2025/2370

16.12.2025

DECISIÓN (UE) 2025/2370 DE LA COMISIÓN

de 21 de febrero de 2025

relativa a la medida de ayuda estatal SA.106107 (2024/N) que Bélgica tiene previsto aplicar para extender la vida útil de dos reactores nucleares (Doel 4 y Tihange 3)

[notificada con el número C(2025) 1070]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

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

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

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

Considerando lo siguiente:

1. PROCEDIMIENTO

(1) Mediante carta de 21 de junio de 2024, Bélgica notificó a la Comisión la medida destinada a respaldar la extensión de la vida útil de dos reactores nucleares de Bélgica [Doel 4 («D4») y Tihange 3 («T3»)], conjuntamente «las unidades de explotación a largo plazo». Proporcionó información adicional a la Comisión mediante cartas de 9 y 10 de julio de 2024, a raíz de la solicitud de información de la Comisión de 4 de julio de 2024.

(2) Mediante carta de 22 de julio de 2024, la Comisión notificó a las autoridades belgas su decisión de incoar el procedimiento previsto en el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) con respecto a esa medida (en lo sucesivo, la «Decisión de incoación»).

(3) Bélgica presentó sus observaciones sobre la Decisión de incoación el 22 de agosto de 2024.

(4) La Decisión de la Comisión de incoar el procedimiento se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* ([2]). La Comisión invitó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la ayuda en cuestión.

(5) La Comisión recibió observaciones al respecto por parte de los interesados. Transmitió dichas observaciones a Bélgica, dándole la posibilidad de comentarlas; sus observaciones se recibieron por carta de 30 de octubre de 2024.

(6) Bélgica facilitó información adicional el 2 de septiembre de 2024, los días 23, 27 y 30 de octubre de 2024, los días 8, 14, 18, 22, 25, 27 y 30 de noviembre de 2024, los días 2, 4, 5, 12, 13, 17 y 20 de diciembre de 2024, los días 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 y 31 de enero de 2025 y el 1 de febrero de 2025 ([3]).

(7) Mediante carta de 24 de octubre de 2024, Bélgica aceptó excepcionalmente renunciar a los derechos que le confiere el artículo 342 del TFUE, en relación con el artículo 3 del Reglamento n.º 1/1958 ([4]), y que la presente Decisión se adoptara y se notificara en lengua inglesa.

([1]) Ayuda estatal SA.106107 (2024/N) — Prolongación de la vida útil de dos reactores nucleares (Doel 4 y Tihange 3) — Invitación a presentar observaciones en aplicación del artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Véase la nota1.
([3]) Se prepararon aportaciones técnicas, financieras, económicas u operativas sobre la base de la información facilitada por Electrabel.
([4]) Reglamento n.º 1, por el que se fija el régimen lingüístico de la Comunidad Económica Europea (DO 17 de 6.10.1958, p. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL CONTEXTO

2.1. Parque nuclear de Bélgica

(8) Hasta 2022, el parque nuclear belga se componía de siete reactores nucleares: cuatro situados en Flandes (Doel) y tres en Valonia (Tihange). Todos los reactores entraron en funcionamiento entre 1975 y 1985 ([5]) y fueron construidos por empresas de servicios públicos (Ebes, Intercom y Unerg) que finalmente se fusionaron para convertirse en Electrabel SA (propiedad mayoritaria de Tractebel) en 1990 (en lo sucesivo, «Electrabel»). En 1996, la Société Générale de Belgique (en lo sucesivo, «SGB») pasó a ser accionista mayoritaria de Tractebel y, en 1999, Suez adquirió casi el 100 % de SGB. Tras la fusión de Suez y Gaz de France (en lo sucesivo, «GDF») en 2008, la propietaria final de Electrabel ha sido Engie S.A. (en lo sucesivo, «Engie»).

(9) Electrabel, filial al 100 % de Engie, ha sido el operador nuclear y la propietaria mayoritaria de los siete reactores nucleares belgas desde el inicio de sus operaciones. En la actualidad, la propiedad de los reactores nucleares belgas es la siguiente:

— Electrabel posee el 100 % de Doel 1 y Doel 2, el 89,807 % de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 y Tihange 3, y el 50 % de Tihange 1,

— Luminus, filial de EDF Belgium, es propietaria del 10,193 % de Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 y Doel 4, y

— EDF Belgium ([6]) posee el 50 % restante de Tihange 1.

(10) En cuanto a las capacidades de las unidades de explotación a largo plazo (véase el cuadro 2),

— Doel 4 tiene actualmente una capacidad nominal de 1 038 MW (en 2022) (1 026 MW en 2023) y generó 8,940 TWh de electricidad en 2022 ([7]), lo que representa un porcentaje de aproximadamente el 11 % de la demanda total de electricidad en Bélgica en 2022 [82,9 TWh ([8])].

— Tihange 3 tiene actualmente una capacidad nominal de 1 038 MW (en 2022) (1 030 MW en 2023) y generó 7,366 TWh de electricidad en 2022 ([9]), lo que representa un porcentaje de aproximadamente el 9 % de la demanda total de electricidad en Bélgica en 2022 [82,9 TWh ([10])].

(11) Bélgica explica que todos los reactores nucleares belgas, incluidas las unidades de explotación a largo plazo, se han diseñado y explotado como unidades de carga base basadas en la tecnología de reactores de agua a presión («PWR»). El diseño data de la década de 1970 y es típico de las unidades de carga base, como es el caso de los reactores nucleares más antiguos de otras partes del mundo. Estas unidades funcionan habitualmente a la capacidad nominal máxima siempre que están en línea, contrariamente a las tecnologías más recientes (generación III), que son capaces de funcionar con flexibilidad, lo que incluye cambios en la potencia de salida a lo largo del tiempo («variación de carga» o «seguimiento de carga»), así como la provisión de reservas operativas y regulación de la frecuencia ([11]). En el funcionamiento como carga base, la potencia solo suele reducirse o pararse cuando es necesario para realizar una recarga de combustible prevista o un mantenimiento periódico, o un mantenimiento urgente no planificado para corregir problemas en el equipamiento de la instalación, o cuando surgen limitaciones inesperadas en materia de diseño o de seguridad. Por lo tanto, la reducción de la potencia de salida se debe más bien a las necesidades del operador nuclear o del gestor de red de transporte («GRT») que a las señales del mercado.

([5]) Doel 1, Doel 2 y Tihange 1 en 1975; Doel 3 y Tihange 2 en 1982 y 1983, respectivamente; Doel 4 y Tihange 3 en 1985.
([6]) EDF Belgium y Luminus son entidades jurídicas independientes. Ambas forman parte del Grupo EDF. EDF Belgium es accionista al 68,6 % de Luminus. Los demás accionistas de Luminus son Ethias, Publilec, Socofe y Nethys.
([7]) Fuente: Asociación Nuclear Mundial (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Fuente: Estudio sobre adecuación y flexibilidad para Bélgica (2024-2034), elaborado por Elia Group — Issuu (p. 42).
([9]) Fuente: Asociación Nuclear Mundial (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Fuente: Estudio sobre adecuación y flexibilidad para Bélgica (2024-2034), elaborado por Elia Group — Issuu (p. 42).
([11]) Fuente: J.D. Jenkins, Z. Zhou, R. Ponciroli, R.B. Vilim, F. Ganda, F. de Sisternes, A. Botterud, *The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy* [«Las ventajas de la flexibilidad nuclear en el funcionamiento de sistemas eléctricos con energías renovables», documento en inglés], *Applied Energy*, volumen 222, 2018, pp. 872-884.

(12) Bélgica aclara que los reactores nucleares belgas están técnicamente limitados por su diseño, lo que restringe considerablemente las posibilidades de modulación de la potencia de salida, que durante mucho tiempo se ha limitado a la regulación de la red. Esto se debe al hecho de que los reactores nucleares belgas están equipados exclusivamente con barras de control negras, lo que limita considerablemente la capacidad de modular, a diferencia de las barras grises ([12]). En cambio, por ejemplo, algunos de los reactores nucleares franceses más recientes están equipados con barras de control tanto negras como grises, de modo que se han diseñado y construido para realizar modulaciones y seguimiento de carga. Dado que el diseño de los reactores nucleares belgas se basa en barras de control negras, hasta hace poco la modulación por motivos económicos estaba prohibida por la Agencia de Seguridad Nuclear belga (en lo sucesivo, la «AFCN/FANC») ([13]). La modulación solo se aceptaba si respondía a motivos técnicos o a petición del GRT belga (Elia), a fin de evitar un apagón ([14]).

(13) Sin embargo, Bélgica alega que, ante la evolución general de los mercados de la electricidad y la necesidad de introducir flexibilidad en su funcionamiento, se realizaron estudios en los que se valoraba si permitir algunos casos de modulación por motivos económicos (en lo sucesivo, «modulación económica»). En 2015, Engie, Electrabel y los reguladores belgas pusieron en marcha estudios de seguridad ([15]) para analizar qué condiciones deberían cumplirse para permitir algunas modulaciones por motivos económicos, examinando, entre otras cosas, la repercusión de estas modulaciones en el combustible nuclear. El estudio concluyó que, en el caso de Tihange 3 y Doel 4, podrían resultar aceptables un máximo de treinta modulaciones económicas por ciclo del combustible, siempre que se respeten una serie de condiciones técnicas, relacionadas principalmente con el calentamiento y el enfriamiento del elemento combustible:

— velocidad variación de carga descendente y ascendente limitada al 1 %/min,

— potencia mínima al 50 % de la potencia nominal ([16]),

— un mínimo de dos horas (tres horas si la modulación se activa en el intradía) y un máximo de setenta y dos horas para una única modulación, y

— un mínimo de setenta y dos horas entre dos modulaciones en el mismo reactor con vistas a su estabilización.

(14) Además, no podrían realizarse modulaciones durante determinados períodos ([17]), como:

a) al final de un ciclo de combustible, durante los dos últimos meses, cuando la concentración de boro en el circuito primario sea baja (concentración de ácido bórico inferior a 200 ppm), y

b) cuando el operador del reactor solicite no modular para evitar un transitorio en una situación específica (por ejemplo, ensayos mensuales de flujo de neutrones, posible fuga de válvulas, inspección en el edificio del reactor, etc.) o debido a problemas técnicos.

([12]) Las barras de control «negras» de los reactores (fabricadas con carburo de boro) absorben todos los neutrones incidentes. Están diseñadas para apagar el reactor y, por tanto, pueden crear un fuerte gradiente térmico y tensión térmica en los elementos combustibles durante una modulación. Las barras de control «grises» (fabricadas con plata, indio y cadmio) solo absorben parte de los neutrones incidentes y están diseñadas para proporcionar una potencia de salida flexible del reactor, ya que provocan depresiones mucho menores en el flujo de neutrones y la distribución de potencia en las proximidades de las barras, por lo que no presentan los mismos problemas de sobrecalentamiento del combustible.

([13]) *Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire* (AFCN)/*Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle* (FANC).

([14]) Estas solicitudes de modulación por parte de Elia pueden desglosarse en dos categorías en función de la criticidad de la situación: «fase de alerta»: modulación solicitada por Elia con un preaviso de una semana porque espera una situación crítica en la red; «fase de emergencia»: modulación solicitada por Elia directamente a la sala de control de las unidades nucleares para aliviar inmediatamente la red.

([15]) Fuente: Femke Flachet, Jinzhao Zhang, Ruben Van Parys, Daniel Vantroyen, Christophe Schneidesch, *Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgian Nuclear Power Plants* [«Estudio de viabilidad relativo al comportamiento del núcleo y del combustible para mejorar la flexibilidad en las centrales nucleares belgas», artículo en inglés], en *Proceedings of WRFPM*, 2014, artículo n.º 100136, Sendai, Japón, 14-17 de septiembre de 2014.

([16]) En la práctica, normalmente se ofrecen hasta 400 MW de capacidad para las modulaciones económicas a petición de los operadores de las centrales, en lugar de una capacidad de 500 MW (50 % de la potencia nominal), lo que requiere más operaciones manuales y, por tanto, aumenta el riesgo de parada automática.

([17]) Véase *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation* [«Procedimiento operativo, procedimiento de modulación del parque nuclear», documento en inglés], ZST.10010883175.000_06, anexo Q1, secciones 3.1 y 3.2, pp. 4-6.

(15) A raíz de estos estudios, la AFNC/FANC autorizó al operador a realizar hasta treinta modulaciones por ciclo ([18]), lo que corresponde al número máximo de modulaciones que pueden realizarse dentro de los límites del permiso de explotación vigente. Habida cuenta de estas limitaciones, Engie señaló que cada decisión de modular es evaluada con cautela por el operador, ya que conlleva múltiples riesgos (por ejemplo, la producción de efluentes líquidos debido a la modulación, un envejecimiento más rápido de las instalaciones, el riesgo de desencadenar una parada automática, posibles daños que imposibilitarían la reactivación del reactor, etc.) que están ampliamente documentados en la bibliografía académica ([19]).

(16) Según Bélgica (sobre la base de las aportaciones de Electrabel), en el estado actual de los conocimientos, no se dispone de soluciones tecnológicas para aumentar la flexibilidad a un coste y en un plazo razonables. La mejora técnica para convertir un reactor de carga base en una instalación de seguimiento de la carga y permitir una mayor flexibilidad exigiría un cambio total en el diseño y, en particular, que se sustituyera el cabezal de la vasija de presión de los reactores, lo que constituye una operación muy larga y compleja. Además, requeriría nuevos estudios en el marco del informe sobre análisis de seguridad y una importante modificación de su permiso de explotación, que tendrían que expedir las autoridades belgas de seguridad nuclear.

(17) Además, Bélgica (conforme a las aportaciones de Electrabel) explica que la flexibilidad de los reactores también se ve limitada por la especificidad de su combustible y la gestión de las paradas:

a) El combustible está adaptado a una duración específica del ciclo y a un determinado número de modulaciones posibles. Para aumentar la flexibilidad de los reactores habría que modificar el enriquecimiento del combustible, lo cual no es posible dado que el combustible ya se ha encargado para toda la duración del proyecto. Si las unidades de explotación a largo plazo se «actualizaran» para aumentar el número de modulaciones disponibles, tendría que realizarse un nuevo encargo de combustible, lo cual resultaría excesivamente costoso.

b) Al estar sometido a las restricciones técnicas y jurídicas impuestas por la AFNC/FANC ([20]), el operador nuclear dispone de un margen de maniobra muy limitado para planificar paradas por mantenimiento, obras y recarga de combustible. Las paradas planificadas son muy complejas de ejecutar y deben prepararse con meses o incluso años de antelación. En el marco del RITME ([21]), el participante en el mercado debe publicar oportunamente las fechas de las paradas, por ejemplo, a través de la plataforma de mensajes urgentes de mercado de NordPool ([22]), generalmente, en la práctica, con tres años de antelación. Además, es muy difícil que las fechas de parada puedan modificarse una vez anunciadas (habida cuenta de las limitaciones operativas, como la disponibilidad de piezas y contratistas), y estos cambios pueden ser cuestionados por el GRT que, de considerar que la desviación provoca una perturbación de la red, puede solicitar una indemnización al operador nuclear. En cualquier caso, las fechas de parada no podrán modificarse después de mediados de julio del año anterior sin la autorización previa del GRT.

c) Desde el punto de vista operativo, las unidades de explotación a largo plazo funcionarán con ciclos de combustible de doce meses (en lugar de los actuales ciclos de combustible de dieciocho meses). Esta decisión se toma teniendo en cuenta un equilibrio económico:

— En primer lugar, con el objetivo de maximizar el período de producción de las unidades de explotación a largo plazo durante los próximos inviernos, cuando la demanda de electricidad —y los precios— se encuentren en su nivel más alto, mientras que la producción de electricidad renovable sea menor. Por lo tanto, se acordó que las unidades de explotación a largo plazo funcionaran con un ciclo de combustible de doce meses, de manera que las paradas periódicas debidas a la recarga de combustible pudieran sincronizarse y producirse cada año durante el verano.

([18]) Bélgica concedió autorizaciones del director general de BelV, una organización filial de la AFNC/FANC, a modulaciones económicas de hasta treinta veces por ciclo:
En el caso de Doel 4, véase BelV, 3078/2739/POI.851, *Kerncentrale Doel - Eenheid Doel 4 - Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties*, 26 de julio de 2017.
En el caso de Tihange 3, véase BelV, 2018-0330, *Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues*, 28 de agosto de 2018.

([19]) Véase, por ejemplo, i) SFEN/RGN, *9. Parc nucléaire: la manoeuvrabilité au détriment de la performance?* [«Parque nuclear: ¿la maniobralidad en detrimento del rendimiento?», documento en francés], 25 de julio de 2023; ii) C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, P. da Costa, «Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience» [«Suministro de energía nuclear: en contra de los conceptos erróneos. Muestras de flexibilidad nuclear a partir de la experiencia en Francia», documento en inglés], *Energy*, volumen 151, 2018, pp. 289-296; iii) Alexey Lokhov, «Suivi de charge dans les centrales nucléaires» [«Seguimiento de la carga en las centrales nucleares», documento en francés], *AEN Infos*, 2011, n.º 29.2.

([20]) Véase la nota 18.

([21]) Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1), artículo 2, apartado 1, letra b).

([22]) En el siguiente enlace se facilitan todos los mensajes urgentes de mercado futuros sobre Tihange 3 y Doel 4: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— En segundo lugar, a fin de tener en cuenta las señales del mercado a medio y largo plazo, en la industria nuclear es práctica habitual programar las paradas durante los meses con precios más bajos. Por lo tanto, desde un principio, la planificación general de las paradas en Doel 4 y Tihange 3 se ha optimizado para limitar en la mayor medida posible los efectos en el precio de mercado, al pasar de un ciclo de combustible de dieciocho meses a un ciclo de doce meses (como se explica en el punto – anterior).

2.2. Eliminación progresiva de la energía nuclear en Bélgica

(18) Como se describe en la sección 2.1 de la Decisión de incoación, en 2003, el Parlamento federal belga adoptó una ley que prohibía la construcción de nuevas unidades nucleares destinadas a la producción industrial de electricidad mediante fisión nuclear en Bélgica y limitaba la explotación de los reactores ya existentes a cuarenta años, con lo que se establecía una eliminación progresiva de la energía nuclear entre 2015 y 2025 (la «Ley de 2003» o «Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear») ([23]). Según lo que establecía inicialmente esta ley, Doel 3 y Tihange 2 quedaron permanentemente desconectados de la red el 23 de septiembre de 2022 y el 31 de enero de 2023, respectivamente. Mediante las leyes de 18 de diciembre de 2013 y 28 de junio de 2015 ([24]), se modificó la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear y se prolongó diez años la vida útil de los tres reactores más antiguos, Tihange 1, Doel 1 y Doel 2, hasta el 30 de septiembre de 2025, el 14 de febrero de 2025 y el 30 de noviembre de 2025, respectivamente (extensión de diez años de la vida útil) ([25]).

(19) Según la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear, Doel 4 y Tihange 3 debían cerrar en 2025. Como consecuencia de ello, desde 2020, los objetivos estratégicos de Engie en relación con las actividades nucleares eran: i) retirarse de las actividades de generación de energía nuclear en Bélgica para reducir su riesgo de exposición a la volatilidad de los precios del mercado como operador nuclear, y ii) dejar de incluir la producción de energía nuclear como parte de su actividad principal. Desde 2020, esta retirada ha dado lugar a la interrupción de todos los estudios relativos a la extensión de sus centrales nucleares (todas situadas en Bélgica). La comunicación financiera de Engie desde 2020 se ajusta a este objetivo estratégico de retirada y se ha tenido en cuenta en las hipótesis contables utilizadas para elaborar los estados financieros consolidados, en particular en las pruebas de deterioro del valor ([26]).

(20) El cuadro 1 ofrece una visión general de los siete reactores nucleares belgas, en particular sobre su estado de propiedad, su capacidad neta y sus fechas iniciales de desactivación de conformidad con la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear y las posteriores revisiones.

