DECISIÓN (UE) 2017/1592 DE LA COMISIÓN

de 15 de mayo de 2017

sobre la medida SA.35429 — 2017/C (ex 2013/NN) ejecutada por Portugal relativa a la prórroga del uso de recursos hídricos públicos para la generación de energía hidroeléctrica

[notificada con el número C(2017) 3110]

(El texto en lengua portuguesa 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 el artículo 108, apartado 2, del Tratado, y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

1. **PROCEDIMIENTO**

(1) El 18 de septiembre de 2012, la Comisión recibió una denuncia, presentada por ciudadanos particulares, sobre una supuesta ayuda estatal ilegal concedida por Portugal a EDP-Energías de Portugal, SA ([1]) (en lo sucesivo, «EDP»), relativa a los costes de transición a la competencia en Portugal y a la prórroga del uso de recursos hídricos públicos para la generación de energía hidroeléctrica.

(2) El 30 de octubre de 2012, la Comisión transmitió la denuncia a las autoridades portuguesas y solicitó información adicional, que Portugal presentó mediante carta de 8 de enero de 2013. El 25 de enero de 2013 tuvo lugar una reunión con las autoridades portuguesas. Portugal presentó información complementaria el 7 de marzo de 2013.

(3) El 18 de septiembre de 2013, la Comisión envió un escrito a la República Portuguesa en el que notificaba su decisión de incoar el procedimiento de investigación formal, de acuerdo con el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado, solamente en lo que respecta a la prórroga del uso de recursos hídricos públicos para la generación de energía hidroeléctrica.

(4) La Comisión recibió observaciones de Portugal el 21 de octubre de 2013, y el 29 de enero de 2014 se adoptó la rectificación pertinente.

(5) La Decisión de la Comisión de incoar el procedimiento de investigación formal ([2]) (en lo sucesivo, «Decisión de incoación») se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* el 16 de abril de 2014.

(6) En mayo de 2014, la Comisión recibió observaciones de terceros.

(7) Portugal envió el 3 de julio de 2014 su respuesta a las observaciones remitidas por terceros.

(8) La Comisión solicitó información adicional por carta de 15 de abril de 2016. Portugal envió su respuesta el 19 de agosto de 2016.

(9) La presente Decisión da por concluido el procedimiento de investigación formal incoado en virtud del artículo 108 del TFUE. No se pronuncia sobre la conformidad de la medida con otras disposiciones del Derecho de la UE, especialmente con las normas de la UE sobre contratación pública y en materia de defensa de la competencia, basadas en los artículos 106 y 102 del TFUE.

([1]) Anteriormente denominada «Electricidade de Portugal», hasta 2004.

([2]) Ayuda estatal SA.35429 (2013/C) (ex 2012/CP) — Prórroga del uso de recursos hídricos públicos para la generación hidroeléctrica — Invitación a presentar observaciones, en aplicación del artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO C 117 de 16.4.2014, p. 113).

2. **DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA**

2.1. **El mercado de la energía en Portugal**

(10) Antes de la liberalización del mercado de la electricidad en Portugal, en 2007, la electricidad producida en Portugal no se vendía directamente en el mercado, sino que era adquirida por el operador público de la red eléctrica, Rede Eléctrica Nacional, SA (REN) en virtud de contratos de adquisición de energía eléctrica a largo plazo (en lo sucesivo, «CAE»). De acuerdo con dichos CAE, REN estaba obligada a comprar una cantidad garantizada de electricidad a los productores autorizados a un precio garantizado que cubriese elementos de costes claramente definidos y por un período garantizado, en particular hasta 2027.

2.2. **Decisión sobre los costes de transición a la competencia**

(11) Como consecuencia de la aplicación de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]), Portugal decidió proceder a la resolución anticipada de los CAE y a su sustitución por el pago de una compensación en concepto de costes de transición a la competencia [mecanismo de costes de mantenimiento del equilibrio contractual (en lo sucesivo, «CMEC»)]. El Decreto Ley n.º 240/2004, de 27 de diciembre de 2004, establece los parámetros y la metodología para calcular los CMEC.

(12) Portugal notificó la medida de compensación de los costes de transición a la competencia el 1 de abril de 2004, sobre la base de la Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia ([2]) (en lo sucesivo, «CTC»). Estos CTC debían ser pagados mediante resolución anticipada de los CAE entre EDP y REN para 34 centrales eléctricas, de las cuales 27 centrales hidroeléctricas, teniendo en cuenta los costes que las inversiones anteriores supondrían en un mercado liberalizado. La Decisión sobre los costes de transición a la competencia afecta también a Tejo Energia y a Turbogás. Portugal notificó su intención de reconocer también CTC a Tejo Energia y a Turbogás. Estaba previsto que la medida se financiase mediante ingresos procedentes de una tarifa cobrada a los consumidores finales de electricidad en función de la potencia contratada.

