poder garantizar el suministro de gas natural en los picos de consumo. Esto sería ineficaz. Habida cuenta de la disminución prevista del consumo de gas natural en Francia, no está previsto construir nuevos interconectores. En efecto, los costes de construcción de interconectores adicionales y de refuerzo de la red serían superiores a los del régimen de ayudas en cuestión.
- (320) Además, el almacenamiento de gas natural no afecta al volumen total de gas natural que pasa por los interconectores, que depende del volumen de gas natural consumido en Francia. No obstante, las partes interesadas citan un informe ⁽⁹⁸⁾ de la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) donde se pone de relieve que la abundancia de gas natural almacenado minimiza las importaciones en los picos de consumo que normalmente se producen cuando el precio del gas natural es mayor.
- (321) Como indican las partes interesadas, la Comisión ha considerado reiteradamente, sin pronunciarse, la existencia de un mercado de referencia para las infraestructuras de transporte de gas natural, incluidos, entre otros, los interconectores, el almacenamiento de gas natural, las terminales de GNL y las infraestructuras de regasificación. La Comisión reconoce que los diferentes instrumentos de flexibilidad pueden prestar servicios complementarios sin excluir completamente el impacto del almacenamiento de gas natural en las terminales de GNL y los interconectores. Sin embargo, la Comisión no ha podido constatar ningún falseamiento significativo de la competencia.
- (322) En tercer lugar, el régimen de ayudas también podría inducir falseamientos de la competencia respecto de los operadores de almacenamiento de los otros Estados miembros, y en particular de los Estados miembros vecinos de Francia. Debido a los interconectores, este riesgo es, *a priori*, especialmente importante para Bélgica y Alemania.
- (323) La CREG de Bélgica informó a la Comisión de que, tras la introducción del mecanismo regulador, la tasa de llenado de la única planta de almacenamiento belga, Loenhout, cayó del 84 % (invierno 2017-2018) al 54 % (invierno 2018-2019). La tasa de llenado aumentó a continuación hasta un nivel del 97 % para el invierno 2019-2020. En 2018-2019 la tasa de llenado correspondía a los contratos a largo plazo. La CREG señala la existencia de un impacto de la introducción del mecanismo de retribución en Francia [véanse los considerandos (195) a (200)]. Aunque las tasas de llenado volvieron a aumentar en el invierno siguiente, ello no permite a la Comisión excluir un impacto en el almacenamiento de gas natural en los países vecinos. Con todo, la Comisión observa que Fluxys, el operador de Loenhout, no menciona que el mecanismo regulador tenga un impacto significativo en sus actividades [véase el considerando (212)].
- (324) A corto plazo, los falseamientos de la competencia entre operadores de los Estados miembros vecinos se ven limitados por la importante tasa de suscripción (por ejemplo, más del 90 % en Alemania y el 60 % en Bélgica), sobre la base de contratos a largo plazo. Sin embargo, estos contratos expiran en 2022-2023. Así pues, el mecanismo regulador podría influir en las futuras condiciones comerciales cuando se renegocien simultáneamente los precios y las tasas de suscripción de estos contratos a largo plazo y la rentabilidad de los operadores de almacenamiento en los Estados miembros vecinos. Para que la Comisión pueda garantizar que su evaluación sobre este punto siga siendo válida tras la expiración de los contratos a largo plazo, las autoridades francesas se comprometieron a presentar un informe a la Comisión antes de finales de 2024 con datos sobre el impacto de la medida en la competencia [véase el considerando (111)].
- (325) La Comisión también señala que Fluxys indica que sería deseable aplicar un modelo adecuado a escala de la Unión para responder a la evolución del mercado [véase el considerando (212)]. Otros operadores de almacenamiento expresan sus opiniones positivas sobre la reforma introducida en Francia, y promueven al mismo tiempo un enfoque armonizado en la Unión [véanse los considerandos (224) y (229)].

⁽⁹⁸⁾ Informe de la ACER, de 6 de abril de 2020, *The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs*, apartado 174.

6.5. Balance de los efectos positivos y negativos de la ayuda en el mercado interior

- (326) Un régimen de ayudas estatales debe garantizar que el balance general de sus efectos sea positivo y evite alterar las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común.
- (327) La Comisión recuerda que, en el caso que nos ocupa, el régimen de ayudas facilita el desarrollo de una actividad económica, a saber, el almacenamiento de gas natural en Francia. También señala que el mecanismo regulador contribuye a la seguridad del suministro de gas natural. Además, la idoneidad, la necesidad y la proporcionalidad de la ayuda limitan su impacto en la competencia y el comercio. Concluye que, aunque no pueda excluirse un impacto en la competencia entre los operadores franceses de almacenamiento de gas natural y los de otros Estados miembros, al parecer los efectos negativos de la ayuda son lo suficientemente limitados como para que el balance global del régimen de ayudas sea positivo hasta el final de la actual PPE, en 2028, siempre que no haya cambios significativos en la competencia en los mercados del gas natural enumerados en el considerando (110) ⁽⁹⁹⁾.
- (328) Habida cuenta de lo anterior, la Comisión concluye que el impacto positivo de la ayuda en el desarrollo de la actividad económica en cuestión supera los posibles efectos negativos en la competencia y el comercio, al menos hasta 2028. Por lo tanto, la competencia y el comercio no se ven afectados hasta ese momento en contra del interés común.

7. CONCLUSIONES

- (329) La Comisión lamenta que Francia haya ejecutado ilegalmente la medida en cuestión, vulnerando con ello lo dispuesto en el artículo 108, apartado 3, del TFUE. Sin embargo, la Comisión considera que la medida en cuestión es compatible con el mercado interior en el sentido del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE hasta el 31 de diciembre de 2028, fecha en la que finalizará el período de la PPE actual.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La ayuda estatal que Francia ha ejecutado en favor de los operadores de almacenamiento de gas natural es compatible con el mercado interior en el sentido del artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión será la República Francesa.

Hecho en Bruselas, el 28 de junio de 2021.

Por la Comisión

Margrethe VESTAGER

Miembro de la Comisión

⁽⁹⁹⁾ Si la Comisión considera que una ayuda existente no es o ha dejado de ser compatible con el mercado interior, puede incoar el procedimiento previsto en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2015/1589 del Consejo, de 13 de julio de 2015, por el que se establecen normas detalladas para la aplicación del artículo 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO L 248 de 24.9.2015, p. 9).