Cuadro 1

Panorama general de las centrales nucleares de Bélgica

Reactor nuclear	Propiedad	Capacidad neta en 2023 (MWe)	Fecha de desactivación (Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear)	Fecha de desactivación (revisada)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 de febrero de 2015	14 de febrero de 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 de diciembre de 2015	30 de noviembre de 2025

([23]) «Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie/Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», ley de 31 de enero de 2003. Según la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear, las fechas de cierre de las centrales nucleares en Bélgica habrían sido el 15 de febrero de 2015 (Doel 1), el 1 de diciembre de 2015 (Doel 2), el 1 de octubre de 2022 (Doel 3), el 1 de julio de 2025 (Doel 4), el 1 de octubre de 2015 (Tihange 1), el 1 de febrero de 2023 (Tihange 2) y el 1 de septiembre de 2025 (Tihange 3).

([24]) El 5 de marzo de 2020, la Ley de 28 de junio de 2015 fue anulada por el Tribunal Constitucional (asunto 34/2020), a raíz de una sentencia prejudicial del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (asunto C 411/17), dado que no se respetaron las obligaciones relativas a la evaluación de impacto ambiental, aunque la ley se mantuvo en vigor hasta el 31 de diciembre de 2022. El 11 de octubre de 2022, tras realizar una evaluación de impacto ambiental, se aprobó una «Ley de reparación» que modificaba las fechas de desactivación. La Ley de reparación pospuso la desactivación de Doel 1, Doel 2 y Tihange 1 hasta 2025.

([25]) Véase la Decisión de la Comisión de 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica — Extensión de la vida útil de las centrales nucleares Tihange 1, Doel 1 y Doel 2 (DO C 142 de 5.5.2017, p. 1).

([26]) Consúltense las correspondientes pruebas en las notas 7 y 8 de la Decisión de incoación.

Reactor nuclear	Propiedad	Capacidad neta en 2023 (MWe)	Fecha de desactivación (Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear)	Fecha de desactivación (revisada)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 de octubre de 2022	*Desactivación el 23 de septiembre de 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1 de julio de 2025	31 de octubre de 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1 de octubre de 2015	30 de septiembre de 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1 de febrero de 2023	*Desactivación el 31 de enero de 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 de septiembre de 2025	31 de octubre de 2035 (*)

Fuente: Autoridades belgas — Se hace referencia al sitio web del Servicio Público Federal («SPF») de Economía relativo a la producción de energía nuclear en Bélgica, consultado por última vez el 18 de junio de 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF de Economía [«Parque de producción de centrales nucleares en Bélgica», página en francés]. Como se ha indicado, Doel 3 y Tihange 2 se han desactivado. El siguiente informe recoge su antigua capacidad neta: Organismo Internacional de Energía Atómica, *Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States* [«Experiencia operativa con las centrales nucleares en los Estados miembros», documento en inglés], OIEA, Viena (2022) (accesible a través del sitio web del SPF de Economía).

(*) Fecha de desactivación revisada cuando los reactores nucleares estén operativos el 1 de noviembre de 2025; la última fecha de desactivación posible es el 31 de diciembre de 2037.

2.3. La decisión de Bélgica de proseguir con la energía nuclear

(21) El 18 de marzo de 2022, el Gobierno federal belga (en lo sucesivo, «Gobierno belga») decidió reconsiderar la eliminación progresiva de la energía nuclear y permitir la extensión de la vida útil (explotación a largo plazo) de los dos reactores nucleares más recientes, Doel 4 y Tihange 3, por un período de diez años (en lo sucesivo, «proyecto de explotación a largo plazo»). La decisión de Bélgica se adoptó en el contexto de la respuesta europea a la guerra rusa contra Ucrania (en particular la necesidad de que los Estados miembros de la UE redujeran su consumo de gas y su dependencia del gas) y a la consiguiente crisis del gas, así como ante las preocupaciones que ya existían en cuanto a la seguridad del suministro en Bélgica (véase también la sección 2.4, a continuación), habida cuenta del aumento de las necesidades de electrificación (para permitir la transición energética) y de la escasa disponibilidad del parque nuclear francés en el período 2021-2022 (debido a problemas imprevistos de corrosión y al exhaustivo mantenimiento necesario para extender su vida útil) ([27]).

(22) Posteriormente, en 2022, el Gobierno belga inició negociaciones con el operador nuclear belga, Electrabel, en relación con la ejecución de la extensión de la vida útil. Las razones para no haber organizado una licitación, facilitadas por Bélgica, y sobre las que la Comisión no planteó dudas en la Decisión de incoación, se mencionan en el considerando 38 de la Decisión de incoación, y son las siguientes:

a) Posesión de los conocimientos técnicos y los permisos necesarios: el acceso a la capacidad de generación nuclear requiere conocimientos técnicos especiales, incluidos los específicos de cada país, de los que no disponen todos los agentes del mercado, algo que la Comisión reconoció anteriormente en relación con Electrabel en particular (véase la nota 30 de la Decisión de incoación) y los operadores nucleares en general (véase la nota 31 de la Decisión de incoación); los conocimientos técnicos, la propiedad intelectual y los permisos pertinentes relativos a las instalaciones nucleares en Bélgica son exclusivos y actualmente solo los posee Electrabel.

([27]) Véase la Decisión de la Comisión de 29 de septiembre de 2023, SA.104336 (2023/N), Bélgica — Modificaciones del mecanismo de capacidad (DO C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) Plazos: el tiempo transcurrido entre la decisión del Gobierno belga respecto del proyecto de explotación a largo plazo y la fecha prevista de reanudación de las unidades de explotación a largo plazo es muy breve, y una reanudación en septiembre (en el caso de Tihange 3) y en noviembre (en el caso de Doel 4) de 2025 exige realizar determinados trabajos preparatorios y estudios de viabilidad [las «actividades de desarrollo» (véase la nota 32 de la Decisión de incoación)] antes del inicio efectivo de las obras. Electrabel, como único operador nuclear en Bélgica, era la única empresa que disponía de los conocimientos, los recursos y las herramientas exclusivos para llevar a cabo estas actividades de manera rápida y eficaz. Por consiguiente, ningún operador distinto de Electrabel podría haber sido seleccionado a través de un procedimiento de licitación, y la convocatoria de un procedimiento de licitación para seleccionar al operador de las unidades de explotación a largo plazo no habría logrado resultados provechosos dadas las especificidades y limitaciones del proyecto de explotación a largo plazo.

(23) Engie, la empresa matriz de Electrabel, se mostró inicialmente reticente a entablar negociaciones con Bélgica sobre el proyecto de explotación a largo plazo, alegando que la tecnología nuclear se había vuelto demasiado cara y arriesgada, y aludiendo a la intención de Engie de detener las operaciones nucleares en Bélgica después de 2025 (véase el considerando 19). Por lo tanto, el Estado belga acordó con Engie establecer un mecanismo para compartir, de manera equilibrada y transparente, los riesgos y beneficios derivados de la extensión de la vida útil de los dos reactores. Según Bélgica, Engie dejó claro desde un principio que, sin un mecanismo de distribución de riesgos y un acuerdo sobre los residuos nucleares resultantes de la explotación de las siete centrales nucleares de Bélgica, no consideraría la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares, lo que le obliga a modificar sustancialmente su estrategia empresarial y su exposición al riesgo ([28]).

(24) El proceso de negociación se ha descrito detalladamente en la sección 3.1 de la Decisión de incoación y desembocó en la celebración de un acuerdo de ejecución el 13 de diciembre de 2023, con vistas a reanudar la explotación de las unidades de explotación a largo plazo antes del invierno 2025-2026. Como se menciona en el considerando 36 de la Decisión de incoación, el acuerdo de ejecución consta de tres componentes principales, todos los cuales responden al objetivo de apoyar la ejecución del proyecto de explotación a largo plazo:

a) Componente 1: el conjunto de submedidas relacionadas con la remuneración y las disposiciones financieras encaminadas a permitir unos ingresos estables de los dos reactores nucleares, así como los cambios en la estructura accionarial mediante la creación de BE-NUC (véase la sección 3.3.1).

b) Componente 2: el conjunto de submedidas relacionadas con la clausura de las centrales nucleares y el almacenamiento a largo plazo y el almacenamiento definitivo de los residuos nucleares y el combustible gastado transferidos (incluida la modificación del paquete de seguridad para supervisar la situación financiera del operador nuclear con respecto al perfil de riesgo modificado debido al límite máximo acordado) (véase la sección 3.3.2).

c) Componente 3: los acuerdos sobre reparto de riesgos e indemnización en caso de que se produzcan determinados cambios legislativos (véase la sección 3.3.3).

(25) El acuerdo de ejecución se modificó en dos ocasiones a lo largo de 2024 ([29]). Su contenido se describe con mayor profundidad en la sección 3.

(26) A continuación se exponen algunos de los hitos importantes del proyecto de explotación a largo plazo:

a) Una vez cerrado el acuerdo, se realizarán nuevos preparativos para reanudar la producción el 1 de septiembre (en el caso de Tihange 3) y el 1 de noviembre (en el caso de Doel 4) de 2025 a más tardar.

b) El período comprendido entre la fecha original de desactivación de los reactores (según se establece en la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear de 2003, esto es, el 1 de julio de 2025 para Doel 4 y el 1 de septiembre de 2025 para Tihange 3 — véase el cuadro 1) y la fecha de reanudación de la producción se utilizará para preparar las unidades de explotación a largo plazo con vistas a su reactivación y se denominará «período de parada».

([28]) Consúltense las correspondientes pruebas en la nota 10 de la Decisión de incoación.

([29]) El 10 de mayo de 2024, se celebró un primer acuerdo rectificativo que abarcaba las siguientes cuestiones: modificación de determinadas condiciones de la solicitud de propuestas para la valoración pericial, aplazamiento de la fecha prevista de cierre, determinadas confirmaciones, modificaciones técnicas, corrección de un error en el acuerdo de compra de acciones II y plazo adicional para la celebración del ASA y el EMSA. El 15 de julio de 2024, se celebró un segundo acuerdo rectificativo que abarcaba las siguientes cuestiones: aplazamiento de la fecha de parada prolongada hasta el 21 de febrero de 2025, acuerdo sobre las condiciones del proceso de licitación del EMSA, determinadas confirmaciones, modificación técnica del acuerdo de compra de acciones I.

c) El período de tres años comprendido entre septiembre de 2025 y el 31 de diciembre de 2028 (la «fecha de ajuste» ([30])) corresponde a la «fase de reanudación» y se utilizará para adaptar las unidades de explotación a largo plazo a los requisitos de la autoridad belga de seguridad nuclear.

d) A partir del 1 de enero de 2029, se espera que las unidades de explotación a largo plazo funcionen a pleno rendimiento hasta el 1 de noviembre de 2035, durante la denominada «fase de funcionamiento».

(27) Como consecuencia de ello, la producción de electricidad durante el período 2026-2028 será relativamente baja debido a que, durante la fase de reanudación, se programarán paradas de los dos reactores con más frecuencia de lo habitual (las «paradas programadas de la explotación a largo plazo» ([31])). Se espera que la indisponibilidad de las unidades de explotación a largo plazo durante dichas paradas programadas sea de veinticuatro semanas al año, y esto durante los tres primeros años posteriores a la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo.

(28) Además de las paradas programadas de la explotación a largo plazo, se prevé una parada normal anual de las centrales nucleares («paradas programadas ajenas a la explotación a largo plazo» ([32])) durante todo el período de extensión de la vida útil (es decir, durante la fase de reanudación y la fase de funcionamiento), hasta un año antes del final de las operaciones en el caso de Doel 4 y hasta el último año de las operaciones en el caso de Tihange 3. Se espera que cada parada programada ajena a la explotación a largo plazo dure seis semanas. Como consecuencia de ello se prevé que, durante los tres primeros años posteriores a la reanudación de la explotación a largo plazo, los dos reactores nucleares estén apagados durante treinta semanas al año.

(29) Además de las paradas programadas (tanto relacionadas con la explotación a largo plazo como ajenas a ella), pueden surgir problemas no planificados e imprevistos que requieran una parada adicional de las unidades de explotación a largo plazo. En el modelo financiero de firma subyacente al acuerdo de remuneración ([33]) se ha presupuesto una tasa de parada forzosa del 10 %. Esto supone que tanto Doel 4 como Tihange 3 tienen una tasa de disponibilidad objetivo del 90 % a lo largo de diez años, sin tener en cuenta las paradas programadas de la explotación a largo plazo y las ajenas a la explotación a largo plazo.

(30) Si se incluyen todas las paradas programadas y no programadas, Doel 4 y Tihange 3 tienen un índice de disponibilidad previsto de aproximadamente el 68,4 % y el 67,4 %, respectivamente.

(31) La capacidad nominal de producción de electricidad, la producción anual de electricidad y el porcentaje en la demanda nacional de electricidad en Bélgica para Doel 4 y Tihange 3, antes y después de la extensión de la vida útil, se han resumido en el cuadro 2. Como se desprende claramente del cuadro 2, se espera que la producción anual estimada de electricidad de las unidades de explotación a largo plazo se duplique tras la fase de reanudación.

Cuadro 2

Características principales de Doel 4 y Tihange 3 (antes y después de la explotación a largo plazo)

	Doel 4	Tihange 3
Antes de la extensión de la vida útil		
Capacidad nominal (*cifras de 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Producción anual de electricidad (*cifras de 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Porcentaje de la demanda belga de electricidad (*cifras de 2022*)	11 %	9 %

([30]) El «ajuste» (*true-up* por su término inglés) es un proceso utilizado para garantizar que todas las cuentas y registros sean exactos y estén equilibrados. Consiste en comparar las cifras estimadas o iniciales con las cifras reales y finales, y realizar los ajustes necesarios.

([31]) Las «paradas programadas de la explotación a largo plazo» son las paradas planificadas necesarias para que las unidades de explotación a largo plazo cumplan los requisitos de la autoridad de seguridad.

([32]) Las «paradas programadas ajenas a la explotación a largo plazo» son las paradas normales anuales (principalmente con fines de recarga de combustible) que se prevén ya desde el primer, segundo y tercer año después de las respectivas fechas de reanudación de la explotación a largo plazo de Doel 4 y Tihange 3 hasta un año antes del final de las operaciones en el caso de Doel 4 y hasta el último año de operaciones en el caso de Tihange 3.

([33]) El «modelo financiero de firma» es el modelo financiero en el que se basa el acuerdo de remuneración firmado el 13 de diciembre de 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Tras la extensión de la vida útil		
Capacidad nominal (*cifras de 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Producción anual de electricidad (*estimaciones*)	2026 – 2028: 3 435 GWh después de 2029: 7 158 GWh	2026 – 2028: 3 435 GWh después de 2029: 7 186 GWh
Porcentaje de la demanda belga de electricidad (*estimaciones*)	2026 – 2028: 3 % – 4 % después de 2029: 6 % – 8 %	2026 – 2028: 3 % – 4 % después de 2029: 6 % – 8 %

Fuente: Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS) del OIEA, Asociación Nuclear Mundial; Estudio sobre adecuación y flexibilidad para Bélgica (2024-2034) elaborado por Elia.

2.4. Problemas de cobertura de los recursos en Bélgica

(32) Como se menciona en el considerando 17 de la Decisión de incoación, desde 2019, el GRT belga, Elia, llevó a cabo tres análisis nacionales de la cobertura (denominadas «2019 NRAA», «2021 NRAA» y «2023 NRAA», por sus siglas en inglés), y en las tres se determinó la necesidad de una nueva capacidad para el invierno de 2025-2026, como consecuencia de la eliminación (parcial) de la energía nuclear en Bélgica, que comenzó con la clausura de Doel 3 y Tihange 2 en 2022 y 2023 (véase el cuadro 1), y se vio reforzada por la clausura de las capacidades de generación térmica en los países vecinos y los problemas con los activos nucleares franceses.

(33) Con el fin de abordar estos problemas de cobertura, Bélgica creó un mecanismo de capacidad, aprobado por la Comisión en 2021 y que ha sido modificado en dos ocasiones desde entonces ([34]). El mecanismo de capacidad constituye una medida para el conjunto del mercado que compensa el hecho de que las centrales estén preparadas para suministrar electricidad en períodos predefinidos, independientemente de que produzcan o no. El mecanismo de capacidad tiene por objeto abordar los problemas de cobertura en el sector de la electricidad, apoyando al mismo tiempo la transición energética, y se pondrá en marcha a partir del invierno de 2025, en el momento en que también se espera que se reactiven las dos unidades de explotación a largo plazo (véase el considerando 26).

2.5. Mercado de la electricidad en Bélgica

(34) La combinación energética de Bélgica está actualmente dominada por la generación de electricidad a partir de gas y energía nuclear, aunque la cuota de energías renovables ha aumentado de forma constante en los últimos años. En 2023, la cuota de energía nuclear, gas y energías renovables en la combinación de generación de electricidad fue del 39,9, el 21,4 y el 32,7 %, respectivamente ([35]).

(35) Según Bélgica, los principales operadores del mercado de la generación de electricidad, en términos de capacidad instalada conectada a nivel de la red de transporte, son Electrabel (9,3 GW en 2023 — 65 %), Luminus (2,2 GW en 2023 — 15 %), RWE (0,7 GW en 2023 — 5 %), Eneco (0,7 GW en 2023 — 5 %) y TotalEnergies (0,6 GW en 2023 — 4 %). Bélgica alega que el indicador IHH ([36]) sobre la concentración del mercado disminuyó de 5 510 en 2016 a 4 431 en 2023, debido en parte a que operadores del mercado no históricos están desarrollando en mayor medida fuentes de energía renovables (solar y eólica) ([37]).

([34]) Véase la Decisión de la Comisión de 27 de agosto de 2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Bélgica — Mecanismo de capacidad (DO L 117 de 19.4.2022, p. 40). Primera decisión de modificación: Decisión de la Comisión de 29 de septiembre de 2023, SA.104336 (2023/N), Bélgica — Modificaciones del mecanismo de capacidad (DO C, C/2023/265, 18.10.2023). Segunda decisión de modificación: Decisión de la Comisión de 17 de septiembre de 2024, SA.114003 (2024/N), Bélgica — Segunda serie de modificaciones del mecanismo de capacidad (DO C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) «Resumen de datos sobre la energía belga» (SPF de Economía, 2024). En las secciones 2.2.1 y 2.2.2 de la Decisión de incoación se ofrecen más detalles sobre el mercado mayorista y minorista de la electricidad en Bélgica y la posición de mercado de los principales operadores (sobre la base de datos de 2022).

([36]) El índice Herfindahl-Hirschman (IHH) es una medida de la concentración del mercado, que se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado de cada empresa competidora en el mercado y sumando a continuación las cifras resultantes. Los mercados con un IHH superior a 2 500 se consideran por lo general mercados muy concentrados. Los valores del IHH se extraen de los informes anuales de la CREG y se basan en la capacidad instalada y en la generación de instalaciones conectadas a nivel de la red de transporte.

([37]) Informe anual de la CREG (2024).

(36) Según Bélgica, los principales operadores en términos de generación de electricidad a partir de instalaciones conectadas a la red de transporte en Bélgica son Electrabel (39,1 TWh en 2023 — 70 %), Luminus (6,8 TWh en 2023 — 12 %), Eneco (2,5 TWh en 2023 — 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh en 2023 — 4 %) y RWE (2 TWh en 2023 — 4 %). Bélgica señala que el indicador IHH sobre la concentración del mercado disminuyó de 6 372 en 2016 a 5 143 en 2023, gracias al aumento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables ([38]).

(37) Según Bélgica, a nivel minorista, en 2023, había un total de dieciséis proveedores de electricidad en el país. Los principales proveedores en términos de electricidad suministrada son Electrabel (47 % en 2023), Luminus (18,2 % en 2023), TotalEnergies (5,5 % en 2023) y Eneco (5,3 % en 2023), mientras que hay otros muchos operadores de muy pequeño tamaño ([39]).

3. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA

3.1. Objetivos de la medida y fallos de mercado

(38) La extensión de la vida útil de las dos unidades de explotación a largo plazo facilitará el desarrollo de una actividad económica y ayudará a afrontar los problemas de cobertura en Bélgica (véase la sección 2.4). Además, Bélgica alega que con la extensión de la vida útil de los reactores nucleares también se propone reducir la dependencia de las importaciones en general y de los combustibles fósiles importados (en consonancia con los objetivos de REPowerEU) en particular, de manera que se contribuya también a la descarbonización del sistema eléctrico belga y se suministre capacidad de carga base ante el aumento de las necesidades de electrificación en un futuro próximo en Bélgica.