(13) En 2004, la Comisión adoptó las medidas de compensación de las pérdidas potenciales de tres empresas ([3]), entre las que se incluye el operador establecido, mediante la Decisión relativa a la ayuda estatal N 161/2004 — Costes de transición a la competencia en el mercado de la electricidad de Portugal ([4]).

(14) Tal como se establece en la Decisión de la Comisión, la compensación de los CMEC abonada anualmente a EDP desde julio de 2007 se compone de dos tramos, a saber, un tramo fijo, que es una proporción del importe máximo anual calculado *ex ante*, y un tramo que tiene en cuenta el valor real de la diferencia entre los ingresos y los gastos reales de las centrales en cuestión, calculado al nivel consolidado del grupo de empresas, EDP en este caso. A comienzos de 2018, que será el undécimo año después de la fecha de la resolución anticipada de los CAE, se calculará un ajuste final del importe de los CMEC en función de los ingresos previstos hasta finales de 2027, que es la fecha final de aplicación del mecanismo CMEC, a raíz de la Decisión de la Comisión.

2.3. **Prórroga del período de concesión**

(15) El acuerdo de resolución de los CAE de EDP en lo que respecta a las centrales hidroeléctricas se celebró en febrero de 2005, después de la adopción del Decreto Ley n.º 240/2004. El acuerdo de resolución de los CAE contiene una cláusula de efecto suspensivo sobre la resolución acordada. Dicha cláusula condiciona la resolución de los CAE al derecho de uso de los recursos hídricos públicos durante un período no inferior al final de la vida útil del equipo y las instalaciones de ingeniería civil. De cualquier forma, el derecho de uso de los recursos hídricos públicos sería concedido al productor de energía, es decir, EDP, por el mismo período.

(16) En virtud de la Ley de Aguas portuguesa, la Ley n.º 58/2005, de 29 de diciembre de 2005, y del Decreto Ley n.º 226-A/2007, de 31 de mayo de 2007, relativo al régimen de utilización de los recursos hídricos, la utilización

([1]) Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE (DO L 176 de 15.7.2003, p. 37).
([2]) Adoptada por la Comisión el 26 de julio de 2001 y comunicada a los Estados miembros mediante carta SG (2001) D/290869 de 6 de agosto de 2001.
([3]) Concretamente, EDP, Tejo Energia y Turbogás.
([4]) Decisión C(2004) 3468 de la Comisión, de 22 de septiembre de 2004, relativa a la ayuda estatal N 161/2004, Costes de transición a la competencia a Portugal, DO C 250 de 8.10.2005, p. 9.

de los recursos hídricos públicos para la generación de electricidad está sujeta a una concesión. La elección de la entidad titular de la concesión tiene que realizarse mediante los procedimientos específicos previstos en la legislación. De acuerdo con el Decreto Ley n.º 240/2004 y el Decreto Ley n.º 226-A/2007, al final de la concesión, los activos relacionados con la actividad sujeta a concesión revertirán gratuitamente al Estado. No obstante, si la entidad titular de la concesión hubiera realizado inversiones permitidas por la entidad concedente que no fueran ni pudieran ser recuperadas, el Estado podrá reembolsar al titular el importe no recuperado o prorrogar la concesión por el plazo necesario para permitir la recuperación de las inversiones, no pudiendo tal plazo superar en ningún caso los 75 años ([1]).

2.4. **Valor de la prórroga de las concesiones hidroeléctricas**

(17) Portugal realizó tres estudios que describen en detalle el cálculo del posible valor económico derivado de la prórroga en 2007. Los principales resultados de los estudios fueron los siguientes:

a) REN estima el valor de la prórroga de la concesión en 1 672 millones EUR, sobre la base de un tipo de descuento único del 6,6 % que corresponde al valor que EDP comunicó para el coste medio ponderado del capital (en lo sucesivo, «CMPC»).

b) La Caixa Banco de Investimento calculó un valor de entre 650 y 750 millones EUR, basándose en dos tipos de descuento: el valor residual de los CAE actualizado al porcentaje del 4,57 %, resultante de un diferencial de 50 puntos básicos respecto al tipo del 4,05 % de los bonos del Estado a 15 años; y el flujo de caja libre utilizando un factor que refleja el CMPC de EDP del 7,72 %, sobre la base de un modelo de evaluación de los bienes de capital alimentado con datos derivados indirectamente de estimaciones de los costes de capital de riesgo de operadores europeos similares.

c) El Crédit Suisse First Boston («CSFB») calculó un valor de 704 millones EUR, suponiendo un precio de la electricidad de 50 EUR/MWh, sobre la base de una actualización de las tipos de descuento del 7,89 % para el CMPC y del 4,55 % para el valor residual, respectivamente. Como en el caso de la Caixa Banco de Investimento, el tipo para el CMPC se basa en un modelo de evaluación de los bienes de capital alimentado con datos derivados indirectamente de estimaciones de los costes de capital y de riesgo de operadores europeos similares.

(18) El Decreto Ley n.º 226-A/2007 proporcionó una base jurídica a las cláusulas suspensivas de los CAE, prorrogando la duración de los derechos de uso de los recursos hídricos públicos correspondientes a centrales hidroeléctricas operadas por EDP cuyos CAE habían sido objeto de resolución por el Decreto Ley n.º 240/2004.

(19) De conformidad con el artículo 91, apartado 6, del Decreto Ley n.º 226-A/2007, la transmisión de derechos en favor de los productores de electricidad (de hecho, EDP) quedaba supeditada al pago de un valor de equilibrio económico-financiero. Tal como se define en el artículo 92, apartado 1, del Decreto Ley n.º 226-A/2007, este valor corresponde, para cada central eléctrica, a la diferencia entre el valor de mercado de su explotación hasta el final del plazo prorrogado, expresado en términos de flujos de caja, y el valor residual de la inversión, según lo establecido en el CAE, actualizado con unos tipos de descuento adecuados para cada uno de estos componentes del precio. Esta disposición permitía que la operación no fuera considerada como una única inversión en términos financieros, dado que se utilizan distintos tipos de interés para la actualización de:

a) el valor residual (a pagar a EDP);

b) los flujos de caja libres de EDP resultantes de ventas posteriores de la electricidad generada por esas centrales hidroeléctricas (a pagar a Portugal por EDP y, en última instancia, por los consumidores).

(20) De conformidad con las disposiciones del Decreto Ley n.º 226-A/2007, EDP abonó al Estado portugués la cantidad de 759 millones EUR a título del equilibrio económico-financiero de la prórroga de las 27 concesiones de centrales hidroeléctricas. Esta cifra incluye el importe de 55 millones EUR correspondiente al porcentaje de recursos hídricos. De ello se desprende que el importe neto de esta retribución pagada por EDP fue de 704 millones EUR.

2.5. **Denuncia**

(21) La denuncia recibida en septiembre de 2012 afirmaba que Portugal había concedido a EDP ayudas estatales ilegales e incompatibles con el mercado interior, resultantes de las dos medidas siguientes:

a) La compensación a favor de EDP relativa a costes de transición a la competencia anteriores a la liberalización del mercado de la electricidad, que la Comisión aprobó en su Decisión sobre la ayuda estatal

([1]) Las autoridades portuguesas explicaron que el principio según el cual las inversiones no recuperadas son objeto de compensación cuando los activos en cuestión revierten al Estado al final de la concesión ya estaba previsto en la legislación portuguesa antes de la liberalización del sector.

N 161/2004-Costes de transición a la competencia en el mercado de la electricidad de Portugal (según lo mencionado en el considerando 12 ([1])): el denunciante alega que, debido al cambio de circunstancias desde la adopción de la Decisión de la Comisión, así como a la incompatibilidad con las condiciones establecidas en la Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia ([2]), el importe de la ayuda aprobado en 2004 dejó de ser compatible con las normas de la Unión en materia de ayudas estatales.

b) El bajo precio pagado por EDP a Portugal en 2007 por la prórroga, sin licitación pública, de las concesiones para la utilización de recursos hídricos públicos para la generación de energía hidroeléctrica, con el resultado de la pérdida de ingresos por el Estado en beneficio de EDP.

2.6. **Decisión de incoación**

(22) En la Decisión de incoación, la Comisión refutó la parte de la denuncia relativa a la compensación de los costes de transición a la competencia y concluyó que no había motivos para considerar que la ayuda ya no era compatible con el mercado interior.

(23) Sin embargo, la Comisión planteó dudas en cuanto a la posible ayuda estatal a EDP en la aplicación del régimen sobre el uso de los recursos hídricos. En su Decisión de incoación, la Comisión llegó a la conclusión preliminar de que el importe posiblemente reducido pagado por EDP por la prórroga de la concesión para el uso de recursos públicos hídricos en virtud del Decreto Ley n.º 226-A/2007 parecía, en caso de confirmarse, haber otorgado una ventaja económica selectiva a EDP.