(39) Bélgica sostiene que el objetivo de la medida de ayuda es superar una serie de deficiencias del mercado que impiden a Electrabel seguir explotando los reactores nucleares en Bélgica sin aportaciones adicionales del Gobierno belga ([40]).

a) En primer lugar, Bélgica alega que existen una serie de deficiencias bien documentadas en el mercado de la electricidad que, por lo general, impiden que los mercados ofrezcan suficientes incentivos a la inversión en la capacidad de generación necesaria para cumplir las normas de cobertura, tal como se describe con más detalle en las decisiones de la Comisión relativas al mecanismo de capacidad belga (véase la nota 34).

b) En segundo lugar, Bélgica sostiene que los mercados de la electricidad y del carbono presentan deficiencias adicionales que afectan en particular a los incentivos para invertir en tecnologías de baja emisión de carbono, como la falta de oportunidades de cobertura a largo plazo (esto afecta especialmente a las tecnologías limpias, que exigen mucho capital debido a su exposición a flujos de ingresos volátiles), la cobertura insuficiente de las externalidades negativas de los gases de efecto invernadero [por ejemplo, al fijar un precio del carbono en el régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) de la Unión Europea por debajo del coste social del carbono, y la falta de una señal previsible a largo plazo del precio del carbono debido a la volatilidad estructural del RCDE UE], así como la falta de incentivos para invertir en una combinación de generación de energía diversa, dado que la naturaleza de la fijación de precios de las centrales eléctricas fósiles (de gas) en los mercados de la electricidad ofrece una cobertura natural.

c) En tercer lugar, Bélgica aduce que las inversiones nucleares se enfrentan a una serie de riesgos específicos que son especialmente difíciles de cubrir o gestionar para los inversores comerciales, tales como: i) los riesgos técnicos y de gestión de proyectos, ii) los riesgos relacionados con la gestión de los residuos y la clausura, y iii) los riesgos reglamentarios y políticos.

(40) Bélgica alega que, habida cuenta de estas deficiencias generales del mercado relativas a las inversiones que implican una reducción de las emisiones de carbono en los mercados de la electricidad, y a la luz de los riesgos adicionales a los que está expuesto un operador nuclear, el Gobierno belga necesita obtener un compromiso de apoyo a la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. Por lo tanto, Bélgica sostiene que el objetivo de la medida notificada es superar estas deficiencias del mercado.

([38]) Informe anual de la CREG (2024).
([39]) *Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique* (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) En los considerandos 23 y 24 de la Decisión de incoación figura una descripción más detallada de las deficiencias del mercado.

3.2. **Modificaciones de la medida por parte de Bélgica a raíz de la Decisión de incoación**

(41) En respuesta a las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación (véase la sección 3.8), Bélgica modificó determinadas partes de la medida.

(42) En concreto, estas modificaciones atañen a:

a) El traspaso de la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas de la empresa en participación entre el Estado belga y Electrabel, denominada BE-NUC (entidad que poseerá el 89,807 % de las unidades de explotación a largo plazo, que inicialmente estaba obligada contractualmente a realizar una modulación cada vez que se cumplieran las condiciones establecidas en los acuerdos), al socio del acuerdo de servicios de gestión de la energía (acuerdo denominado «EMSA», por sus siglas en inglés) (encargado de vender la electricidad nuclear en el mercado), y la introducción de incentivos financieros en la remuneración del socio del EMSA, con el fin de garantizar en mayor medida un uso eficiente de la limitada disponibilidad de modulaciones (véase la sección 3.3.1.5). Como consecuencia de ello, se ha eliminado el umbral de modulación fijo preestablecido de menos 20 EUR/MWh, ya que el socio del EMSA tendrá incentivos adecuados para decidir cuándo es más eficiente realizar una modulación del reactor nuclear. La modificación de la estructura de remuneración también se ha tenido en cuenta en la estrategia revisada de ofertas y desequilibrios (estrategia denominada «BIS», por sus siglas en inglés).

b) El refuerzo del mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias (el «ajuste por riesgos derivados de los precios de mercado» o «MPRA», por sus siglas en inglés) de modo que la ayuda financiera se adapte más fielmente a los cambios en los precios del mercado (mediante el ajuste de la tasa de rentabilidad *de facto* del proyecto) (véase la sección 3.3.1.3.2).

c) Un límite máximo al importe del «pago de gastos de explotación (OPEX) mínimos y capital» (mecanismo denominado «MOCP», por sus siglas en inglés) para evitar que el coste de dicho MOCP sea excesivo para el Estado belga (véase el punto 3.3.1.3.3).

(43) Las modificaciones anteriores se exponen con detalle en la sección 3.3 de la presente Decisión.

3.3. **Descripción detallada de los componentes de la medida**

(44) Esta subsección describe los diferentes componentes del paquete de ayuda al proyecto de explotación a largo plazo, en particular las modificaciones introducidas por Bélgica a raíz de las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación (véanse las secciones 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3), así como las opciones de financiación alternativas consideradas por Bélgica (véase la sección 3.3.4).

3.3.1. *Componente 1: Disposiciones financieras y estructurales*

(45) Se ha previsto un conjunto de mecanismos de apoyo financiero para permitir la financiación de una extensión oportuna y segura de la vida útil de los dos reactores nucleares. Todas las submedidas del componente 1 se describen detalladamente en el resto de esta sección.

(46) Durante la investigación formal, Bélgica presentó la justificación de todas las partes de la ayuda financiera:

a) Bélgica recuerda que las inversiones nucleares constituyen grandes inversiones en infraestructuras con huellas centenarias que se caracterizan por unos importantes costes de capital inicial y períodos de construcción con riesgos e incertidumbres significativos, así como por largos períodos de amortización ([41]). Dado que las inversiones comerciales en activos nucleares están expuestas a riesgos incontrolables y con repercusiones potencialmente importantes relacionados con las políticas, la reglamentación y la tecnología, con una estructura de costes predominantemente fija, su rendimiento financiero es especialmente sensible a la disponibilidad real y a los posibles sobrecostes. Por lo tanto, históricamente, los reactores nucleares se han financiado en el contexto o bien de la titularidad pública o bien de un marco reglamentario de apoyo que reducía la exposición a los riesgos y garantizaba el compromiso gubernamental a largo plazo.

([41]) Véase *Financing Nuclear Energy* [«Financiación de la energía nuclear», únicamente disponible en inglés], 2 de mayo de 2024, Asociación Nuclear Mundial, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) En la mayoría de los casos recientes de inversión en activos nucleares, la financiación se apoyó a través de un conjunto de medidas reglamentarias destinadas a mitigar el efecto potencial de los riesgos de mercado y de mecanismos específicos que limitaban la exposición a riesgos tecnológicos, políticos y de regulación específicos del ámbito nuclear. Por ejemplo, algunos proyectos se han desarrollado conforme a un modelo de base de activos regulados («RAB», por sus siglas en inglés) ([42]), que Bélgica considera muy protector. Bélgica optó por un diseño de contrato bidireccional por diferencia (en lo sucesivo, «CFD»). A fin de garantizar la viabilidad económica del proyecto, el paquete de medidas del proyecto de explotación a largo plazo se ha adaptado a las necesidades de la inversión nuclear en cuestión.

c) A través de las medidas previstas en el acuerdo de remuneración, Bélgica explica que tiene la intención de ofrecer protecciones adicionales a las de un sistema autónomo de CFD a fin de proporcionar garantías contra posibles casos de insolvencia o quiebra. Sin embargo, Bélgica precisa que:

— el acuerdo de remuneración no garantiza el rendimiento financiero de la empresa en participación, en particular en caso de problemas de disponibilidad agravados o de sobrecostes importantes, por ejemplo, debido a determinados riesgos de regulación, y

— los accionistas siguen expuestos a importantes riesgos e incentivos financieros que fomentan el rendimiento y un comportamiento conforme al mercado, lo que difiere de los modelos RAB típicos, que suelen ofrecer garantías sólidas en cuanto a la recuperación de costes y la rentabilidad de la inversión, además de una financiación y liquidez suficientes.

d) Además, Bélgica señala que las inversiones en energía nuclear están muy controladas por las instituciones financieras, con estrictas exigencias en materia de diligencia debida a fin de evaluar el posible impacto de los distintos tipos de riesgos e incertidumbres, prestando también una atención fundamental a la estructuración general de los proyectos. La experiencia en Europa sugiere, en particular, que resulta especialmente difícil obtener financiación para inversiones en energía nuclear, al no existir mecanismos de protección adecuados ([43]).

3.3.1.1. Acuerdo de desarrollo conjunto («JDA», por sus siglas en inglés)

(47) Como se menciona en el considerando 22, debido al ajustado calendario para la reanudación de la explotación a largo plazo, el operador nuclear, Electrabel, determinó y acordó con Bélgica llevar a cabo algunas actividades de desarrollo necesarias para que pueda reanudarse a tiempo la explotación a largo plazo y para cumplir los requisitos y expectativas de la autoridad de seguridad, antes de realizar la transacción final. Estas actividades de desarrollo se establecieron en el JDA, que se modificó por última vez el 18 de julio de 2024 («JDA++») ([44]).

(48) El JDA++ establece las condiciones según las cuales Bélgica prefinancia los costes y gastos soportados por Electrabel para llevar a cabo las actividades de desarrollo ([45]) hasta que se hayan adoptado y hayan entrado en vigor todos los cambios legislativos necesarios (en lo sucesivo, la «condición legislativa»). Poco después de cumplir la condición legislativa (el 15 de julio de 2024), Electrabel comenzó a financiar sus propios costes y gastos para las actividades de desarrollo y seguirá haciéndolo hasta que el importe de la financiación de Electrabel sea igual al importe prefinanciado por el Estado belga (lo que se prevé para principios de 2025), tras lo cual Electrabel y el Estado belga financiarán los costes y gastos de las actividades de desarrollo al 50/50.

([42]) La bibliografía ha descrito exhaustivamente los modelos de base de activos regulados. Véase, por ejemplo, Meshkat, Mustafa. *Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models* [«Creación y modernización de proyectos de centrales nucleares: Evaluación de los modelos de ingeniería, suministro y construcción (EPC) y de base de activos regulados (RAB)», únicamente disponible en inglés], *Comparative Law Review,* 14.2 (2023): pp. 1001 a 1022; Thomas, Steve, *et al., The proposed RAB financing method* [«El método de financiación RAB propuesto», únicamente disponible en inglés], *Nuclear Consult* (2019).

([43]) Bélgica sostiene que los bancos comerciales no se muestran dispuestos y que los inversores suelen ser reacios, aun existiendo acuerdos de reparto del riesgo con el Estado, a verse expuestos a activos nucleares, es decir, a asumir el riesgo asociado a grandes inversiones en el sector nuclear en el contexto de políticas y normativas inciertas, y de riesgos tecnológicos.

([44]) Las actividades de desarrollo, descritas en el programa 1 del JDA++, se refieren a estudios técnicos relacionados principalmente con la concepción y el envejecimiento de las instalaciones, las mejoras de diseño, las competencias de gestión, los programas de ensayo e inspección, la evaluación de impacto ambiental (incluida la preparación de los documentos necesarios para la concesión de licencias y permisos) y las revisiones periódicas de seguridad de las unidades de explotación a largo plazo.

([45]) Que equivalen al 89,807 % (es decir, su porcentaje de propiedad de las unidades de explotación a largo plazo) del coste total, mientras que Luminus asume el 10,193 % restante.

(49) Bélgica sostiene que la financiación anticipada por parte del Estado belga de los costes y gastos de las actividades de desarrollo se limita a todos los costes y gastos realmente soportados por Electrabel, que corresponden al 89,807 % de los costes totales de las actividades de desarrollo. Se establece un mecanismo de control, así como un proceso de ajuste (*true-up*) al final del período de vigencia del contrato. Bélgica también alega que las disposiciones de financiación en el marco del JDA++ se basan en el principio de plena competencia y la buena relación calidad/precio.

3.3.1.2. Empresa en participación y financiación de los accionistas

(50) El Estado belga invertirá, junto con el operador nuclear Electrabel, en una empresa en participación, denominada BE-NUC, que será propietaria del 89,807 % de las unidades de explotación a largo plazo (como es actualmente el caso de Electrabel). El 10,193 % restante de las unidades de explotación a largo plazo permanecerá en manos de Luminus. Electrabel y el Estado belga poseerán cada uno el 50 % de BE-NUC y actuarán como accionistas igualitarios en términos de participación financiera (aportación de capital y préstamos participativos) y participación en los beneficios de las ventas de electricidad. BE-NUC, como copropietaria, sufragará el 89,807 % de las inversiones necesarias para extender la explotación y, por lo tanto, el Estado belga asumirá indirectamente el 44,9035 % de los costes de inversión relacionados con el proyecto de explotación a largo plazo. El 10,193 % restante correrá a cargo de Luminus.

(51) Electrabel es y seguirá siendo el único operador de los dos reactores nucleares a través de un acuerdo de explotación y mantenimiento (véase la sección 3.3.1.4). BE-NUC no se convertirá en operador nuclear, pero tendrá derechos de control sobre los gastos de explotación a través del acuerdo de explotación y mantenimiento.

(52) Bélgica alegó que no contempla ninguna posibilidad de recaudar deuda externa para financiar el proyecto de explotación a largo plazo. El proyecto de explotación a largo plazo será financiado íntegramente por sus accionistas mediante aportación de capital y préstamos participativos (véase la sección 3.3.1.2.2).

3.3.1.2.1. Empresa en participación

(53) El Estado belga no adquirirá participaciones de copropiedad en las unidades de explotación a largo plazo, sino que el procedimiento consistirá más bien en una transferencia (escisión parcial de los activos pertinentes) de Electrabel a la empresa en participación, de conformidad con los pasos descritos en el considerando 49 de la Decisión de incoación.

(54) Electrabel transferirá a BE-NUC sus derechos de propiedad del 89,807 % en relación con las unidades de explotación a largo plazo (así como los permisos correspondientes y cualquier otro activo necesario), a cambio de que BE-NUC distribuya acciones a Engie (el único accionista de Electrabel en ese momento). La contribución de Electrabel a BE-NUC se valorará teniendo en cuenta el valor residual del edificio, el valor del terreno y el valor de las instalaciones inmobiliarias, tal como se describe en el considerando 51 de la Decisión de incoación.

(55) Esta valoración de la contribución de Electrabel se refleja en el precio de compra de 24,7 millones EUR (sujeto a ajustes) que debe pagar el Estado belga para adquirir nuevas acciones y conservar una participación del 50 % en BE-NUC. El consejo de administración de BE-NUC solicitará a un auditor (legal) o a un contador público que elabore un informe sobre la contribución en especie, evaluando en particular la valoración aplicada y los métodos de valoración utilizados a tal efecto.

(56) Bélgica sostiene que la valoración de los activos no tiene ningún impacto en el análisis de la hipótesis contrafactual y ha aportado pruebas de que la transferencia de activos (edificios y terreno) en el marco del proyecto de explotación a largo plazo es neutra. Según Bélgica, el uso de métodos conservadores de valoración de activos (basados en el valor residual o el valor razonable) garantiza que Engie no obtenga ninguna ventaja de la transferencia de activos.

(57) Además, las instalaciones inmobiliarias corresponden a equipos destinados a la explotación a largo plazo, que se compran en el contexto de los servicios de explotación a largo plazo, los servicios de explotación y mantenimiento y los servicios relativos al acuerdo de desarrollo conjunto, y que fueron instalados e incorporados en las unidades de explotación a largo plazo antes de la escisión parcial. Por razones relacionadas con la legislación belga en materia de propiedad y para evitar la doble contabilidad, estos equipos específicos para la explotación a largo plazo no se pagan directamente, sino que se tienen en cuenta en la escisión parcial, junto con los terrenos y edificios. Además, Bélgica confirma que los flujos de efectivo correspondientes a estos equipos destinados a la explotación a largo plazo ya se reflejan en el modelo financiero de firma.

(58) Se celebró un acuerdo de accionistas entre Electrabel, el Gobierno belga y BE-NUC para establecer la gobernanza empresarial de BE-NUC y los derechos de cada uno de sus accionistas. Según este acuerdo, el consejo de administración de BE-NUC está compuesto por cuatro administradores, dos nombrados a propuesta del Gobierno belga y dos nombrados a propuesta de Electrabel. Los cargos de presidente y director financiero de BE-NUC los desempeñarán siempre administradores nombrados por el Gobierno belga. El quórum en el consejo de administración es de mayoría simple y sus resoluciones se votan por mayoría simple. Se han establecido disposiciones sobre conflictos de intereses.

(59) Como se menciona en el considerando 55 de la Decisión de incoación, los activos no europeos que actualmente posee Electrabel se transferirán a Engie. Engie, como empresa matriz de Electrabel, garantiza que, en el momento del cierre de la transacción, Electrabel conserve activos por un valor de al menos 4 000 millones EUR (sobre la base de un valor de los fondos propios calculado a fecha de 30 de junio de 2023). Además, tras el cierre, se aplican otras salvaguardias, como la supervisión continua y reforzada de la situación financiera del operador nuclear por parte de la CPN/CNV y la garantía ilimitada e irrevocable de la empresa matriz concedida por Engie en relación con determinadas obligaciones del operador nuclear.

(60) Bélgica alega que la empresa en participación constituye una inversión *pari passu*, ya que los dos accionistas pasan a conformar dicha empresa en igualdad de condiciones y, como accionistas, con el mismo nivel de riesgo y compensaciones.

3.3.1.2.2. Financiación de los accionistas: Inyección de capital y préstamos participativos

(61) La función del Estado belga como accionista conlleva, entre otras cosas, la financiación de los gastos en capital (CAPEX) y los gastos de explotación (OPEX) de BE-NUC, la gestión de las acciones y el ejercicio de los derechos de los accionistas (por ejemplo, los derechos de voto), así como el apoyo de los dos administradores de BE-NUC nombrados a propuesta del Estado belga (véase el considerando 58).

(62) La aportación de capital social consiste en:

a) una inyección de capital: tanto el Gobierno belga como Electrabel, como accionistas de BE-NUC, aportarán fondos propios a BE-NUC mediante una ampliación del capital social para financiar cualquier gasto previsto en el acuerdo de accionistas, y

b) préstamos participativos: tanto Electrabel como el Gobierno belga concederán préstamos participativos a BE-NUC («préstamo participativo de Electrabel» y «préstamo participativo del Gobierno belga», respectivamente) con el objetivo de financiar los gastos previstos en el acuerdo de accionistas.

(63) Bélgica explica que las condiciones del préstamo participativo de Electrabel son idénticas a las del préstamo participativo del Gobierno belga. Ambos préstamos participativos se concederán en condiciones de mercado, a tipos de interés que aún no se han fijado, pero que, según los acuerdos relativos a estos préstamos, serán fijados por el consejo de administración de BE-NUC de conformidad con el acuerdo de accionistas en función de los tipos vigentes en el mercado y de cualquier financiación mediante deuda de terceros comparable que pueda estar disponible en el momento pertinente. En el marco del procedimiento acordado entre el Gobierno belga y Engie, Engie ha elaborado una hoja de condiciones en la que se establecen las condiciones de ambos préstamos. En esta hoja se describe la metodología para fijar el tipo de interés. Bélgica sostiene que esta metodología es coherente con las políticas crediticias de Engie sobre la determinación de los precios de transferencia y está en consonancia con el principio BEPS de la OCDE ([46]), que garantiza que el tipo de interés se fije en condiciones de plena competencia. Según la hoja de condiciones, se espera que el tipo de interés sea un tipo de interés variable, fijado en el tipo EURIBOR a seis meses (con un suelo del 0 %) más un margen esperado de aproximadamente el [0 – 3] %.

(64) Bélgica afirma que la introducción de un préstamo participativo además de la inyección de capital responde a consideraciones financieras y transaccionales. Por una parte, la concesión del préstamo participativo ofrece una mayor flexibilidad en el diseño de los calendarios de detracción y reembolso. En particular, las disposiciones de reembolso de préstamos pueden acordarse con menos restricciones reglamentarias que los pagos de dividendos o los reembolsos de capital. Por otra parte, el préstamo podría optimizar la estructura financiera con respecto a los ingresos imponibles (hasta el 30 % del EBITDA es rescatable para deducir intereses).