(24) Por lo que se refiere a la compatibilidad, la Comisión tenía dudas, en esta fase, sobre la existencia de una base jurídica adecuada para la compatibilidad de la posible ayuda estatal concedida a EDP con el mercado interior.

2.6.1. *Ausencia de licitación*

(25) En primer lugar, la Comisión señaló que la adjudicación del uso de recursos hídricos públicos en régimen de concesión para la prestación de un servicio en un mercado puede no implicar una ventaja económica para el beneficiario, si dicha concesión se adjudicó mediante una licitación pública y no discriminatoria con la participación de un número suficiente de operadores interesados. Sin embargo, en el caso de autos, los acuerdos de resolución de los CAE prorrogaron de hecho, en cerca de 25 años por término medio, el derecho exclusivo de EDP para la explotación de las centrales eléctricas en cuestión sin mediar un procedimiento de licitación. En efecto, la organización de una licitación quedó excluida por las cláusulas suspensivas de los 27 acuerdos de resolución de los CAE entre REN y EDP.

(26) Teniendo en cuenta la cuota significativa del mercado portugués que representan sus centrales eléctricas (27 %), la posición de EDP en el mercado portugués de generación y venta al por mayor (55 %) y el interés específico de las centrales hidroeléctricas en una cartera de producción de electricidad, la Comisión consideró que dichas cláusulas suspensivas pueden haber dado lugar a un efecto de exclusión del mercado de forma duradera para la entrada en el mercado de competidores potenciales que podían haber participado en una licitación pública. Por consiguiente, podría establecerse una ventaja económica que beneficiase indebidamente a EDP si el procedimiento de licitación hubiera tenido por resultado un precio más elevado del que pagó EDP, una vez deducido el valor residual debido a esta empresa.

2.6.2. *Estudios económicos utilizados para estimar el precio de la transacción*

(27) En segundo lugar, en su Decisión de incoación, la Comisión consideró que la mejor solución, a falta de licitación, habría sido la de una negociación en condiciones normales de competencia entre las autoridades portuguesas y EDP. Portugal, en calidad de operador de mercado, habría intentado obtener un rendimiento elevado de los bienes públicos objeto de concesión. Con este planteamiento, la negociación con EDP basada en la evaluación realizada en 2007 ([3]) habría sido la más beneficiosa para Portugal, es decir, la evaluación propuesta por REN.

(28) Como se indica en el considerando 44 de la Decisión de incoación, Portugal había acordado un precio final correspondiente a casi la mitad del precio estimado por REN. Si la evaluación propuesta por REN era la más rigurosa, parece poco probable que el Estado haya actuado como un operador de mercado en sus negociaciones con EDP.

([1]) Decisión C(2004) 3468 de la Comisión, de 22 de septiembre de 2004, relativa a la ayuda estatal N 161/2004 — Costes de transición a la competencia en el mercado de la electricidad portugués (DO C 250 de 8.10.2005, p. 9).

([2]) Adoptada por la Comisión el 26 de julio de 2001 y comunicada a los Estados miembros mediante carta SG (2001) D/290869 de 6 de agosto de 2001.

([3]) Véase el considerando 16 de la Decisión de incoación.

2.6.3. *Metodología financiera utilizada para determinar el precio de la transacción*

(29) En tercer lugar, se han planteado dudas acerca de la metodología utilizada para determinar el precio de la transacción. El método establecido en el Decreto Ley n.º 226-A/2007 sigue de cerca el planteamiento presentado por la Caixa Banco de Investimento, que utiliza dos tipos de descuento ([1]).

(30) La Comisión expresó dudas sobre el hecho de que la no utilización del mismo tipo de descuento, basado únicamente en el coste del capital de EDP, como propone REN, pudiera dar lugar a una ventaja económica para EDP. La Comisión estimó que, si el tipo utilizado para actualizar el valor residual y los flujos de caja libres hubiera sido un tipo único de CMPC, basado en el coste de capital típico de un productor de electricidad europeo (7,55 %), EDP habría tenido que pagar 1 340 millones EUR, es decir, 581 millones EUR más de lo que realmente pagó.

(31) Por consiguiente, en su Decisión de incoación, la Comisión consideró que a la vista de la elección realizada por las autoridades portuguesas de ampliar las concesiones en beneficio exclusivo de EDP y no mediante una licitación abierta a otros competidores, podría ser más adecuado utilizar un tipo de descuento basado en el CMPC real de EDP, a fin de reflejar mejor su propio coste de capital real. REN comunicó que el CMPC real de EDP en 2007 era del 6,6 %, y por tanto puede ser conveniente utilizar este valor en lugar del 7,55 %. Por consiguiente, la Comisión llegó a la conclusión de que era posible establecer la existencia de una ventaja económica que benefició indebidamente a EDP.