([46]) Las siglas inglesas BEPS significan «erosión de las bases imponibles» (reducción de la renta imponible, o base imponible, en un país) y «traslado de beneficios» (traslado de beneficios a países en los que los impuestos son mucho más bajos o inexistentes). Los principios BEPS de la OCDE se refieren a un conjunto de directrices internacionales concebidas para hacer frente a la elusión fiscal por parte de las empresas multinacionales. Garantizan que las empresas paguen impuestos donde verdaderamente obtienen sus beneficios y llevan a cabo sus actividades empresariales reales, en lugar de trasladar los beneficios a países de baja imposición.

(65) Sobre la base de los cálculos preliminares del modelo financiero de firma, la aportación total de capital social (inyección de capital y préstamos participativos) asciende a [2 000 – 2 500] millones EUR ([47]), que el Gobierno belga y Electrabel deben aportar conjuntamente al 89,807 % en las mismas condiciones (*pari passu*) en […] tramos del […] al […] para financiar, entre otras cosas, el gasto en capital del proyecto de explotación a largo plazo (el 10,193 % restante está financiado por Luminus). La aportación de capital social debe devolverse a los accionistas de BE-NUC mediante una serie de reducciones de capital y un reembolso de los préstamos participativos y se remunerará a través de la distribución de dividendos y de intereses de los préstamos participativos. Todavía no se ha decidido cómo se dividirá exactamente la aportación de capital social ([2 000 – 2 500] millones EUR) en inyección de capital y préstamos participativos.

(66) Bélgica sostiene que las obligaciones de financiación de los accionistas y el préstamo participativo pueden considerarse financiación *pari passu*, y que el préstamo participativo se concederá en condiciones de mercado, de modo que la financiación de los accionistas no confiere una ventaja selectiva a los beneficiarios.

3.3.1.3. Acuerdo de remuneración

(67) Se ha celebrado un acuerdo de remuneración entre BE-NUC, Luminus y la contraparte del acuerdo de remuneración, que será un servicio autónomo con independencia contable dentro del Estado belga («BE-WATT»). El objetivo del acuerdo de remuneración es hacer frente a la incertidumbre de los precios de mercado y reducir el riesgo relativo a los ingresos del proyecto de explotación a largo plazo en favor de las empresas propietarias de las unidades de explotación a largo plazo, BE-NUC y Luminus. De este modo, BE-NUC y Luminus deberían percibir ingresos suficientes de la explotación de las unidades de explotación a largo plazo para garantizar su funcionamiento seguro y fiable y su viabilidad económica, permitiendo al mismo tiempo que los accionistas tengan en cuenta las exigencias de rendimiento financiero conforme al mercado.

(68) En particular, Bélgica aclara que los principios de financiación de la transacción son los siguientes:

a) Los requisitos de gasto en capital del proyecto de explotación a largo plazo son financiados principalmente por los accionistas de BE-NUC sobre una base *pari passu* (y por Luminus en proporción a su copropiedad), ya sea a través de capital o a través de préstamos participativos (véase la sección 3.3.1.2).

b) Los costes de explotación y mantenimiento del proyecto de explotación a largo plazo se financian principalmente a través de los ingresos de explotación procedentes de la explotación a largo plazo, con lo cual se garantiza un flujo de ingresos de explotación a través del CFD (en la medida en que las unidades de explotación a largo plazo se encuentren disponibles) (véase la sección 3.3.1.3.2). El precio de ejercicio del CFD se estima en un nivel que permita que la tasa interna de rentabilidad («TIR») prevista de los flujos de efectivo del proyecto de explotación a largo plazo alcance la TIR objetivo del 7 % (nominal y después de impuestos), dentro del umbral del intervalo de entre el 6 y el 8 % (véase la sección 3.3.1.3.1).

c) El MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento complementan los ingresos de explotación procedentes de la explotación a largo plazo y consisten en medidas de protección para garantizar que BE-NUC tenga, en todo momento, suficiente liquidez para pagar sus gastos de explotación, mantenimiento y combustible a fin de permitir un funcionamiento seguro y fiable de las unidades de explotación a largo plazo.

— Los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento tienen por objeto financiar los gastos efectuados antes de la reactivación de las unidades de explotación a largo plazo y garantizar que se disponga de un efectivo suficiente durante el período de puesta en marcha de tres años (hasta el 31 de diciembre de 2028), cuando aún deberán realizarse obras importantes y las unidades de explotación a largo plazo no podrán funcionar a plena capacidad.

— El MOCP solo se activa en caso de que se reduzca (considerablemente) la disponibilidad de las unidades de explotación a largo plazo, de manera que se garantice la estabilidad financiera a largo plazo durante todo el período de extensión de la vida útil. Se establece un instrumento de capital circulante que sirve de puente intraanual al MOCP anual.

(69) Los mecanismos de apoyo financiero (el CFD, el MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento) se explican más detalladamente en las secciones 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 y 3.3.1.3.4.

([47]) IVA excluido. Las cifras del modelo financiero de firma no incluyen IVA.

3.3.1.3.1. Tasa de rentabilidad del proyecto de explotación a largo plazo

(70) En términos generales, la TIR (objetivo) es el nivel mínimo de rentabilidad con el que los inversores aceptan ser compensados por un determinado nivel de riesgo en un proyecto de inversión. La TIR objetivo suele denominarse «tasa crítica de rentabilidad», que es el umbral que la TIR de un proyecto debe igualar o superar antes de que se lleve a cabo el proyecto. En teoría, la tasa crítica de rentabilidad es igual a la suma del coste del capital (por ejemplo, el coste medio ponderado del capital o «CMPC») y una prima de rentabilidad mínima. En otras palabras, se trata de una combinación de las tasas de rentabilidad de proyectos/activos comparables y ajustes para adaptarse a un perfil de riesgo concreto que incluya primas específicas del proyecto para cubrir riesgos adicionales no diversificables.

(71) En el presente asunto, el coste normalizado de la energía («LCOE», por sus siglas en inglés) corresponde al nivel mínimo del precio medio de la energía (o del precio de ejercicio en el diseño del CFD) que debe obtenerse para que el proyecto de explotación a largo plazo alcance su TIR objetivo. Como se menciona en el considerando 72 de la Decisión de incoación, el precio de ejercicio preliminar que figura en el modelo financiero de firma, basado en la hipótesis de un coste de modernización de las unidades de explotación a largo plazo de aproximadamente [2 000 – 2 500] millones EUR, se fijó en [80 – 90] EUR por MWh (en valores de 2022). Bélgica sostiene que, al considerar la aplicación del mecanismo (reforzado) de reparto de pérdidas y ganancias («MPRA»), el precio de ejercicio, basado en el modelo financiero de firma, puede variar de [80 – 90] EUR por MWh a [80 – 90] EUR por MWh (en valores de 2022).

(72) Bélgica alega que la TIR objetivo es una tasa de rentabilidad conservadora dada la exposición al riesgo del proyecto de explotación a largo plazo, basada en: i) un ejercicio de evaluación comparativa de las tasas de rentabilidad de otras inversiones nucleares a nivel mundial y otros activos del sector eléctrico en Bélgica (véase la sección 3.3.1.3.1.1), ii) una evaluación del coste de capital de BE-NUC (tanto el CMPC como el coste de los fondos propios) basada en el modelo de valoración de activos financieros «MVAF» (véase la sección 3.3.1.3.1.2), y iii) una simulación de la TIR prevista ajustada por el MPRA en vista de las circunstancias del mercado actualizadas que indica que la TIR prevista del proyecto de explotación a largo plazo ha disminuido en comparación con la situación en el momento de la negociación del acuerdo de ejecución (véase la sección 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Ejercicio de evaluación comparativa

(73) Bélgica aportó una referencia internacional de las tasas de rentabilidad objetivo y del coste del capital en relación con empresas que explotan centrales nucleares en diversas zonas geográficas, así como con las centrales eléctricas alimentadas por gas remuneradas en el marco del mecanismo de capacidad belga y las empresas que explotan otros tipos de infraestructuras de transporte y almacenamiento de energía en Bélgica. El ejercicio de evaluación comparativa se perfeccionó tras la adopción de la Decisión de incoación, en particular con una descripción más detallada de la naturaleza de los marcos reglamentarios y de los posibles regímenes adicionales que puedan afectar a la asignación de riesgos para las empresas y los proyectos considerados. El cuadro 3 ofrece una visión general de las estimaciones públicas de la tasa de rentabilidad objetivo o del CMPC de los proyectos y empresas comparados.

Cuadro 3

Estimaciones públicas del CMPC para proyectos/empresas comparados

Empresa/proyecto considerado y propiedad	Marco reglamentario y período pertinente	Tasa de rentabilidad objetivo/CMPC después de impuestos y año de decisión [1]	Prima sobre el tipo exento de riesgo [2]
Servicios públicos estadounidenses integrados verticalmente (Georgia Power y Duke Energy), principalmente de propiedad privada	Modelo RAB (período de tres años 2023-2025 para Georgia Power, a partir de 2023 para Duke Energy en Carolina del Sur, a partir de 2024 para Duke Energy en Carolina del Norte; último año sujeto a revisión)	6,36 – 7,06 % (2022 y 2023)	2,8 % – 4,2 %

Empresa/proyecto considerado y propiedad	Marco reglamentario y período pertinente	Tasa de rentabilidad objetivo/CMPC después de impuestos y año de decisión (1)	Prima sobre el tipo exento de riesgo (2)
Empresa pública canadiense de servicios públicos OPG (cartera de generación, incluidas, entre otras, centrales nucleares e hidroeléctricas)	Modelo RAB (período quinquenal 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5 % – 4,3 %
Central nuclear canadiense renovada Bruce A, de propiedad privada	CFD bidireccional con precio de ejercicio basado en la TIR objetivo (contrato de veinticinco años, desde la reanudación del funcionamiento)	10,6 % – 13,8 % (2007)	6,0 % – 9,7 %
Nueva central nuclear Hinkley Point C (Reino Unido), el Estado del Reino Unido no ostenta ninguna propiedad	CFD bidireccional con precio de ejercicio basado en la TIR objetivo (contrato de treinta y cinco años, desde la puesta en servicio)	9,25 % – 9,75 % (2014)	5,8 % – 7,5 %
Nueva central nuclear húngara Paks II, construcción financiada al 100 % por el Estado	Remuneración basada en el mercado, apoyo estatal para una financiación capex del 100 %	7,38 % – 8,4 % (2017)	3,9 % – 5,2 %
Activos nucleares franceses existentes de EDF, EDF de propiedad estatal al 100 %	Regulación parcial de precios (mecanismo ARENH — en proceso de renovación); principalmente expuestos al mercado hasta 2026, se desconoce a partir de entonces	7,6 % (2022)	4,9 % – 6,2 %
Extensión del reactor nuclear belga Tihange 1, el Estado belga no ostenta ninguna propiedad	Remuneración basada en el mercado con impuesto sobre beneficios extraordinarios (hasta 2025)	9,3 % (2013)	5,9 % – 6,9 %
Mecanismo de capacidad belga (centrales eléctricas alimentadas por gas)	Contrato de capacidad (hasta quinceaños para las capacidades de nueva construcción)	7,6 % – 8,6 % (2023) (3)	5,5 % – 6,5 %

Fuente: Nota informativa de Compass Lexecon, de 29 de noviembre de 2024, *SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment* [«SA.106107 BE — Extensión de dos reactores nucleares — Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Análisis de la distribución de riesgos y de la rentabilidad de la inversión», documento en inglés].

(1) En algunos casos, la decisión de regulación de la empresa o proyecto en cuestión se refiere a la tasa de rentabilidad objetivo (por ejemplo, a efectos de determinar el precio de ejercicio del CFD) o al CMPC (por ejemplo, tal como se considera en el modelo RAB para determinar los ingresos permitidos). Para cada empresa o proyecto considerado, se presenta o bien la tasa de rentabilidad o bien el CMPC que se utilizan en el régimen regulador correspondiente. El año entre paréntesis se refiere al año en que se realizó la evaluación/se tomó la decisión sobre la tasa de rentabilidad objetivo/el CMPC.

(2) A efectos de la comparabilidad de los resultados, nos centramos en la prima sobre el tipo exento de riesgo, es decir, la diferencia entre la tasa de rentabilidad objetivo/CMPC evaluada después de impuestos y el tipo exento de riesgo contemporáneo (prima sobre el tipo exento de riesgo en el momento de la evaluación/decisión del regulador en relación con el activo/empresa considerado).

(3) El CMPC después de impuestos se calculó sobre la base del CMPC real antes de impuestos específico de la tecnología (propuesto por la CREG y Elia y fijado por el ministro de Energía) aplicado para determinar los parámetros de subasta del mecanismo de capacidad.

(74) El cuadro 4 ofrece una visión general de los elementos que abordan los riesgos en los proyectos o empresas comparados.

Cuadro 4

Elementos que abordan los riesgos de los proyectos/empresas comparados

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Mecanismo de capacidad belga	Activos nucleares franceses **existentes de EDF**	Paks II	Unidades de explotación a largo plazo	(*) EPG	(*) Georgia Power, Duke Energy Carolina del Sur y del Norte
Cartera/ riesgos	4 unidades nucleares reacond.	1 unidad nuclear reacond.	1 nueva central nuclear (2 unidades)	/	Parque nuclear (57 unidades)	1 nueva central nuclear (2 unidades)	2 unidades nucleares reacond.	Unidades nucleares e hidroeléctricas reacond.	Integrados verticalmente, incluidas las redes, la energía nuclear y otras tecnologías
Construc.	Ajuste del precio de ejercicio	-	-	-	-	100 % financiada por el Estado + pago EPC a tanto alzado	Ajuste del precio de ejercicio	RAB	RAB
Mercado	CFD bidireccional	-	CFD bidireccional	Contrato de capacidad	ARENH (reg. parcial de precios)	-	CFD bidireccional	RAB	RAB
Operación	Indización/ ajuste del precio de ejercicio; transferencia del coste del combustible	-	Indización/ ajuste del precio de ejercicio	-	-	-	Indización/ ajuste del precio de ejercicio + MOCP	RAB	RAB
Financiación	-	-	Garantía de crédito	Contrato de capacidad	Titularidad pública	100 % financiado por el Estado	MOCP/P-réstamo destinado a los costes de desmantelamiento	RAB	RAB
Política	-	Protecciones jurídicas	Protecciones jurídicas	-	Titularidad pública	100 % financiado por el Estado	Protecciones jurídicas	RAB	RAB

Fuente: Nota informativa de Compass Lexecon, de 29 de noviembre de 2024, *SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment* [«SA.106107 BE — Extensión de dos reactores nucleares — Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Análisis de la distribución de riesgos y de la rentabilidad de la inversión», documento en inglés].

(*) Compass Lexecon señala que no pueden apreciar el perfil de riesgo exacto sobre la base del marco reglamentario de los servicios públicos estadounidenses y canadienses puesto que no disponen de información detallada.

(75) Según Bélgica, este ejercicio de evaluación comparativa pone de relieve tres elementos:

a) Las empresas reguladas y los proyectos incluidos en esta evaluación comparativa no son directamente comparables a BE-NUC, ya que difieren o bien en cuanto al marco reglamentario/régimen de financiación, o bien en cuanto a la asignación de riesgos resultante, o porque incluyen otros tipos de activos (lo que diversifica y diluye los riesgos relacionados con la energía nuclear). No existe una empresa directamente comparable, sino que la evaluación comparativa consiste en una selección de empresas y proyectos con características individuales pertinentes, relativas, por ejemplo, a la ubicación geográfica, la tecnología de activos, los activos nuevos o existentes, el mercado y el marco reglamentario/de apoyo. Sin embargo, estas empresas y proyectos comparables no se asemejan en todos los aspectos a BE-NUC. A pesar de estas limitaciones, la evaluación comparativa proporciona información pertinente para evaluar los parámetros de remuneración (tasa de rentabilidad objetivo/CMPC) teniendo en cuenta las especificidades de cada empresa o proyecto y los perfiles de riesgo asociados. Por lo tanto, la referencia presentada debe entenderse como pertinente para evaluar y contextualizar intervalos razonables y basados en el mercado de los parámetros de remuneración.

b) Esta evaluación comparativa pone de relieve que las primas sobre el tipo exento de riesgo disminuyen con la diversificación de la cartera, la menor exposición al riesgo (a los riesgos de construcción, mercado, explotación, financiación y políticos) y, posiblemente, según la naturaleza del propietario u operador, y que los servicios públicos preexistentes, estatales o financiados por el Estado se benefician potencialmente de unos costes de financiación más bajos (véanse el cuadro 3 y el cuadro 4).

— En el extremo inferior, los servicios públicos norteamericanos (OPG, Georgia Power y Duke Energy), que tienen carteras de activos diversificadas y están sujetos a un modelo RAB que ofrece una cobertura global de riesgos, presentan primas relativamente bajas sobre el tipo exento de riesgo (de alrededor del 2,8-4,3 %).

— El proyecto nuclear Paks II y el parque nuclear existente de EDF presentan primas más elevadas (de alrededor del 3,9-6,2 %). Su remuneración es, al menos en parte, comercial y los activos considerados son únicamente centrales nucleares. Sin embargo, la titularidad/financiación estatal puede reducir en cierta medida los costes de financiación.

— Las nuevas centrales eléctricas alimentadas por gas en el marco del mecanismo de capacidad belga presentan una prima de riesgo relativamente alto (5,5-6,5 %). Estas centrales térmicas de nueva construcción están expuestas a riesgos de construcción, operativos y políticos, mientras que los riesgos de mercado tienden a reducirse gracias a los contratos y pagos de capacidad plurianuales.

— En el extremo superior, la unidad nuclear única Tihange 1 presenta una prima elevada (5,9-6,9 %), ya que los propietarios soportan riesgos de inversión y explotación, mientras que los ingresos de mercado son inciertos y las ganancias que puede aportar el mercado están limitadas. Hinkley Point C también presenta una prima relativamente elevada (5,8-7,5 %) que puede explicarse por la naturaleza de los activos (nueva central nuclear única) y los importantes riesgos de construcción/explotación que asumen los accionistas, a pesar del CFD y otras protecciones. Del mismo modo, la prima de riesgo para el operador nuclear puro Bruce Power, que es una empresa privada que se beneficia de un CFD (incluidos otros sistemas de reparto de riesgos), es relativamente elevada (6,0-9,7 %). Dicho esto, la remuneración de esta central se fijó en 2007, en un contexto de financiación y mercado distinto.

c) En general, Bélgica señala que la exposición al riesgo de BE-NUC en las diferentes dimensiones se sitúa entre la exposición al riesgo de los activos y los servicios públicos que se benefician de un modelo RAB y de los que se benefician de un CFD u otros tipos de remuneración basada en el mercado. La TIR objetivo nominal después de impuestos de BE-NUC (la «TIR del proyecto») del 7 % (y su horquilla del 6 al 8 %) presenta una prima del 3 al 5 %, teniendo en cuenta un tipo medio exento de riesgo de aproximadamente el 3 %. Sobre la base de las pruebas empíricas, la prima implícita de la TIR del proyecto que figura en el acuerdo de remuneración se sitúa en el extremo inferior de los requisitos del inversor para los proyectos/empresas comparados, y se aproxima a las primas estimadas para los activos diversificados de servicios públicos en el marco de los sistemas RAB, que tienen menos exposición a riesgos específicos de las actividades nucleares y previsiblemente menos riesgos de perder su inversión y rentabilidad.

(76) Por lo tanto, Bélgica considera que la TIR objetivo del proyecto de entre el 6 y el 8 % se sitúa dentro del intervalo probable de rendimientos basados en el mercado que no darán lugar a una compensación excesiva.

3.3.1.3.1.2. Comparación de la TIR objetivo con el coste de capital de BE-NUC

(77) Además del ejercicio de evaluación comparativa, a fin de confirmar si la TIR objetivo del 7 % se sitúa dentro del intervalo probable de rendimientos conformes con el mercado, Bélgica presentó una evaluación del coste del capital utilizando dos parámetros, el CMPC y el coste de los fondos propios no apalancado, dado que BE-NUC no se financia mediante deuda.

(78) Bélgica obtuvo estimaciones para el CMPC y el coste de los fondos propios no apalancado que se situaban entre el 6,2 y el 7,4 % (lo que equivale a una prima de riesgo para el proyecto de entre el 3,1 y el 4,3 % sobre el tipo exento de riesgo). Según Bélgica, esto demuestra y reafirma que la TIR objetivo del 7 % es proporcionada y no da lugar a una compensación excesiva. En las secciones siguientes se explica más detalladamente cómo se calcularon los intervalos del CMPC y del coste de los fondos propios.

3.3.1.3.1.2.1. Estimación del CMPC del proyecto de explotación a largo plazo

(79) El primer parámetro para estimar el coste del capital es el CMPC, que representa la tasa de rentabilidad mínima que el proyecto debe ofrecer para atraer capital. Esta rentabilidad mínima representa la rentabilidad que los inversores potenciales podrían obtener si decidieran invertir en otro proyecto con características equivalentes en términos de flujo de efectivo, calendario y riesgo. El CMPC después de impuestos se calcula utilizando la siguiente fórmula:

CMPC = w_E * (Tipo exento de riesgo + β_E * Prima de riesgo de renta variable) + (1– w_E) * Coste de la deuda después de impuestos

w_E: porcentaje de financiación mediante fondos propios

B_E: beta de capital apalancado, esto es, la exposición de la empresa a riesgos sistemáticos

(80) El CMPC es, por tanto, la suma de i) el coste de los fondos propios ponderado en proporción al valor de mercado de los fondos propios dentro del capital total (w_E), y ii) el coste de la deuda (después de impuestos) ponderado según el porcentaje del valor de mercado de la deuda en el capital total ($1-w_E$). El coste de los fondos propios se calcula sobre la base del modelo de valoración de activos financieros («MVAF»), un modelo estándar para medir la rentabilidad que necesita un inversor para cubrir el coste de oportunidad del valor del dinero a lo largo de un horizonte de inversión establecido (el tipo exento de riesgo) y para estimar la exposición al riesgo de mercado ([48]). La exposición al riesgo de mercado se refleja en el valor beta de capital apalancado (β_E). Debido a la volatilidad de los parámetros, los datos de entrada en el MVAF se calcularon en intervalos.

(81) Por lo que se refiere al cálculo de la beta de capital apalancado, Bélgica alega que, dado que la empresa en participación es una empresa nueva y de titularidad privada que posee dos unidades nucleares de explotación a largo plazo existentes con una previsión de producción de diez años, su beta no puede calcularse a partir de datos históricos o de mercado y, por lo tanto, tiene que estimarse a través de un grupo de empresas cotizadas comparables. Sin embargo, dado que no existen servicios públicos comparables que tengan una exposición del 100 % a la generación nuclear, Bélgica consideró una muestra de cinco empresas europeas de servicios públicos cotizadas con la mayor exposición a actividades nucleares, es decir, con proyectos comparables con una generación del 15 al 65 % a partir de centrales nucleares, dentro de una cartera diversificada (véase el cuadro 5).

([48]) El MVAF está ampliamente reconocido y aceptado en la bibliografía académica y por los profesionales del sector como un enfoque sólido para estimar el coste de los fondos propios.

Cuadro 5

Valores beta de activos de empresas de servicios públicos comparables con una exposición nuclear diversa

Empresa	% de la combinación nuclear 2022/23	Valores beta de activos (sin apalancamiento)
Grupo ČEZ	[60 – 70] %	[0,40 – 1,00]
Fortum Oyj	[50 – 60] %	[0,40 – 1,00]
UPM-Kymmene Oyj	[40 – 50] %	[0,40 – 1,00]
Endesa, S.A.	[40 – 50] %	[0,40 – 1,00]
Iberdrola, S.A.	[10 – 20] %	[0,40 – 1,00]
Media simple	-	[0,40 – 1,00]
Mediana	-	[0,40 – 1,00]

Fuente: Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Análisis actualizado de la distribución de riesgos y la rentabilidad de la inversión, Compass Lexecon, 29 de noviembre de 2024.

(82) Bélgica explicó que cada uno de los servicios públicos es una empresa de servicios públicos diversificada con cotización oficial y con una importante exposición a activos de red regulados por el RAB o a activos de energías renovables subvencionados, a diferencia de la empresa en participación, que es una entidad privada con una exposición del 100 % a la generación nuclear sujeta al acuerdo de remuneración. Por lo tanto, es probable que los riesgos sistémicos estimados sobre la base de estas empresas comparables subestimen el riesgo sistémico de BE-NUC.

(83) Bélgica utilizó los parámetros del cuadro 6 para introducirlos en la fórmula del CMPC y, sobre la base de estos parámetros y de otras informaciones, observados a lo largo de 2023, obtuvo un CMPC teórico que se sitúa entre el 6,2 y el 7,4 %, incluida una prima del 3,1 al 4,3 % sobre el tipo exento de riesgo.

Cuadro 6

Estimación del CMPC de BE-NUC y parámetros subyacentes fundamentales

Parámetro	Hipótesis/enfoque	Estimación (*)
Tipo exento de riesgo	Horquilla de rendimientos de los bonos del Estado belga (OLO) a diez años, 2023	2,5 % – 3,6 %
Prima de riesgo del mercado de renta variable	Estimaciones de expertos para mercados maduros	4,6 % – 6,0 %
Coeficiente beta (no apalancado)	Mediana y media entre comparables	[0,40 – 1,00]–[0,40 – 1,00]
Objetivo de apalancamiento	Mediana y media entre comparables	53,0 % – 54,4 %
Coeficiente beta (apalancado)	Fórmula de Hamada con objetivo de apalancamiento	[0,40 – 1,00] – [1,00 – 1,60]
Coste de los fondos propios (apalancado)	MVAF	7,4 % – 9,3 %
Coste de la deuda antes de impuestos	Tipo exento de riesgo + prima de riesgo empresarial del sector energético	5,3 % – 5,5 %
Porcentaje de deuda en el capital total	Derivado del objetivo de apalancamiento	34,6 % – 35,2 %

Parámetro	Hipótesis/enfoque	Estimación (*)
Tipo impositivo	Tipo del impuesto sobre sociedades belga	25 %
CMPC antes de impuestos	Utilización del coste de los fondos propios apalancado y del coste de la deuda antes de impuestos	6,7 % – 7,9 %
CMPC después de impuestos	Utilización del coste de los fondos propios apalancado y del coste de la deuda después de impuestos	**6,2 % – 7,4 %**

Fuente: *Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment* [«Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Análisis actualizado de la distribución de riesgos y la rentabilidad de la inversión», documento en inglés] Compass Lexecon, 29 de noviembre de 2024.

(*) La horquilla corresponde a la evolución histórica desde principios hasta finales de 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Estimación del coste de los fondos propios del proyecto de explotación a largo plazo

(84) La segunda metodología se basa en el coste de los fondos propios, que mide la rentabilidad del proyecto necesaria para el accionista, suponiendo que no exista financiación mediante deuda, como es el caso del proyecto de explotación a largo plazo. Aunque el enfoque del coste de los fondos propios también utiliza el modelo MVAF, se basa en el coste de los fondos propios no apalancado (sin apalancamiento financiero) ([49]). El coste de los fondos propios no apalancado se calcula como sigue:

Coste de los fondos propios (no apalancado) = Tipo exento de riesgo + β_A × Prima de riesgo de renta variable

β_A: beta desapalancada o «beta de activos»

(85) Para estimar cada parámetro de la ecuación del coste de los fondos propios se utilizó el siguiente enfoque (véase el cuadro 7):

a) El tipo exento de riesgo se calcula a partir de los rendimientos de los bonos del Estado belga («OLO» ([50])) a diez años, que fluctuaron entre el 2,5 y el 3,6 % a lo largo de 2023. Para la estimación de la prima de riesgo (del mercado) de renta variable, se consideraron varias fuentes externas, de las que se extrajo un intervalo del 4,6 al 6 %:

— Estimaciones de Damodaran: 5,9 % en enero de 2023 y 4,6 % en enero de 2024.

— Las estimaciones de Kroll se sitúan entre el 5,5 y el 6 % a lo largo de 2023.

b) La estimación de la beta de activos («beta desapalancada») se basó en las mismas hipótesis que se han utilizado para el cálculo del CMPC más arriba, lo que dio lugar a un valor medio y una mediana de [0,40 – 1,00] y [0,40 – 1,00] para cinco empresas de servicios públicos cotizadas con cierta exposición a la generación nuclear (véase el cuadro 5).

(86) La inclusión de las estimaciones anteriores en la ecuación del coste de los fondos propios proporciona una estimación para el coste de los fondos propios no apalancado en una horquilla del 6,2 al 7,5 % (véase el cuadro 7), incluida una prima de entre el 3,1 y el 4,3 % sobre el tipo exento de riesgo, lo que concuerda con los resultados obtenidos para el CMPC.

([49]) A diferencia de la «beta apalancada», también denominada simplemente «beta», que compara la volatilidad de la rentabilidad de la deuda y de los fondos propios de una empresa con la del mercado en general (por ejemplo, una empresa con una beta de 1,4 tiene una rentabilidad que es un 140 % igualmente volátil que el mercado con el que se compara), la «beta desapalancada», también denominada «beta de activos», mide el riesgo de mercado de la empresa sin el impacto de la deuda para aislar el riesgo derivado únicamente de los activos de la empresa.
El coste de los fondos propios no apalancado se utiliza generalmente para valorar proyectos o inversiones que se financian únicamente con fondos propios. Por lo tanto, la comparación del CMPC y del coste de los fondos propios no apalancado aporta información sobre el impacto de la deuda en el coste del capital de una empresa.

([50]) Las siglas OLO significan «Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie».

Cuadro 7

Estimaciones del coste de los fondos propios no apalancado de BE-NUC y parámetros subyacentes (horquilla completa)

Parámetro	Hipótesis/enfoque	Estimación
Tipo exento de riesgo	Horquilla de rendimientos de los OLO a diez años, 2023	2,5 % – 3,6 %
Prima de riesgo del mercado de renta variable	Estimaciones de expertos para mercados maduros	4,6 % – 6,0 %
Coeficiente beta (no apalancado)	Mediana y media entre comparables	[0,40 – 1,00] – [0,40 – 1,00]
Coste de los fondos propios (no apalancado)	MVAF	6,2 % – 7,5 %

Fuente: Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Análisis actualizado de la distribución de riesgos y la rentabilidad de la inversión, Compass Lexecon, 29 de noviembre de 2024.

(87) Teniendo en cuenta los parámetros estimados anteriormente (para posibles intervalos a lo largo de 2023), Bélgica considera tres supuestos verosímiles para el coste de los fondos propios no apalancado en el momento en que se celebró el acuerdo entre las partes en 2023, lo que corresponde a una horquilla del 6,8 al 7,3 % (véase el cuadro 8).

Cuadro 8

Tres supuestos para el coste de los fondos propios no apalancado de BE-NUC (intervalo reducido)

	Límite inferior	Hipótesis de base	Límite superior
Tipo exento de riesgo (media de 2023)	3,11 %		
Prima de riesgo de renta variable (media de 2023)	5,27 % (Media de Damodaran de 2023)	5,51 % (Media de Damodaran y Kroll)	5,75 % (Media de Kroll de 2023)
Beta desapalancada (media comparable)	[0,40 – 1,00] (media simple, excluida Iberdrola)	[0,40 – 1,00] (mediana de 5 empresas)	[0,40 – 1,00] (media simple de Fortum y ZEC)
Apalancamiento	0 %		
Coste de los fondos propios (no apalancado)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Fuente: Nota complementaria SA.106107 — Explicaciones adicionales sobre las estimaciones de la horquilla del coste del capital, Compass Lexecon, 5 de diciembre de 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Limitaciones de las estimaciones del coste de capital de BE-NUC basadas en el MVAF

(88) Bélgica reconoce las limitaciones del enfoque del MVAF para estimar el coste de capital de BE-NUC, dado que no hay empresas cotizadas directamente comparables y habida cuenta de las especificidades del perfil de riesgo y del enfoque de financiación del proyecto ([51]). En particular, Bélgica alega la especificidad del sector nuclear y la limitada comparabilidad con otros grupos de activos.

([51]) No siempre es viable expresar todos los posibles riesgos de mercado dentro de un solo parámetro, especialmente en el caso de las inversiones privadas, cuya beta solo puede estimarse a partir de un grupo de referencia de activos con una comparabilidad limitada.

(89) Además, Bélgica analiza diferentes primas que suelen exigir los inversores para invertir en la práctica en proyectos de inversión a largo plazo comparables por encima de la estimación del CMPC obtenida aplicando el enfoque del MVAF. Bélgica presenta una posible justificación de la necesidad de tener en cuenta esta prima sobre la estimación del CMPC que hace referencia a un riesgo de inmovilidad de capital para proyectos de inversión a largo plazo que no puede diversificarse y no se recompensa en el marco del MVAF ([52]). Por otra parte, otro argumento aducido para justificar la necesidad de tener en cuenta una prima alude a la escasez de capital para alcanzar los objetivos de la política energética en Europa, ya que existe una competencia sustancial por las inversiones entre los proyectos disponibles, lo que aumenta la tasa de rentabilidad exigida para atraer capital. Bélgica sostiene que es práctica habitual entre las empresas de servicios públicos añadir una prima de entre el 1,5 y el 4 %, y ofrece algunos ejemplos para demostrarlo ([53]). Por último, Bélgica también alega que otra justificación para tener en cuenta una prima de financiación sobre la estimación del CMPC es la prima de iliquidez ([54]), dada la naturaleza de esta inversión, que está respaldada tanto por estudios académicos (que apuntan a un intervalo pertinente del 0,7 al 7,3 %) ([55]) como por los profesionales del sector ([56]). Estas primas podrían añadirse a las estimaciones del CMPC o del coste de los fondos propios obtenidas a través del enfoque MVAF, como se explica en las secciones anteriores, y justificar el argumento de Bélgica de que la TIR objetivo es una tasa de rentabilidad conservadora dada la exposición al riesgo del proyecto.

3.3.1.3.1.3. TIR prevista ajustada por el MPRA basada en las expectativas actuales de los precios de mercado

(90) Bélgica explica que, debido al MPRA, la TIR objetivo tras el ajuste conforme al MPRA varía de forma dinámica en una horquilla de entre el 6 y el 8 %. Bélgica alega que, aunque la TIR objetivo se fije en el 7 % antes del ajuste del MPRA, en las circunstancias actuales del mercado (con una previsión de precios de mercado más bajos que en el momento del modelo financiero de firma) cabe esperar una TIR inferior a la estimada en el momento de la negociación del acuerdo de remuneración.

(91) Para demostrarlo, Bélgica facilitó un análisis de la evolución de las expectativas del mercado durante el período 2025-2035 desde la negociación del acuerdo de remuneración sobre la base de diversas fuentes, así como de los efectos de esta revisión de las previsiones en la TIR esperada del proyecto de explotación a largo plazo (mediante la aplicación del MPRA).

(92) El gráfico 1 muestra las curvas de precios iniciales a finales de 2023 (es decir, en el momento de la firma de los acuerdos). En las distintas previsiones de precios, los precios de mercado parten —según la hipótesis central plasmada en líneas completas— de un valor de 120 EUR por MWh en 2025, y descienden hacia un valor medio de 87 EUR por MWh en el período que transcurre hasta 2033.

([52]) Según Bélgica, la rentabilidad estimada por el análisis basado en el MVAF a partir del conjunto de comparadores dado no recompensará los riesgos por: i) el carácter privado de la inversión en la empresa en participación; ii) los riesgos específicos de la generación de energía nuclear,, y iii) el perfil de riesgo determinado en el acuerdo de remuneración.

([53]) Véase, por ejemplo, CEER, 2017: pp. 115-119: «Las primas sobre el coste del capital para las redes eléctricas oscilaron entre el 0,6 % y el 3,5 % en función de la antigüedad de la inversión (es decir, nueva inversión) y de la calidad de suministro». Elia, «Estudio sobre adecuación y flexibilidad para Bélgica 2024–2034», p. 382: En el estudio sobre adecuación y flexibilidad para Bélgica, el comportamiento de los inversores se modelizó con un enfoque de aversión al riesgo al añadir al CMPC una prima de rentabilidad mínima del 3,0 al 8,0 % a fin de compensar los riesgos adicionales. En el caso de los proyectos nucleares en particular, Oxera calculó una prima adicional del 2,0-4,0 %, de la cual la mitad podría atribuirse al coste de los fondos propios de cualquier productor «dada la liberalización de los mercados de la electricidad» y la otra mitad, a los «riesgos tecnológicos y de construcción» (Oxera, 2005:4). Engie requiere una TIR media no apalancada real del [0 – 5] % por encima de su CMPC. Fortum exige una prima del [0 – 5] – [0 – 5] % en función de la tecnología. El diferencial objetivo de Iberdrola con respecto al CMPC se fija en el [0 – 5] %.

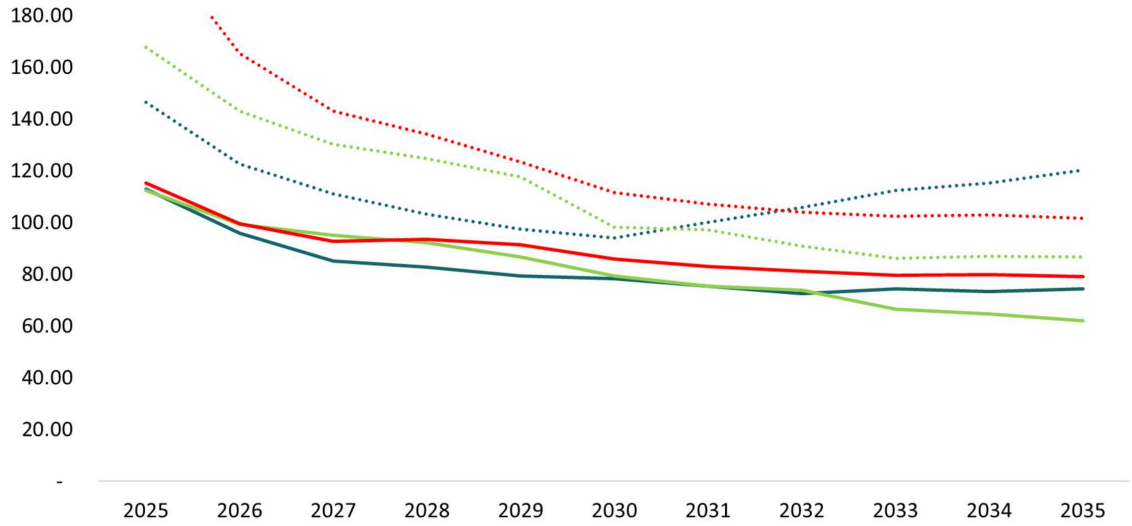
([54]) La comerciabilidad o liquidez de un activo se refiere a la medida en que este puede convertirse rápidamente en efectivo sin incurrir en grandes costes de transacción o concesiones en los precios. Según Bélgica, la iliquidez es una cuestión importante para los inversores, ya que exigen mayores rendimientos de los activos menos líquidos que de otros activos similares más líquidos. En otras palabras, se requieren mayores rendimientos como compensación por el coste de oportunidad de no invertir en un activo negociable y por asumir el riesgo de pérdidas sobre la inversión ilíquida.

([55]) Los datos procedentes de estudios académicos muestran que los inversores necesitan rendimientos en consonancia con el nivel de iliquidez de una inversión. El Estado belga aportó numerosas referencias académicas a este respecto, entre ellas Nair y Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio y Surata (2014), Ilmanen, Chandra y McQuinn (2020) y BNP Paribas (2023).

([56]) Los reguladores belgas han añadido una prima de iliquidez a la hora de conceder la rentabilidad de los activos de gas regulados. Más recientemente, debido a la iliquidez y a la no cotización del gestor de la instalación de GNL, la CREG aplicó un factor de 1,2 al tipo exento de riesgo y a la prima de riesgo para el período de regulación 2020-2023.

Gráfico 1

Curvas de precios iniciales de carga base en el modelo financiero de firma (EUR/MWh) (valores de 2022)



Fuente: *Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note – Updated market price projections and IRR impact through the MPRA* [«Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Nota complementaria — Previsiones actualizadas de los precios de mercado e impacto en la TIR a través de la aplicación del MPRA», documento en inglés], Compass Lexecon, 11 de diciembre de 2024.