3. **OBSERVACIONES DE LAS PARTES INTERESADAS**

(32) Durante la investigación formal, la Comisión recibió observaciones de los denunciantes y de EDP.

(33) Los denunciantes consideran que, mediante la prórroga de las concesiones, EDP se benefició de ayudas estatales. En su opinión, la medida constituye una compensación por la pérdida de ingresos.

(34) En su respuesta de 19 de mayo de 2014, EDP sostiene, por el contrario, que la medida no constituye una ayuda estatal. En primer lugar, EDP sostiene que no obtuvo ninguna ventaja económica del reconocimiento, en 2007, del derecho de usar los recursos hídricos públicos hasta el final de la vida útil del equipo en las 27 centrales hidroeléctricas con CAE, por considerar que tal derecho se concedió en condiciones normales de mercado.

(35) Según EDP, la existencia de una ventaja económica puede descartarse si el Estado actúa como un vendedor privado en una transacción en condiciones normales de competencia en un mercado abierto y procura obtener el mejor precio por el bien.

(36) EDP sostiene que tiene derecho a recibir el valor residual de las centrales hidroeléctricas si los CAE se rescinden antes de la expiración del período de vida útil de las centrales. Por consiguiente, no sería económicamente viable para el Estado convocar una licitación pública en 2007 para la adjudicación de nuevas concesiones de recursos hídricos.

(37) EDP sostiene que, si el Estado hubiera intentado obtener un valor más elevado que el indicado por los estudios independientes, EDP habría optado por no prorrogar el derecho de uso de los recursos hídricos y recibir inmediatamente el valor residual de las centrales eléctricas, como era su derecho.

(38) Además, EDP considera que el estudio de REN sobre el valor económico de la prórroga de las concesiones incluye supuestos económicos y financieros inadecuados que reducen significativamente el valor de los derechos, lo que significa que EDP nunca habría aceptado los resultados de dicho estudio a efectos de una «negociación bilateral».

(39) En consecuencia, EDP sostiene que la fijación unilateral del valor de la prórroga de las concesiones sobre la base de una metodología de evaluación objetiva es suficiente para evitar la existencia de una ventaja económica.

(40) En segundo lugar, EDP sostiene además que la metodología establecida en el Decreto Ley n.º 226-A/2007 es objetiva y se basa en principios generalmente aceptados de cálculo económico. Su aplicación permite efectuar cálculos de compensaciones coherentes, justificables y no arbitrarios.

([1]) Véase el considerando 16 de la Decisión de incoación.

(41) Por lo que se refiere a los tipos de descuento adecuados que deben utilizarse en los flujos financieros de cada una de las centrales, tanto la Caixa Banco de Investimento como CSFB concluyeron que el tipo de descuento del valor residual de las centrales debería reflejar el riesgo contractual inherente a este valor. EDP señaló que, desde su entrada en vigor en 1995, todos los CAE ya habían conferido a EDP el derecho a recibir de REN el valor residual de la central si el contrato se rescindiese antes de su expiración. Si EDP no estuviese interesada en prorrogar su derecho a utilizar recursos hídricos públicos, en ese caso podría recibir de REN el valor residual, en la fecha de expiración de cada uno de los CAE.

(42) Asimismo, EDP aclara que el valor residual de las centrales hidroeléctricas que tiene derecho a recuperar es, en realidad, un crédito de EDP sobre el Estado, a través de REN, desde la entrada en vigor de los CAE en 1995. REN es una empresa controlada por el Estado portugués. El riesgo de que no cumpla sus obligaciones debe por tanto vincularse al riesgo de la deuda del Estado. EDP concluye que el tipo de descuento pertinente para actualizar dicho valor debe por tanto tener en cuenta únicamente el riesgo vinculado al incumplimiento por REN de esa obligación.

4. OBSERVACIONES Y RESPUESTAS DE PORTUGAL

(43) Portugal respondió a las observaciones de las partes interesadas, pero se centró en la cuestión de los costes de transición a la competencia, sobre la cual la Comisión no había suscitado dudas.

(44) En abril de 2016, la Comisión pidió a Portugal información adicional. Portugal respondió el 16 de abril de 2016, y presentó explicaciones jurídicas sobre las disposiciones del Decreto Ley n.º 240/2004 y los anexos de los contratos de concesión.

5. EVALUACIÓN DE LA MEDIDA

5.1. **Existencia de ayuda**

(45) Según el artículo 107, apartado 1, del Tratado, serán incompatibles con el mercado interior, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, 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.

(46) Para poder determinar si existe ayuda estatal, la Comisión debe evaluar si se cumplen las condiciones acumulativas previstas en el artículo 107, apartado 1, del Tratado (transferencia de fondos estatales, imputabilidad del Estado, ventaja selectiva, posible falseamiento de la competencia y repercusiones para el comercio en el interior de la UE) para la medida investigada.

5.1.1. *Imputabilidad*

(47) En lo que respecta a la imputabilidad, cuando una autoridad pública concede una ventaja a un beneficiario, la medida es, por definición, imputable al Estado.

(48) La prórroga del derecho de uso de los recursos hídricos públicos para la generación de energía hidroeléctrica en beneficio de EDP en calidad de entidad subtitular de la concesión de REN es el resultado de la aplicación del Decreto Ley n.º 226-A/2007, relativo al régimen sobre el uso de los recursos hídricos. Las disposiciones del Decreto Ley también establecen las normas que debe aplicar el Estado para determinar el pago efectuado por EDP, a cambio de los beneficios económicos de la prórroga. El Decreto Ley n.º 226-A/2007 es un acto público adoptado y aprobado por las autoridades portuguesas. De ello se desprende que las medidas de ayuda estatal contenidas en el mismo son imputables a la República Portuguesa.

5.1.2. *Recursos estatales*

(49) En lo que respecta a la clasificación de los recursos estatales, la concesión de acceso al dominio público o a recursos naturales, o la concesión de derechos especiales o exclusivos sin una remuneración adecuada acorde con los precios de mercado, puede suponer una renuncia a ingresos públicos ([1]).

([1]) Véase la Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general (DO C 8 de 11.1.2012, p. 4), punto 33, donde se hace referencia a la sentencia del Tribunal de Justicia de 22 de mayo de 2003 en el asunto *Connect Austria Gesellschaft für Telekommunikation GmbH/Telekom-Control-Kommission y Mobilkom Austria AG*, C-462/99, ECLI:EU:C:2003:297, apartados 92 y 93; y la sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 4 de julio de 2007 en el asunto *Bouygues y Bouygues Télécom SA/Comisión*, T-475/04, ECLI:EU:T:2007:196, apartados 101, 104, 105 y 111.

(50) De conformidad con la Ley de Aguas n.º 58/2005 y el Decreto Ley n.º 226-A/2007, los recursos hídricos del territorio portugués pertenecen al Estado portugués y no pueden privatizarse ni ser propiedad de personas físicas o jurídicas. De ello se deduce que, en principio, los beneficios económicos que se deriven de la utilización de los recursos hídricos públicos proceden de recursos estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado.

(51) Los recursos naturales con valor intangible, como el agua o el aire, pueden ser necesarios y, en ocasiones, esenciales para los ciudadanos. No obstante, en caso de que su explotación no sea comercializable o no se atribuya un valor económico a su uso, estos recursos no constituyen necesariamente un vehículo para asignar los beneficios económicos a que se refiere el artículo 107, apartado 1, del Tratado, y pueden no ser considerados recurso estatal. En este caso, la medida consiste en la concesión de un derecho de uso de recursos hídricos que forman parte del dominio público. La existencia de un precio de transacción pone de manifiesto que a este derecho se le concede un valor económico. Por consiguiente, la Comisión concluye que la medida implica el uso de recursos estatales.

(52) El artículo 9 de la Directiva 2000/60/CE ([1]) del Parlamento Europeo y del Consejo establece el principio de la recuperación de los costes de los servicios relacionados con el agua, incentivos adecuados en las políticas de tarificación del agua para el uso eficiente de los recursos hídricos y una contribución adecuada del sector industrial, entre otros. Estas disposiciones del Derecho de la Unión admiten un valor económico a los diversos usos del agua. Además, en cualquier caso, en el caso de Portugal, las disposiciones del artículo 91 del Decreto Ley n.º 226-A/2007 determinan que el uso de recursos hídricos públicos para la generación de electricidad supone un valor económico cuantificable y comercializable en virtud de la legislación portuguesa.

(53) De ello se deduce que la prórroga del derecho de uso de los recursos hídricos para la generación de energía hidroeléctrica en beneficio de EDP en calidad de entidad subtitular de la concesión de REN, tal como se establece en el Decreto Ley n.º 226-A/2007, implica aparentemente recursos estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado.