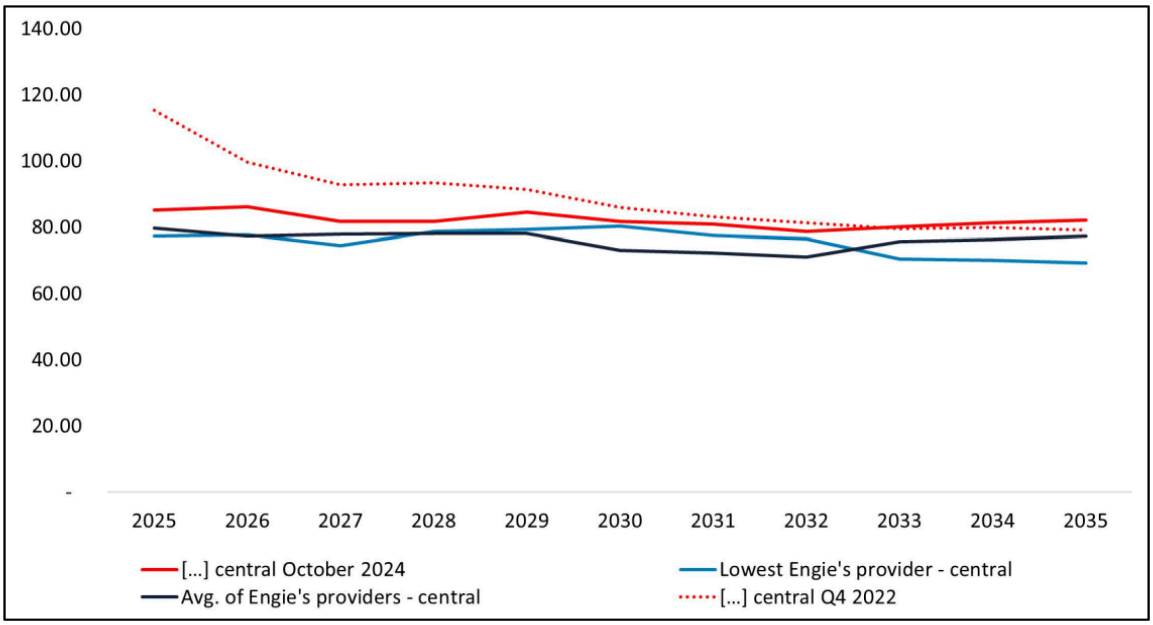
Nota: No puede mostrarse el nombre de cada uno de los proveedores de servicios por motivos de confidencialidad. Las líneas completas representan las previsiones de precios de diversos proveedores según la hipótesis central y las líneas de puntos corresponden al escenario alcista. La zona gris [suprimida por motivos de confidencialidad] representa la horquilla de precios para los ajustes del precio de ejercicio realizados conforme al MPRA, es decir, la horquilla de precios de mercado dentro de la cual se ajusta el precio de ejercicio, según lo previsto inicialmente en el acuerdo de remuneración, sin tener en cuenta la actualización que se menciona en la sección 3.3.1.3.2. Por encima (debajo) de esta horquilla, el precio de ejercicio se ajusta al límite superior (inferior).

(93) El gráfico 2 muestra que las previsiones actuales de los precios de la electricidad según la hipótesis central ([57]), indicadas con líneas completas, han disminuido en comparación con las utilizadas en el momento del modelo financiero de firma. La previsión de precios de [...] según la hipótesis central para el cuarto trimestre de 2022, utilizada, entre otras cosas, como curva de referencia en el modelo financiero de firma, se presenta, por ejemplo, con una línea de puntos roja en este gráfico. Mientras que, a finales de 2022, se preveía que los precios se situaran en 120 EUR por MWh en 2025, en este momento la previsión es de 85 EUR por MWh o incluso inferior en 2025. Las previsiones de los precios de la electricidad al por mayor en la próxima década se han reducido debido a la evolución del mercado desde 2022, en particular debido a la disminución de las previsiones de los precios de los productos básicos (gas y CO_2), entre otras cosas. El gráfico 2 también muestra que las previsiones actuales de la hipótesis central apuntan a precios relativamente fijos entre 2025 y 2035, que oscilan entre 69 EUR/MWh y 86 EUR/MWh.

([57]) Realizadas en el tercer y cuarto trimestre de 2022, dependiendo del proveedor.

Gráfico 2

Curvas de los precios de carga base actualizadas en otoño de 2024 (EUR/MWh) (valores de 2022)



Fuente: Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Nota complementaria — Previsiones actualizadas de los precios de mercado e impacto en la TIR a través de la aplicación del MPRA, Compass Lexecon, 11 de diciembre de 2024.

Nota: Las líneas completas representan las previsiones de precios según la hipótesis central en otoño de 2024. A modo de comparación, la línea de puntos corresponde a la previsión de precios de [...] en el cuarto trimestre de 2022, utilizada en el modelo financiero de firma. La zona gris [suprimida por motivos de confidencialidad] representa la horquilla de precios para los ajustes del precio de ejercicio realizados conforme al MPRA, es decir, la horquilla de precios de mercado dentro de la cual se ajusta el precio de ejercicio, según lo previsto inicialmente en el acuerdo de remuneración, sin tener en cuenta la actualización mencionada en la sección 3.3.1.3.2. Por encima (debajo) de esta horquilla, el precio de ejercicio se ajusta al límite superior (inferior).

(94) Bélgica concluye, sobre la base de los gráficos anteriores, que las expectativas de los precios de mercado han disminuido.

(95) Bélgica alega que la zona gris que se muestra en los gráficos anteriores representa la horquilla de precios (tal como se preveía inicialmente en el acuerdo de remuneración) de los ajustes de la TIR objetivo realizados por el MPRA, es decir, la horquilla de precios de mercado dentro de la cual se ajusta la TIR objetivo ([58]). El descenso de las expectativas de los precios de mercado sugiere una disminución de la TIR prevista ajustada por el MPRA. Con arreglo a los parámetros del MPRA inicialmente previstos en el acuerdo, la TIR prevista del proyecto de explotación a largo plazo en el tercer trimestre de 2024 sería de un 6,7 % (si se cumplen todas las hipótesis del modelo financiero de firma). Con los parámetros actualizados del MPRA (véase la sección 3.3.1.3.2), conforme a los cuales los ingresos de BE-NUC y la TIR se hacen más sensibles a las condiciones de los precios de mercado, la TIR prevista se reduciría al 6,5 % (si se cumplen todas las hipótesis del modelo financiero de firma) teniendo en cuenta las mismas previsiones de precios (véase el cuadro 9).

([58]) Los precios que quedan fuera de la horquilla conllevan el mismo ajuste que el límite exterior más próximo de la horquilla. Este ajuste concuerda con una TIR objetivo, con el límite superior de la horquilla fijado en el 8 % y el límite inferior en el 6 %.

Cuadro 9

TIR prevista (con el MPRA original y actualizado) frente a la TIR objetivo (tercer trimestre de 2024)

TIR objetivo antes del ajuste del MPRA	Perspectivas	Precio medio de mercado (EUR/MWh) (valores de 2022)	Precio de ejercicio preliminar (EUR/MWh) (valores de 2022)	TIR prevista con los parámetros originales del MPRA (+/- 30 %)	TIR prevista con los parámetros actualizados del MPRA (+/- 20 %)
7 %	Media de proveedores; hipótesis central; tercer trimestre de 2024	[70 – 80]	[80 – 90]	6,7 %	6,5 %

Fuente: Evaluación de la proporcionalidad de la ayuda: Nota complementaria — Previsiones actualizadas de los precios de mercado e impacto en la TIR a través de la aplicación del MPRA, Compass Lexecon, 11 de diciembre de 2024.

3.3.1.3.2. Contrato por diferencia («CFD») bidireccional

(96) El CFD se aplicará entre el Estado belga y BE-NUC, así como entre el Estado belga y Luminus, la otra copropietaria de los dos reactores nucleares. Esto significa que el Estado belga garantizará un precio indicativo predeterminado (el «precio de ejercicio»), que se indexará a lo largo de todo el período del acuerdo de remuneración, para la producción agregada de electricidad medida de las unidades de explotación a largo plazo. Si el precio de referencia del mercado es superior al precio de ejercicio, BE-NUC y Luminus pagarán al Estado belga la diferencia positiva multiplicada por la producción medida real. Si el precio de referencia del mercado es inferior, el Estado belga pagará la diferencia negativa multiplicada por la producción medida real a BE-NUC y Luminus. Los pagos por diferencia deben abonarse en la primera fecha de generación de electricidad (fecha en la que la unidad de explotación a largo plazo pertinente inyecta electricidad en la red de alta tensión por primera vez tras su fecha de finalización legal inicial) y se efectuarán en proporción a la cuota de BE-NUC y Luminus en la energía generada por las unidades de explotación a largo plazo.

(97) Los principales parámetros del CFD son los siguientes:

a) El precio de referencia del mercado, que hace referencia al precio al contado del mercado diario en la zona de oferta belga.

b) El precio de ejercicio, determinado por BE-NUC sobre la base de un modelo financiero que deberá ser aprobado por la contraparte del acuerdo de remuneración para reflejar los gastos reales de explotación, capital y financiación de BE-NUC en relación con la extensión de la explotación a largo plazo a partir del 21 de julio de 2022 (por lo tanto, estimado como el coste normalizado de la energía, «LCOE»). El precio de ejercicio se fijará inicialmente para lograr una tasa interna de rentabilidad («TIR») objetivo media del 7 % (nominal y después de impuestos) (véase la sección 3.3.1.3.1).

(98) Según Bélgica, sobre la base de un análisis independiente realizado por Compass Lexecon ([59]), la elección inicial del mercado diario como precio de referencia del mercado en el CFD es adecuada en el contexto del proyecto de explotación a largo plazo, en particular durante el período de las obras destinadas a la explotación a largo plazo (la fase de reanudación hasta el 31 de diciembre de 2028). Además, Bélgica alega que la flexibilidad incorporada en el acuerdo de remuneración abre la puerta a opciones alternativas de precio de referencia del mercado durante la vigencia del contrato, en función de la evolución del contexto y de las necesidades del mercado belga, al tiempo que se mantiene el equilibrio riesgo-rendimiento del diseño inicial del CFD. Bélgica justifica además el uso del mercado diario apoyándose en los siguientes elementos:

a) El mercado diario es una referencia adecuada en Bélgica, ya que es transparente, sólido y relativamente líquido en comparación con otros mercados de Bélgica. Bélgica señala, además, que el mercado diario no confiere ninguna facultad de apreciación a la hora de elegir a los compradores, ya que el volumen se ofrece en una subasta anónima. Asimismo, las subastas del mercado diario concentran la oferta y la demanda a lo largo de un período que maximiza la profundidad del mercado.

([59]) Compass Lexecon, nota informativa de 28 de mayo de 2024, *Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice* [«Análisis del precio de referencia del mercado y del equilibrio de la imputación de costes, y observaciones sobre el asesoramiento de la CREG», documento en inglés].

b) El precio de referencia del mercado elegido, en combinación con algunas disposiciones específicas del CFD, como el MPRA y los incentivos de modulación, preserva los incentivos para operar y participar eficazmente en el mercado de la electricidad fomentando la producción en momentos de precios de mercado elevados y la modulación en épocas de precios bajos, en la medida de lo posible.

c) La elección inicial del mercado diario como precio de referencia del mercado, junto con las disposiciones de comercialización previstas en la BIS (véase la sección 3.3.1.5), permite que BE-NUC realice una gestión adecuada del riesgo de mercado, ya que este es granular y permite igualar el PRM con los precios del mercado diario capturados. En este sentido, el precio del mercado diario resulta especialmente adecuado como precio de referencia del mercado en el período inicial de las obras destinadas a la explotación a largo plazo, especialmente en comparación con los productos a largo plazo. Según Bélgica, la venta en el mercado diario reduce el riesgo de mercado para BE-NUC en comparación con la utilización de futuros, ya que permite ajustarse mejor al patrón de disponibilidad específico durante el período inicial de las obras para la explotación a largo plazo. La utilización de futuros podría generar riesgos de mercado adicionales para BE-NUC debido al mayor riesgo de paradas imprevistas en el período inicial de las obras para la explotación a largo plazo (es decir, en caso de que la electricidad vendida con antelación no pueda suministrarse y haya de volverse a comprar, posiblemente a un precio de mercado más elevado, por ejemplo, en el mercado diario).

(99) El Servicio Público Federal (SPF) de Economía ha encargado un estudio sobre la estrategia de gestión del riesgo de mercado de BE-WATT (la «contraparte del CFD»). El estudio actualmente en curso tiene por objeto adoptar medidas preparatorias para la puesta en marcha de BE-WATT, concretamente en lo que respecta a la labor de esta entidad en materia de gestión de riesgos. En particular:

a) El estudio identificará y analizará los principales riesgos de mercado a los que se enfrenta BE-WATT en el contexto de sus futuros CFD de energía nuclear y eólica marina, centrándose en los riesgos de volumen y precio.

b) El estudio identificará y analizará una serie de posibles estrategias de gestión de riesgos para BE-WATT (cartera de instrumentos/productos de cobertura, participación, duración, calendario de cobertura, opciones de diseño), en particular teniendo en cuenta i) su posible papel en la gestión de los riesgos de mercado derivados de la posición abierta de BE-WATT como consecuencia de los CFD, y ii) su posible contribución a la liquidez y al desarrollo del mercado. El estudio tiene en cuenta principalmente dos tipos de productos de cobertura: i) los contratos de compra de electricidad, y ii) los contratos a plazo, que consisten principalmente en instrumentos normalizados negociados en foros organizados, normalmente denominados «futuros». En ambos casos se contemplan contratos financieros.

c) Las estrategias de cobertura basadas en contratos de futuros contribuirán a la liquidez del mercado a plazo belga a lo largo de una serie de vencimientos de los contratos (semanas, meses y años), dados los importantes volúmenes en juego (varios GW de capacidad nuclear y eólica marina con arreglo a los CFD). El impacto exacto en la liquidez del mercado a plazo dependerá del volumen de contratos vendidos por BE-WATT para los distintos vencimientos.

(100) El Gobierno belga, como contraparte del acuerdo de remuneración, puede reconsiderar la elección inicial del precio de referencia del mercado hasta tres veces a lo largo de la duración del contrato, previo acuerdo de BE-NUC y Luminus, a partir del final del período inicial de las obras destinadas a la explotación a largo plazo, por ejemplo, en función de la evolución del contexto y de las necesidades del mercado belga, al tiempo que se mantiene el equilibrio riesgo-rendimiento del diseño inicial del CFD.

(101) El precio de ejercicio se indexará anualmente conforme a un cálculo de indexación ponderada y podrá revisarse en momentos concretos:

a) «Precio de ejercicio preliminar»: En la hipótesis de base, Bélgica asume que los costes de modernización de las unidades de explotación a largo plazo ascienden a aproximadamente [2 000 − 2 500] millones EUR, lo que, junto con otros costes relacionados con el proyecto de explotación a largo plazo (por ejemplo, los costes de explotación y mantenimiento durante el período de explotación a largo plazo), da lugar a un precio de ejercicio preliminar de [80 − 90] EUR por MWh.

b) «Precio de ejercicio inicial»: BE-NUC fijará el valor real del precio de ejercicio basándose en un modelo financiero aprobado por la contraparte del acuerdo de remuneración en el transcurso de 2025, antes de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo, sobre la base del coste de la extensión del funcionamiento con arreglo a los requisitos de seguridad nuclear (cuyo alcance es determinado por el organismo belga de seguridad nuclear), así como sobre la base de los costes no relacionados con la seguridad, ambos costes estimados conforme a presupuestos presentados por los contratistas o valorados por los equipos técnicos del operador nuclear.

c) «Precio de ejercicio revisado»: El precio de ejercicio inicial se volverá a calcular lo antes posible después del 31 de diciembre de 2028 («fecha de ajuste») a fin de reflejar el momento real de la reanudación, las paradas de la explotación a largo plazo, los gastos de funcionamiento, capital y financiación hasta esa fecha (basados en las facturas reales) y las previsiones revisadas de estos costes para el resto del período de prórroga de diez años, mediante un acuerdo escrito entre BE-NUC y la contraparte del acuerdo de remuneración.

d) «Situaciones de reapertura»: Después de la fecha de ajuste, el precio de ejercicio quedará, en principio, fijado y no se volverá a calcular, excepto en caso de que surjan situaciones admisibles concretas: las situaciones de reapertura.

(102) El precio de ejercicio se calculará utilizando la información del modelo financiero detallado que elaborará y actualizará BE-NUC, dentro de los parámetros notificados por Bélgica. El modelo financiero (y cualquier actualización del mismo) está sujeto a la aprobación de la contraparte del acuerdo de remuneración. En caso de que se deniegue dicha aprobación, BE-NUC y la contraparte del acuerdo de remuneración podrán recurrir a un experto independiente para que resuelva dicho modelo financiero de conformidad con un procedimiento concreto de determinación pericial.

(103) Bélgica alega que el CFD reduce la exposición de BE-NUC al riesgo de mercado y a las variaciones de los precios de mercado.

a) La contraparte del acuerdo de remuneración efectúa pagos a BE-NUC cuando el PRM es inferior al precio de ejercicio, y BE-NUC tendrá que realizar pagos a la contraparte del acuerdo de remuneración cuando el precio de referencia del mercado sea superior al precio de ejercicio.

b) El modelo del acuerdo de remuneración prevé una tasa de rentabilidad objetivo razonable para el proyecto de explotación a largo plazo: el precio de ejercicio se fija con vistas a alcanzar una TIR objetivo de entre el 6 y el 8 %, lo que se ajusta a los valores de referencia del sector (véase el cuadro 3), así como a las estimaciones del CMPC (véase el cuadro 6) y del coste de los fondos propios (véase el cuadro 7) del proyecto de explotación a largo plazo.

(104) Bélgica sostiene que, si bien el CFD reduce la exposición de BE-NUC al riesgo de mercado y a las variaciones de los precios de mercado, incluye mecanismos de distribución de riesgos que deben garantizar que BE-NUC siga estando expuesta a algunos riesgos e incentivos de mercado. En particular, el acuerdo de remuneración contempla un mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias (el «MPRA») que se aplicará cuando los precios de mercado resulten ser inferiores o superiores al precio de ejercicio.

a) Cuando el precio de referencia del mercado se sitúa entre el precio de ejercicio y un valor mínimo determinado, la rentabilidad objetivo (en forma de un precio de ejercicio inferior) disminuye de una TIR del 7 % a una TIR mínima del 6 %.

b) Cuando el precio de referencia del mercado se sitúa entre el precio de ejercicio y un valor máximo determinado, la rentabilidad objetivo (en forma de un precio de ejercicio superior) aumenta hasta una TIR máxima del 8 %.

(105) El objetivo del MPRA es incentivar a BE-NUC a optimizar su estructura de costes antes de fijar y revisar el precio de ejercicio (2025/2029), maximizar la producción de los reactores cuando se esperen precios elevados y el sistema eléctrico roce la escasez, y mitigar los beneficios extraordinarios.

(106) El MPRA se obtiene y calcula como sigue:

a) En primer lugar, el precio de ejercicio se calcula con una tasa interna de rentabilidad (TIR) objetivo nominal después de impuestos del 7 %, un precio de ejercicio hipotético inferior con una TIR objetivo del 6 % (umbral inferior) y un precio de ejercicio hipotético superior con una TIR objetivo del 8 % (umbral superior).

b) A continuación, el intervalo entre el precio de ejercicio y el umbral superior (respectivamente inferior) se divide en 20 valores positivos (respectivamente negativos) (los «valores MPRA»). Estos valores se utilizan para ajustar el precio de ejercicio para la liquidación del pago por diferencia con arreglo al CFD.

c) El ajuste del precio de ejercicio depende de la relación entre el precio de referencia del mercado y el precio de ejercicio (la «relación PRM»):

— si la relación es igual o superior a 1,20, el precio de ejercicio del MPRA se eleva al umbral superior añadiendo los 20 valores positivos del MPRA al precio de ejercicio,

— si la relación es igual o inferior a 0,80, se reduce al umbral inferior,

— entre estos umbrales, el precio de ejercicio ajustado por el MPRA se ajusta dentro del intervalo calculado. Por ejemplo, una relación de 1,19 da lugar a un ajuste al alza de 19 valores MPRA, mientras que una relación de 1,10 da lugar a un ajuste de 10 valores MPRA.

d) Como consecuencia de ello, cuando el precio de referencia del mercado es superior al precio de ejercicio, el precio de ejercicio ajustado por el MPRA da lugar a una TIR del proyecto más elevada de hasta el 8 %, teniendo en cuenta las mismas hipótesis de base.

e) Como alternativa, cuando el precio de referencia del mercado es inferior al precio de ejercicio, el precio de ejercicio ajustado por el MPRA da lugar a una TIR del proyecto inferior, que desciende al 6 %.

(107) En el diseño inicial del MPRA (el «MPRA inicial»), el intervalo entre el precio de ejercicio y el umbral superior (respectivamente inferior) se dividió en 30 «valores MPRA» positivos (respectivamente negativos). En comparación con el «MPRA inicial», el «MPRA actualizado» se activa más rápidamente, es decir, el mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias se ajusta a una horquilla de precios de mercado de intervalos del +/– 20 % en lugar del +/– 30 %.

(108) En consecuencia, Bélgica alega que el MPRA (actualizado) proporciona a BE-NUC fuertes/mayores incentivos para:

a) Optimizar su estructura de costes antes de fijar y revisar el precio de ejercicio. Se realizará una revisión del precio de ejercicio, respectivamente, antes de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo (2025) y después de la fecha de ajuste (2028). Bélgica sostiene que un coste inferior da lugar a un precio de ejercicio más bajo y a una mayor probabilidad de que el precio de mercado sea superior al precio de ejercicio y, por tanto, también conduce a una TIR más elevada (y reduce el importe que el Estado belga podría tener que pagar en concepto de pagos por diferencia).

b) Programar el mantenimiento durante los períodos en los que se prevén los precios más bajos.

c) Mitigar los posibles beneficios extraordinarios. Como ha explicado Bélgica, el MPRA se fija dentro de un intervalo predeterminado (relación precio de referencia del mercado de entre 0,80 y 1,20). Cualquier precio de referencia del mercado fuera de este intervalo ya no conduce a un ajuste del precio de ejercicio y, por tanto, pasa a integrarse por completo en el pago por diferencia. Por consiguiente, no pueden obtenerse beneficios extraordinarios a partir de precios de mercado elevados.

(109) Además, Bélgica alega que, en el diseño modificado del CFD, la autoridad decisoria sobre cuándo debe adoptarse una decisión de modulación económica se traspasa al socio del EMSA (véase la sección 3.3.1.5). La remuneración del EMSA no solo se fijará según lo previsto inicialmente, sino que, además de una parte fija, se añadirá una parte variable, con lo que se ofrecerán incentivos para aprovechar al máximo el número limitado de modulaciones de 30 por ciclo de combustible (véase el considerando 13). En comparación con el diseño inicial del CFD, en virtud del cual las decisiones de modulación se adoptaban sobre la base de un umbral fijo de modulación, el diseño modificado del CFD ya no se basa en un umbral fijo de modulación, sino que incentiva que las modulaciones se ejecuten en momentos en los que ofrezcan una mayor compensación (es decir, cuando se espera que los precios sean muy negativos durante un período de tiempo suficientemente largo). La remuneración del EMSA se detalla en la sección 3.3.1.5.2.

(110) Por último, Bélgica sostiene que, por las razones expuestas en el considerando 80 de la Decisión de incoación, el CFD es un instrumento adecuado y proporcionado para abordar las deficiencias del mercado detectadas y los riesgos nucleares específicos, de manera que se logran los objetivos de la medida al tiempo que se preservan unas señales del mercado eficientes. Bélgica aclara que los ingresos procedentes del CFD se destinarán al presupuesto general del Estado, pero estarán sujetos a una contabilidad separada. Se utilizarán principalmente para financiar los pagos de la contraparte del acuerdo de remuneración en virtud del CFD. Cuando los ingresos del CFD superen los importes necesarios para financiar los costes del CFD, podrían utilizarse para financiar los costes de otro CFD. Bélgica se compromete a que los ingresos sobrantes del CFD se utilicen para distribuirlos a empresas. Bélgica se compromete asimismo a informar a la Comisión en caso de que los ingresos del CFD se distribuyan a empresas y, en caso necesario, a notificar dicha medida. Bélgica también confirma que ha incluido cláusulas de penalización en caso de extinción anticipada unilateral indebida del CFD.

3.3.1.3.3. MOCP e instrumento de capital circulante

(111) Si los ingresos de BE-NUC no son suficientes para cubrir los costes por pagar en un mes determinado con arreglo al acuerdo de explotación y mantenimiento, así como cualquier otro gasto en capital para la explotación, el combustible y el mantenimiento necesarios para el funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo, la contraparte del acuerdo de remuneración tendrá que realizar un anticipo a BE-NUC a fin de garantizar un flujo de efectivo suficiente para hacer frente a estos costes y asegurar asimismo la viabilidad económica a largo plazo de la empresa en participación ([60]).

([60]) A este respecto, BE-NUC presentará un informe anual de conciliación. Si el importe de este informe es inferior a los importes agregados de los gastos de explotación mínimos, la contraparte del acuerdo de remuneración pagará a BE-NUC un importe igual al valor absoluto del déficit correspondiente. Se efectuará un pago equivalente a Luminus.

(112) El MOCP consta de dos componentes: Gastos de funcionamiento (OPEX) mínimos: i) un pago por déficit de ingresos a fin de garantizar unos flujos de efectivo suficientes para hacer frente a los costes necesarios para el funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo y salvaguardar la viabilidad económica a largo plazo de la empresa en participación, y ii) una protección del 50 % de los costes del capital invertido en relación con los costes del capital amortizado de la extensión de la explotación a largo plazo (cada tres años).

(113) Bélgica aduce que cualquier acontecimiento que reduzca la disponibilidad de las unidades de explotación a largo plazo durante un período considerable del año o las paradas reiteradas a lo largo de varios años pueden dar lugar a pérdidas considerables para BE-NUC.

(114) Bélgica pidió a Electrabel que evaluara el riesgo de que se produjeran acontecimientos importantes inesperados a lo largo de toda la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo sobre la base de datos históricos. Electrabel alega que existe una alta probabilidad de que se produzca un acontecimiento imprevisto importante ([61]) durante los diez años de la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. Para demostrarlo, Electrabel identificó casos históricos de indisponibilidad de cada uno de los siete reactores nucleares durante el período de once años comprendido entre 2012 y 2022 (véase el cuadro 10). Electrabel afirma que este enfoque histórico aporta información útil por los siguientes motivos:

a) no existe una definición o metodología unificada para estimar o calcular la probabilidad de que surjan acontecimientos de indisponibilidad imprevista, ni para estimar la duración del período de indisponibilidad asociado a ellos;

b) solo se dispone de datos homogéneos para el período 2012-2022; no obstante, el parque nuclear belga siempre se ha visto afectado por acontecimientos/períodos de indisponibilidad importante desde el inicio de las operaciones;

c) la legislación belga establece que debe llevarse a cabo una evaluación de la seguridad cada diez años a partir del momento en que la central nuclear recibe la autorización para operar a pleno rendimiento. Esta evaluación se conoce como «revisión periódica de seguridad» o «revisión decenal» ([62]). Las últimas revisiones periódicas de seguridad de Tihange 3 y Doel 4 se llevaron a cabo en 2015, durante el período considerado (2012-2022) en el análisis de riesgos. Dado que el período de once años comprendido entre 2012 y 2022, con respecto al cual se llevó a cabo una revisión periódica de seguridad de cada reactor, equivale más o menos a la duración de la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, este período se considera adecuado como punto de comparación.

Cuadro 10

Acontecimientos de indisponibilidad imprevista en las siete unidades nucleares belgas (2012-2022)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[10 – 15] %	[0 – 5] %	[60 – 70] %	[0 – 5] %	[5 – 10] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %
D2	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[10 – 15] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %
D3	[40 – 50] %	[40 – 50] %	[60 – 70] %	[90 – 100] %	[0 – 5] %	[10 – 20] %	[50 – 60] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %
D4	[0 – 5] %	[5 – 10] %	[30 – 40] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[30 – 40] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %
T1	[10 – 20] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[5 – 10] %	[40 – 50] %	[50 – 60] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[40 – 50] %	[0 – 5] %	[30 – 40] %
T2	[20 – 30] %	[40 – 50] %	[60 – 70] %	[90 – 100] %	[0 – 5] %	[5 – 10] %	[10 – 20] %	[60 – 70] %	[0 – 5] %	[10 – 20] %	[0 – 5] %
T3	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[60 – 70] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %	[0 – 5] %

Fuente: SA.106107 — Reunión técnica con la Comisión Europea: Necesidad, adecuación y proporcionalidad del préstamo destinado a los costes de desmantelamiento y el MOCP, 8 de octubre de 2024.

([61]) Por «acontecimiento de indisponibilidad importante imprevista» se entiende cualquier acontecimiento imprevisto que provoque una indisponibilidad de la planta superior al 30 % anual, equivalente a 3,6 meses.

([62]) En el sitio web de la FANC/AFCN puede encontrarse información detallada sobre la exhaustiva revisión periódica de seguridad que se lleva a cabo cada diez años: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Los datos que figuran en el cuadro 10 muestran que, durante el período 2012-2022, en las siete unidades nucleares se produjeron acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista que se escaparon al control del operador nuclear, que dieron lugar a una indisponibilidad media del 59 % por unidad (además de las paradas planificadas), lo que equivale a una indisponibilidad media de siete meses por incidente. En el conjunto de las siete unidades nucleares belgas, se dieron once acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista durante el período 2012-2022. Los motivos de los acontecimientos de indisponibilidad imprevista fueron la presencia de escamas de hidrógeno en el recipiente de presión del reactor, el deterioro del hormigón (que requirió reparaciones importantes), fallos de los equipos, fugas y un sabotaje. Por lo tanto, Bélgica afirma que hubo una media de alrededor de 1,6 (11/7) acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista por reactor y por década.

(116) Bélgica alega que, cuando hay varias unidades nucleares (o un parque nuclear) en funcionamiento, la pérdida de ingresos durante un período de fallo de una o más unidades puede compensarse parcialmente con los ingresos generados por las demás unidades. Sin embargo, en el caso del proyecto de explotación a largo plazo, se espera que estos riesgos sistémicos (de acontecimientos de indisponibilidad que afecten a la mayoría de las unidades al mismo tiempo) se intensifiquen a medida que el parque nuclear belga se reduzca a partir de 2025 y esté menos diversificado, aún más si cabe teniendo en cuenta que las dos unidades de explotación a largo plazo utilizan la misma tecnología. Por lo tanto, no se considera improbable que se produzca un acontecimiento importante que afecte a ambas unidades de explotación a largo plazo durante una parte sustancial del año.

(117) El 59 % de probabilidad de indisponibilidad de una unidad, que equivale a aproximadamente siete meses, se corresponde con la duración media de un acontecimiento de indisponibilidad importante imprevista. Electrabel considera que esta duración es una estimación realista basada en su propia experiencia con el funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo en Bélgica, ya que los acontecimientos importantes exigen considerables obras de ingeniería, la adquisición de piezas de recambio, un análisis de impacto de seguridad y extensas conversaciones con la autoridad responsable de la seguridad nuclear antes de que los reactores nucleares puedan volver a ponerse en marcha.

(118) Bélgica explica además que las revisiones periódicas de seguridad, basadas en la Orientación n.º SSG-25 del OIEA ([63]), que se han llevado a cabo cada diez años desde el inicio de la explotación, han propiciado importantes mejoras de diseño e inversiones para hacer frente al envejecimiento y a la obsolescencia de las unidades nucleares y contribuir a mantener su seguridad y fiabilidad. No obstante, a pesar de estas revisiones periódicas, el operador nuclear no puede descartar la posibilidad de que surjan nuevos problemas que provoquen períodos de indisponibilidad importante de las unidades nucleares.

(119) Con el fin de estimar el impacto que podría tener en BE-NUC la aparición de un acontecimiento de indisponibilidad importante imprevista durante el período de la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, así como el efecto del MOCP, Bélgica consideró supuestos verosímiles de situaciones de indisponibilidad importante (véase el cuadro 11) sobre la base de los datos proporcionados en el cuadro 10. Como ocurre con otras evaluaciones, para los cálculos ilustrativos, Bélgica se basó en el modelo financiero de firma de 13 de diciembre de 2023.

a) El supuesto 1 parte de la hipótesis de una indisponibilidad media del 59 %, además de las paradas programadas, de forma separada en Doel 4 y Tihange 3 en diferentes años (2030 y 2033). En ese supuesto, no se activaría el MOCP. El proyecto de explotación a largo plazo seguiría generando un excedente anual de ingresos (con respecto a los costes) de [0 – 200] millones EUR para Doel 4 y de [0 – 200] millones EUR para Tihange 3, pero la TIR del proyecto no superaría el [0 – 5] %.

b) El supuesto 2 se refiere a un escenario en el que habría una indisponibilidad simultánea de ambas unidades de explotación a largo plazo durante todo un año en el período 2029-2035 (cuando la generación sea del 100 % tras finalizar las obras destinadas a la explotación a largo plazo). En este caso, se activaría el MOCP y este ascendería a pagos a BE-NUC de entre [700 – 1 000] millones EUR y [1 000 – 1 300] millones EUR anuales, dependiendo del año de indisponibilidad. Bélgica presentó dos ejemplos concretos (supuesto más y menos negativo) para simular el impacto en el proyecto de explotación a largo plazo:

— En 2029 (supuesto más negativo), el proyecto de explotación a largo plazo generaría un valor actual neto (VAN) negativo de [0 – 200] millones EUR, lo que daría lugar a una TIR del [0 – 5] %.

— En 2034 (supuesto menos negativo), el impacto de un acontecimiento de indisponibilidad importante imprevista en los accionistas de la empresa en participación y en BE-NUC sería relativamente menor, ya que el proyecto de explotación a largo plazo ya habría llegado al final del período de diez años. El proyecto de explotación a largo plazo generaría un VAN negativo de [0 – 200] millones EUR, lo que daría lugar a una TIR del [5 – 10] %.

([63]) Normas de seguridad del OIEA, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants* [«Revisión periódica de la seguridad de las centrales nucleares», documento en inglés] STI/PUB/1588.

c) El supuesto 3 se refiere a un escenario en el que habría una indisponibilidad simultánea de ambas unidades de explotación a largo plazo un año entero durante la fase de reanudación, que transcurre durante el período 2026-2028 y se caracteriza por una generación limitada debido a las obras relacionadas con la explotación a largo plazo. Está previsto que en este período las unidades de explotación a largo plazo funcionen a menos del 50 % de su capacidad y es más probable (que durante la fase de funcionamiento) que cualquier otra indisponibilidad no planificada provoque que estas unidades no estén disponibles durante todo un año, en cuyo caso las pérdidas se cubrirían en primer lugar con el préstamo destinado a los costes de desmantelamiento. En este caso, se activaría el MOCP, pero no cabría esperar que ni BE-NUC ni Luminus generaran beneficios durante la fase de reanudación; ningún acontecimiento imprevisto tendría un impacto adicional en su rentabilidad.

Cuadro 11

Impacto ilustrativo de tres supuestos verosímiles de acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista en BE-NUC y en la contraparte del acuerdo de remuneración sobre la base del modelo financiero de firma

	Impacto en BE-NUC		Impacto en el pago de la contraparte del acuerdo de remuneración conforme al MOCP
	Rentabilidad de la operación a largo plazo	TIR	
Supuesto 1 Indisponibilidad del 59 % de T3 en 2030 y D4 en 2033	2030: Excedente de ingresos con respecto a los costes de [0 – 200] millones EUR 2033: Excedente de ingresos con respecto a los costes de [0 – 200] millones EUR (VAN de menos [100 – 300] millones EUR)	[0 – 5] %	No se activa
Supuesto 2 Contagio que afecta a ambas unidades de forma simultánea a lo largo de todo un año durante la fase de funcionamiento	**2029**		
	No se obtienen ingresos de mercado en 2029 (VAN de menos [0 – 200] millones EUR)	[0 – 5] %	Se activa: [700 – 1 000] millones EUR En ausencia del MOCP: quiebra de BE-NUC
	2034		
	No se obtienen ingresos de mercado en 2034 (VAN de menos [0 – 200] millones EUR)	[5 – 10] %	Se activa: [1 000 – 1 300] millones EUR En ausencia del MOCP: quiebra de BE-NUC
Supuesto 3 Contagio que afecta a ambas unidades de forma simultánea a lo largo de todo un año (2028) durante la fase de puesta en marcha	Se obtienen ingresos de mercado en 2028 (VAN de 0 millones EUR)	[5 – 10] %	Se activa: [600 – 800] millones EUR En ausencia del MOCP: quiebra de BE-NUC

Fuente: SA.106107 — Reunión técnica con la Comisión Europea: Necesidad, adecuación y proporcionalidad del préstamo destinado a los costes de desmantelamiento y el MOCP, 8 de octubre de 2024; SA.106107 — Respuesta de Bélgica a la solicitud de información de 1 de octubre de 2024, 1 de noviembre de 2024 (versión actualizada).

(120) Bélgica afirma que el análisis anterior muestra que el MOCP está diseñado para cubrir los efectos de posibles acontecimientos importantes que amenacen la viabilidad económica de la empresa en participación, y deja que la empresa en participación asuma muchos riesgos relacionados con la indisponibilidad: en el supuesto 1, el MOCP no se activaría si se produjera un acontecimiento importante medio, y no garantizaría una rentabilidad para los accionistas, que seguirían asumiendo el riesgo de no recuperar sus inversiones.

(121) Conforme a algunos supuestos, el MOCP podría conllevar un coste relativamente importante para el Estado belga, ya que se activaría para hacer frente a los acontecimientos de indisponibilidad de gran impacto, como se ha ilustrado anteriormente. A fin de resolver esta cuestión, Bélgica introdujo un límite máximo a los pagos del MOCP. En consecuencia, la contraparte del acuerdo de remuneración (el Estado belga) ejercerá su derecho de rescisión en virtud del acuerdo de remuneración ([64]) en caso de que el MOCP alcance un importe desembolsado de 2 000 millones EUR (el «desencadenante del MOCP»), siempre que ello resulte adecuado a la luz, entre otras cosas, de:

— las causas del desencadenante del MOCP,

— su posible impacto a corto y largo plazo,

— las perspectivas aplicables en relación con los pagos del MOCP de conformidad con el acuerdo de remuneración (en ausencia de rescisión),

— el importe (anticipado) de los pagos por rescisión adeudados, y

— las repercusiones en la seguridad del suministro.

(122) Bélgica alega que existen circunstancias en las que una rescisión no sería adecuada:

— cuando, según qué derecho de rescisión sea aplicable, el pago por rescisión pertinente (si lo hubiere) sea superior a los futuros pagos previstos del MOCP,

— cuando la carga y los costes, entre otros, para el Estado belga, de la capacidad de sustitución superen los pagos previstos del MOCP, y

— cuando no se disponga de capacidad de sustitución.

(123) En caso de que la contraparte del acuerdo de remuneración decida no ejercer su(s) derecho(s) de rescisión, Bélgica expondrá su justificación a la Comisión a efectos de evaluación.

(124) El importe del desencadenante del MOCP se corresponde con el límite superior de los pagos del MOCP en un supuesto en que ambas unidades de explotación a largo plazo no estén disponibles simultáneamente durante dos años consecutivos. De hecho, los pagos previstos del MOCP por cierres de dos años dependerán del año en que se produzcan dichos cierres. Bélgica facilitó cálculos anuales de los pagos anuales del MOCP e importes totales a lo largo de dos años consecutivos (véase el cuadro 12) basados en previsiones preliminares recogidas en el modelo financiero de firma de 13 de diciembre de 2023.