5.1.3. *Ausencia de ventaja*

(54) También puede establecerse sobre la base de otra metodología de evaluación normalizada y generalmente aceptada, si una transacción es acorde o no con las condiciones de mercado ([2]). Dicha metodología deberá basarse en datos disponibles objetivos, verificables y fiables ([3]), que deben ser suficientemente minuciosos y reflejar la situación económica en el momento en que se decidió la transacción, teniendo en cuenta el nivel de riesgo y las expectativas futuras ([4]).

(55) En su Decisión de incoación, la Comisión expresó sus dudas sobre el hecho de si el valor económico de la prórroga de las concesiones, evaluado en 2007, podría haber sido subestimado debido al uso de diferentes tipos de descuento aplicados a sus dos componentes, el valor residual de los activos no amortizados y los flujos de caja libres generados por la explotación de las centrales.

(56) El precio de la prórroga estimado en 2007 es de 704 millones EUR (excluidos los impuestos deducidos, por valor de 55 millones EUR) y tiene dos componentes. En primer lugar, está compuesto por los flujos de caja actualizados resultantes de la explotación de las centrales en el período 2020-2044 ([5]) (2 115 millones EUR, actualizados a 2007). En segundo lugar, está compuesto por el valor actual neto en 2007 del valor residual (1 356 millones EUR actualizados a 2007). Téngase en cuenta que EDP habría tenido derecho a recuperar el valor de estos activos, si Portugal decidiera no prorrogar la concesión.

(57) La Comisión cuestionó en qué medida la aplicación de un factor de descuento inferior al valor residual de los activos no amortizados era aceptable desde el punto de vista metodológico ([6]).

(58) A fin de reflejar el hecho de que el valor de esos activos no amortizados utilizados para la explotación de las centrales se conocerá en 2020, y por tanto, será menos incierto al ser objeto de un contrato con entidades

([1]) Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (DO L 327 de 22.12.2000, p. 1).

([2]) Véase la sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 29 de marzo de 2007 en el asunto Scott/Comisión, T-366/00, ECLI:EU:T:2007:99, apartado 134, y la sentencia del Tribunal de Justicia de 16 de diciembre de 2010, en el asunto Seydaland Vereinigte Agrarbetriebe, C-239/09, ECLI:EU:C:2010:778, apartado 39.

([3]) Véase la sentencia del Tribunal de 16 de septiembre de 2004 en el asunto Valmont Nederland BV/Comisión, T-274/01, ECLI:EU:T:2004:266, apartado 71.

([4]) Véase la sentencia del Tribunal de jueves, 29 de marzo de 2007 en el asunto Scott/Comisión, T-366/00, ECLI:EU:T:2007:99, apartado 158.

([5]) 2020 corresponde al año medio de finalización de los CAE y del período de compensación de los costes de transición a la competencia para las 27 centrales hidroeléctricas que participan en la transacción. 2044 es la fecha media del fin del período de prórroga de las concesiones de 27 centrales hidroeléctricas.

([6]) Véase el considerando 51 de la Decisión de incoación.

controladas por el Estado portugués, los bancos utilizaron un tipo de descuento menos elevado que el CMPC aplicado a los flujos de caja, es decir, el tipo sin riesgo más un diferencial de 50-80 bpp (aproximadamente el 4,6 % frente al 7,8 % del CMPC). La aplicación de un tipo de descuento más bajo incrementa el valor actual neto del valor residual y disminuye el precio de la prórroga. Teniendo en cuenta que el valor residual no se ve afectado por la misma incertidumbre económica que los flujos de caja, cabe concluir que la aplicación del tipo sin riesgo está justificada.

(59) Por otra parte, la utilización del CMPC para calcular el valor actual neto de los flujos de caja (generados entre 2020 y 2044 de media) responde a una práctica de mercado. Está justificada por el mayor riesgo operativo en el contexto de un mercado liberalizado, por la realización del mercado ibérico de la energía eléctrica ([1]) y por el desarrollo de un mercado de la energía más integrado a escala europea, lo que implica, en conjunto, más incertidumbres sobre la generación de liquidez. Por consiguiente, la aplicación del CMPC al valor actualizado de los flujos de caja está justificada.

(60) La evaluación del CMPC fue realizada por la Caixa Banco de Investimento y por CSFB utilizando una combinación de un enfoque comparativo (CMPC de empresas similares en sectores similares) con un enfoque ascendente (nuevo cálculo del CMPC utilizando datos públicos obtenidos de Bloomberg). La Caixa Banco de Investimento y el CSFB estiman el CMPC en el 7,72 % y el 7,88 %, respectivamente. Este enfoque refleja la práctica de mercado y está en consonancia con planteamientos similares que la Comisión aceptó en otros asuntos ([2]).

(61) La Comisión también expresó dudas sobre la posibilidad de que la metodología utilizada por REN, el operador de la red de transporte, para evaluar el precio de la prórroga, que da un precio más elevado (1 672 millones EUR), pueda considerarse como un enfoque mejor que las evaluaciones realizadas por las dos instituciones financieras ([3]).

(62) Sin embargo, la metodología propuesta por REN no constituye una práctica de mercado. El precio de la prórroga propuesto no puede aceptarse por los siguientes motivos:

a) REN aplicó un tipo de descuento único tanto para el valor residual como para los flujos de caja. Este tipo de descuento asume que el CMPC es el CMPC de EDP (6,6 %). El CMPC debería, sin embargo, tener en cuenta la rentabilidad requerida por un grupo de inversores de un determinado sector en un determinado país, para un determinado tipo de proyecto. Los CMPC se calculan en general sobre la base de un enfoque comparativo (CMPC de operadores comparables en el mercado) y un enfoque ascendente, incluyendo una estimación específica provisional de cada componente del CMPC (beta, prima de riesgo de mercado), que no se hizo en el estudio. Así pues, parece que el método de REN no utiliza la metodología comúnmente aplicada por el mercado.

b) Además, la evaluación de REN no pudo ser utilizada por las autoridades portuguesas debido a su falta de independencia. De acuerdo con la normativa portuguesa, el valor de la concesión debe determinarse basándose en las evaluaciones realizadas por dos instituciones independientes, el CSFB y la Caixa Banco de Investimento en el caso de autos, y sus tasaciones fueron utilizadas para determinar el valor del precio de la prórroga. Como se ha indicado anteriormente, las tasaciones presentadas por el CSFB y la Caixa Banco de Investimento utilizaron una metodología adecuada. La Comisión no tiene razón alguna para considerar dichas evaluaciones inadecuadas para establecer el valor de mercado del período de prórroga de las concesiones.

(63) En conclusión, tras un detallado análisis, la metodología utilizada por Portugal para evaluar el precio de la prórroga puede considerarse satisfactoria.

(64) En caso de licitación, Portugal habría tenido que pagar a EDP el importe de los activos no amortizados al finalizar el período de concesión de los CAE (2020). En segundo lugar, el precio de la prórroga se basa en la hipótesis de que el precio de la electricidad es de 50 EUR/MWh. Debe señalarse que la compensación de los costes de transición a la competencia valorados en el mismo período se basaron en una estimación de 36 EUR/MWh. Si tal hipótesis se hubiese elegido para el cálculo del precio de la prórroga, Portugal habría tenido que soportar un precio negativo (– 15,4 millones EUR de valor actual neto). Por consiguiente, las hipótesis en términos de precios, en comparación con los supuestos utilizados en la Decisión sobre los costes de transición a la competencia, son sin duda más favorables al Estado portugués y reflejan un enfoque conservador adoptado por ambas instituciones financieras en su evaluación del precio de la prórroga.

([1]) El Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica, o MIBEL, se define en el Acuerdo entre la República Portuguesa y el Reino de España para la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica. El MIBEL se ejecutó a través de un conjunto de instrumentos legislativos aprobados en España (por ejemplo, la Orden Ministerial ITC/2129/2006, de 30 de junio de 2006) y Portugal (por ejemplo, la Orden Ministerial 643/2006, de 26 de junio de 2006).

([2]) Véase, por ejemplo, el asunto de Ayuda estatal-Hungría-SA.38454 (2015/C) (ex 2015/N)-Posible ayuda a la central nuclear de Paks-Invitación a presentar observaciones en aplicación del artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO C 8 de 12.1.2016, p. 2), y los asuntos T-319/12 y T-321/12-España y Ciudad de la Luz/Comisión, ECLI:EU:T:2014:604, apartado 40, T-233/99 y T-228/99-Länder Nordrhein-Westfalen/Comisión, ECLI:EU:T:2003:57, apartado 245.

([3]) Véase los considerandos 48 a 51 de la Decisión de incoación.

6. **CONCLUSIÓN**

(65) Por consiguiente, la Comisión concluye que la medida que confiere a EDP el derecho a explotar centrales hidroeléctricas por un período prorrogado mediante el pago de un importe de 704 millones EUR no cumple todas las condiciones acumulativas del artículo 107, apartado 1, del Tratado y, por tanto, no constituye ayuda estatal.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La medida ejecutada por Portugal en favor de EDP-Energías de Portugal, SA relativa a la prórroga del uso de recursos hídricos para la generación de energía hidroeléctrica no constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión será la República Portuguesa.

Hecho en Bruselas, el 15 de mayo de 2017.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Miembro de la Comisión