Cuadro 12

Simulación de pagos del MOCP

Período de indisponibilidad del 100 %	Coste del MOCP año 1 (millones de EUR)	Coste del MOCP año 2 (millones de EUR)	Coste total del MOCP (millones EUR)
2026 a 2027	[600 – 800]	[600 – 800]	[1 100 – 1 300]
2027 a 2028	[600 – 800]	[600 – 800]	[1 200 – 1 400]
2028 a 2029	[600 – 800]	[800 – 1 000]	[1 400 – 1 600]
2029 a 2030	[800 – 1 000]	[800 – 1 000]	[1 600 – 1 800]
2030 a 2031	[800 – 1 000]	[1 000 – 1 100]	[1 800 – 2 000]
2031 a 2032	[900 – 1 100]	[800 – 1 000]	[1 800 – 2 000]
2032 a 2033	[800 – 1 000]	[800 – 1 000]	[1 800 – 2 000]
2033 a 2034	[800 – 1 000]	[1 000 – 1 200]	[1 900 – 2 100]
2034 a 2035	[1 000 – 1 200]	[600 – 800]	[1 700 – 1 900]

Fuente: Autoridades belgas.

([64]) Bélgica presentó una descripción detallada de los derechos de rescisión en virtud del acuerdo de remuneración y declaró que este también incluye, además de los derechos de rescisión, un «protocolo de una única unidad de explotación a largo plazo» que refleja el régimen de derechos de rescisión de muchas maneras, pero que se aplica únicamente a la supresión de una única unidad de explotación a largo plazo del ámbito de aplicación del acuerdo de remuneración antes de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo.

(125) A fin de estimar el período de referencia de dos años utilizado para calcular el límite máximo de 2 000 millones EUR propuesto para el MOCP, Bélgica ofrece algunos ejemplos de reactores nucleares que se han cerrado permanentemente por razones técnicas en Estados Unidos (dado que esto nunca ha ocurrido en Europa hasta la fecha) ([65]). Según Bélgica, estos ejemplos muestran que el período de referencia de dos años se corresponde con la realidad industrial, ya que un período de dos años tras la detección de un problema que exija la parada de ambas unidades de explotación a largo plazo puede considerarse normalmente un punto límite razonable para cuestionar que prosigan las reparaciones o para plantearse el cierre definitivo.

(126) A fin de que el MOCP pueda funcionar, BE-NUC obtendrá, ya sea de sus accionistas o de un tercero, un instrumento de capital circulante a más tardar en la primera fecha de reanudación de la explotación a largo plazo. El instrumento de capital circulante sirve para financiar la necesidad de capital circulante derivada del funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo. BE-NUC podrá recurrir a dicho instrumento si la diferencia entre sus entradas y salidas de efectivo es inferior a los gastos operativos estimados del siguiente período de gasto establecido en el acuerdo de remuneración. El importe del instrumento de capital circulante será, como mínimo, el gasto operativo agregado medio estimado para un período de tres meses. En efecto, el instrumento de capital circulante sirve de puente intraanual al MOCP anual, y funciona como una línea de crédito renovable que sería reembolsada anualmente, en caso de utilizarse, por el MOCP facilitado por Bélgica.

(127) Aún no se conocen las condiciones del instrumento de capital circulante, que se obtendrá en condiciones de mercado y a más tardar en la primera fecha de reanudación de la explotación a largo plazo. Sin embargo, Bélgica aclaró que el tipo de interés de este instrumento se determinará utilizando la misma metodología que la acordada para los préstamos participativos (véase el considerando 63).

3.3.1.3.4. Préstamos destinados a los costes de desmantelamiento

(128) Además del MOCP, que aporta estabilidad financiera a lo largo de todo el período de diez años de la extensión de la vida útil, durante los tres primeros años del proyecto de explotación a largo plazo (fase de reanudación), el Gobierno belga concederá un préstamo a BE-NUC y a Luminus en condiciones idénticas. Los préstamos se calcularán en función de su cuota proporcional en las unidades de explotación a largo plazo y, por consiguiente, de su respectiva participación en los costes de parada y explotación a fecha de 1 de julio de 2025. Como ha mencionado Bélgica, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento se conceden para garantizar liquidez a lo largo de 2028, puesto que los costes de explotación no pueden financiarse mediante flujos de efectivo debido a las obras destinadas a la explotación a largo plazo.

(129) Los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, que se conceden a un tipo de interés máximo y son reembolsables con arreglo a un calendario de reembolso determinado, se componen de dos líneas diferentes (una por unidad de explotación a largo plazo), cada una de ellas formada por dos tramos:

a) Un tramo relativo a los costes de parada de la unidad correspondiente soportados por BE-NUC y Luminus desde la fecha de finalización legal hasta la fecha de reanudación de la unidad pertinente: este tramo financiará y pagará los costes necesarios para mantener las unidades de explotación a largo plazo hasta la fecha de reanudación. En caso de que los costes del período de parada sean superiores a lo previsto, la contraparte del acuerdo de remuneración velará por que se recalcule el tramo.

b) Un tramo relacionado con la cobertura de los gastos de funcionamiento y una parte del gasto en capital efectuado con respecto a la unidad pertinente hasta la fecha de ajuste de 31 de diciembre de 2028: este tramo se utilizará para cubrir los déficits de flujo de efectivo operativo que se produzcan antes del 31 de diciembre de 2028. Sin embargo, toda pérdida adicional provocada por paradas no programadas debe ser cubierta por el MOCP.

(130) Las condiciones de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento figuran en el considerando 96 de la Decisión de incoación y no se han modificado. Los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son reembolsables a un interés de hasta el 6 % y en *pari passu* con la rentabilidad para los accionistas. En cuanto a la metodología utilizada para determinar el tipo de interés, Bélgica explica que fue el resultado de una negociación entre las partes del acuerdo de remuneración, y que el tipo máximo del 6 % se corresponde con el límite inferior de la horquilla de la TIR objetivo de entre el 6 y el 8 % (teniendo en cuenta el MPRA).

([65]) Por ejemplo, Crystal River 3 se cerró permanentemente en 2013, 3,5 años después de la detección de un problema grave. Del mismo modo, San Onofre 2 y San Onofre 3 se cerraron en 2013, 1,5 años después de la detección de un problema grave.

(131) Como se indica en el considerando 97 de la Decisión de incoación, se espera que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento se desembolsen por un importe agregado de [500 – 700] millones EUR en […] plazos desde el […] hasta el […], y se reembolsen en tres plazos desde el […] hasta el […], incluidos los intereses capitalizados. Estos cálculos e importes se actualizarán en el modelo financiero aprobado por la contraparte del acuerdo de remuneración en el transcurso de 2025, antes de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo, sobre la base del coste de la extensión del funcionamiento con arreglo a los requisitos de seguridad nuclear establecidos por el organismo belga de seguridad nuclear, estimado conforme a los presupuestos presentados por los contratistas.

(132) Bélgica alega que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento no benefician desproporcionadamente a los accionistas: los riesgos de no obtener los rendimientos esperados son compartidos proporcionalmente por los accionistas de la empresa en participación y por la contraparte del acuerdo de remuneración, ya que, con unos beneficios más bajos, tanto la TIR del proyecto de explotación a largo plazo como los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento disminuirán. De hecho, el único motivo por el que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento no se reembolsarán (en absoluto) es que el proyecto de explotación a largo plazo no genere suficientes beneficios para poder pagar rendimientos de la inversión de los accionistas ([66]). Por consiguiente, Bélgica alega que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento no entrañan ningún riesgo adicional para el proveedor del acuerdo de remuneración más allá de los riesgos en materia de rendimiento y rentabilidad del proyecto de explotación a largo plazo, ya que este mecanismo no se utiliza para financiar los gastos en capital (solo los costes de capital amortizado dimanantes de la extensión de la explotación a largo plazo durante la fase de reanudación).

3.3.1.4. Acuerdo de explotación y mantenimiento

(133) De conformidad con el acuerdo de explotación y mantenimiento, Electrabel debe prestar a BE-NUC:

a) «Servicios de explotación a largo plazo»: a partir de la fecha de cierre de la transacción, las obras y servicios necesarios para extender diez años la vida útil de cada unidad de explotación a largo plazo, y

b) «Servicios de explotación y mantenimiento»: desde el final de la vida jurídica inicial de cada unidad de explotación a largo plazo, los servicios para explotar y mantener las unidades de explotación a largo plazo, los sistemas comunes y los activos comunes en la medida en que se utilicen en relación con las unidades de explotación a largo plazo (incluidos los servicios de manipulación de residuos).

(134) Algunos servicios están explícitamente excluidos del acuerdo de explotación y mantenimiento, incluidos los servicios, obras o actividades relacionados con la clausura y el desmantelamiento de las unidades de explotación a largo plazo, que siguen siendo responsabilidad de Electrabel (véase la sección 3.3.2.4).

(135) De conformidad con el artículo 12.1 del acuerdo de explotación y mantenimiento y sin perjuicio de determinados ajustes y excepciones, BE-NUC pagará a Electrabel el 89,807 % (lo que refleja la participación del 10,193 % de Luminus en las unidades de explotación a largo plazo) de todos los costes soportados para prestar los servicios de explotación a largo plazo y los servicios de explotación y mantenimiento, más el margen correspondiente, a saber:

— un [0 – 5] % para los costes e impuestos de seguro,

— un [0 – 5] % para los bienes y servicios suministrados por los miembros del Grupo Engie, y

— un [10 – 20] % para todos los demás costes.

(136) Bélgica alega que los niveles de los márgenes se ajustan a los aplicados en el marco del acuerdo de asociación de explotación a largo plazo con Luminus (que a su vez abarca una amplia gama de servicios, entre los que se incluyen los de explotación y mantenimiento). El acuerdo original que contemplaba la prestación de servicios similares a un tercero, Luminus, celebrado el 26 de junio de 2003 y confirmado de nuevo el 13 de diciembre de 2023, constituye una referencia pertinente para respaldar la posición de que el acuerdo de explotación y mantenimiento refleja unos costes de plena competencia de las operaciones nucleares. Además, Bélgica aduce que los riesgos financieros asumidos por Electrabel son mayores que los asumidos en el marco del acuerdo de asociación con Luminus, dado que, en virtud del acuerdo de explotación y mantenimiento, el margen de Electrabel se reducirá en caso de que surjan sobrecostes (no justificables) (es decir, costes no incluidos en el presupuesto propuesto por Electrabel y validados por las partes) y en caso de que se produzca una indisponibilidad de la central que supere un objetivo fijado.

(137) Por otra parte, Bélgica sostiene que el acuerdo de explotación y mantenimiento contempla determinados controles de costes, entre ellos el derecho de BE-NUC a auditar el cálculo de las tarifas y la prestación de los servicios por parte de Electrabel y a solicitar una revisión de referencia de los precios cobrados por Electrabel por los servicios técnicos asociados.

([66]) Este solo sería el caso si hubiera varios años de indisponibilidad sustancial, por ejemplo, menos del 60 % cada año entre 2029 y 2035.

(138) Por último, como operador (único) de las unidades de explotación a largo plazo y proveedor de servicios a BE-NUC en virtud del acuerdo de explotación y mantenimiento, se incentivará a Electrabel a lograr el rendimiento técnico y económico de las unidades de explotación a largo plazo. En particular, de conformidad con el acuerdo de explotación y mantenimiento:

a) Electrabel estará obligada a pagar una indemnización por daños y perjuicios si la disponibilidad de las unidades de explotación a largo plazo durante un año contractual es inferior al [90 – 100] % (sin tener en cuenta las paradas de la explotación a largo plazo, las paradas normales y los acontecimientos justificados). Como consecuencia del pago de esta indemnización, el margen obtenido por Electrabel para ese año contractual disminuye en una escala móvil del [10 – 20] % al [0 – 5] %;

b) en caso de que surjan sobrecostes, Electrabel no tendrá derecho a recibir ningún margen correspondiente en relación con y en la medida de cualquier sobrecoste distinto de un sobrecoste justificado, y

c) en caso de que se produzcan sobrecostes únicamente durante la fase de reanudación, se aplicarán penalizaciones al margen de Electrabel (hasta el [50 – 60] % del margen sobre los servicios de explotación y mantenimiento y hasta el [70 – 80] % del margen sobre los servicios de explotación a largo plazo).

(139) En consecuencia, Bélgica concluye que el acuerdo de explotación y mantenimiento se limita a la cobertura de los costes contraídos y que las condiciones financieras de dicho acuerdo se han fijado para reflejar las condiciones del mercado.

3.3.1.5. Acuerdo de servicios de gestión de la energía («EMSA»)

(140) Aunque BE-NUC será la propietaria técnica del 89,807 % de la electricidad producida por las unidades de operación a largo plazo (el 10,193 % restante es propiedad de Luminus), transfiere la propiedad de dicha electricidad al gestor energético, que la venderá ([67]). A tal fin, BE-NUC suscribirá un EMSA con un socio que adquiera la electricidad de BE-NUC y la venda.

(141) El EMSA establecerá las condiciones clave y las asignaciones de riesgos y, en consecuencia, establecerá de manera detallada una estrategia BIS y determinará el papel del gestor de ventas de energía («socio del EMSA») en relación con esta, dentro de los parámetros establecidos. El socio del EMSA designado en virtud del EMSA será el comprador y el propietario del porcentaje de BE-NUC en la electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo y estará sujeto a una BIS preestablecida. La BIS puede revisarse y modificarse cada cierto tiempo siguiendo el procedimiento detallado en el acuerdo de remuneración. El Gobierno belga (BE-WATT), en su calidad de contraparte del acuerdo de remuneración, puede imponer la BIS en la medida en que respete las condiciones de la misma establecidas en el acuerdo de remuneración. El socio del EMSA tiene una función consultiva al respecto.

(142) Con el fin de trasladar la electricidad producida al mercado mayorista de la electricidad de manera competitiva y transparente, Electrabel y el Estado belga han acordado convocar una licitación pública para estos servicios, de manera que se garantice la transparencia y la competencia (véase la sección 3.3.1.5.1). Al procedimiento de licitación se le aplican la legislación en materia de contratación pública y todas las salvaguardias conexas necesarias.

3.3.1.5.1. Procedimiento de licitación

(143) Bélgica alega que el procedimiento de licitación se lleva a cabo voluntariamente de conformidad con la Ley belga de contratación pública de 17 de junio de 2016 y con el Real Decreto de 18 de junio de 2017 sobre contratación pública en los sectores de los servicios públicos ([68]).

([67]) Luminus es propietaria de su porcentaje (10,193 %) de la electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo. Luminus gestiona la venta de la electricidad de forma independiente y no está vinculada al EMSA, cuyo objetivo es vender el porcentaje de BE-NUC en la producción de las unidades de explotación a largo plazo.

([68]) *Loi relative aux marches publics*. Puede consultarse en el siguiente enlace: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. La Ley de 17 de junio de 2016 sobre contratos públicos transpone la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la contratación por entidades que operan en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales y por la que se deroga la Directiva 2004/17/CE.

(144) El contrato del EMSA se adjudicará mediante un procedimiento negociado con convocatoria de licitación previa ([69]), que es un procedimiento estándar en el sector de los servicios públicos. La licitación se ha publicado en las plataformas pertinentes de Bélgica ([70]) y de la UE ([71]), lo que permite que todo candidato potencial pueda participar en el procedimiento.

(145) Dada la importancia del servicio licitado y la sensibilidad desde el punto de vista de la competencia, Bélgica aplicó disposiciones y salvaguardias adicionales para garantizar que se alcancen los objetivos del EMSA y que los servicios previstos se presten adecuadamente:

a) Antes de redactar los documentos de licitación, el 3 de septiembre de 2024 (hasta el 2 de octubre de 2024) se puso en marcha una solicitud de información sobre el EMSA a fin de recabar opiniones del mercado sobre diversos temas relacionados con este acuerdo ([72]). La solicitud de información perseguía dos objetivos principales: i) notificar con antelación al mercado el próximo procedimiento de licitación, de manera que se proporcionara tiempo suficiente para que los candidatos interesados prepararan su participación ([73]) y se ofreciera una mayor transparencia; ii) que los resultados de la solicitud de información se tengan en cuenta, cuando proceda, a la hora de redactar los documentos de licitación, lo que ayuda a BE-NUC a proponer una licitación perfeccionada y comprobada en el mercado, además de mejorar la claridad de los criterios y velar por que las condiciones o criterios impuestos no sean discriminatorios. Por ejemplo, la solicitud de información puso de manifiesto que no había que organizar licitaciones separadas para cada unidad de explotación a largo plazo, sino que podían licitarse como un paquete.

b) El 11 de diciembre de 2024 se publicó una convocatoria de presentación de candidaturas, en la que se solicitaba a las partes interesadas que manifestaran su interés en participar en la licitación a más tardar el 13 de enero de 2025. A petición de varias partes, el plazo de presentación se prorrogó hasta el 3 de febrero de 2025, a fin de garantizar una competencia suficiente en el procedimiento de licitación. Posteriormente, se invitará a las partes interesadas a presentar sus ofertas, sobre la base de los futuros documentos contractuales (que recogerán la estructura de remuneración modificada, tal como se explica en el gráfico 3). Bélgica alega que la descripción detallada de los servicios licitados le permite fijar un único criterio de adjudicación basado en el precio. Dado que el contrato se adjudicará mediante un procedimiento negociado, la entidad adjudicadora podrá, una vez que los candidatos hayan presentado sus ofertas en respuesta a la solicitud de propuestas (incluidos el proyecto de contrato del EMSA y los documentos conexos), invitar a los candidatos a presentar una oferta mejor que garantice el resultado más competitivo.

(146) Además, Bélgica alega que la licitación incluye una serie de criterios de selección destinados a garantizar que todo candidato cumpla las condiciones de profesionalidad y relativas a la infraestructura necesaria para una ejecución ordenada del EMSA. Sin embargo, estos criterios de cualificación se limitan al mínimo posible, haciendo referencia cada uno de ellos a un requisito necesario para los servicios previstos, a fin de garantizar la máxima competencia durante la licitación.

(147) Bélgica facilitó más detalles sobre los criterios de cualificación en comparación con la información de que disponía la Comisión en el momento de la Decisión de incoación. El licitador (o, en el caso de los cuatro primeros criterios descritos a continuación, también recurriendo a las capacidades de otra entidad) deberá:

a) presentar al menos dos referencias de experiencia (de como mínimo un año de explotación) en la gestión energética de una cartera de activos de generación térmica o nuclear de al menos 1 000 MW en su conjunto (es decir, teniendo en cuenta todas las referencias), situados en países de la Unión Europea, el Reino Unido o los países de la AELC ([74]);

([69]) De conformidad con el artículo 120 de la Ley belga sobre contratación pública de 17 de junio de 2016.
([70]) *Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications*.
([71]) Suplemento del Diario Oficial de la Unión Europea.
([72]) Estos temas incluyen, entre otros, el perfil de riesgo, las garantías en relación con la contraparte y el riesgo de contraparte, el mecanismo de precios, las condiciones de pago, la frecuencia de facturación y los intereses de demora, la estrategia BIS, las reservas para el equilibrio de las carteras internas, la división de la licitación en dos lotes (uno por activo energético), el crédito y la estructura de garantía asociada, y la agrupación de sujetos de liquidación responsables del balance («BRP», por sus siglas en inglés).
([73]) El Estado belga identificó activamente a los participantes en el mercado pertinentes con los que deseaba ponerse en contacto y a los que deseaba animar a participar en la solicitud de información, así como en el posterior procedimiento de licitación.
([74]) El criterio de 1 000 MW garantiza que los participantes cualificados/seleccionados sean financieramente capaces de atender las solicitudes que se les asignarán, que oscilarán entre 1 000 y 2 000 MW.

b) presentar al menos dos referencias sobre la gestión energética (de como mínimo un año de explotación) de activos de producción térmica o nuclear. Cada referencia debe atañer a un activo de al menos 350 MW, situado en países de la Unión Europea, el Reino Unido o los países de la AELC ([75]);

c) presentar al menos una referencia de gestión energética (de como mínimo un año de explotación) para un tercero con respecto a una capacidad de generación de al menos 350 MW y para un activo de producción situado en países de la Unión Europea, el Reino Unido o los países de la AELC ([76]);

d) tener una calificación crediticia de «grado de inversión», es decir, la siguiente calificación crediticia con una de las siguientes agencias de calificación (o equivalente): i) Fitch: calificación mínima BBB-, ii) S&P: calificación mínima BBB-, iii) Moody's: calificación mínima Baa3 ([77]), y

e) ser miembro activo de al menos un operador designado para el mercado de la electricidad («NEMO») activo en Bélgica para el comercio de electricidad ([78]).

(148) Durante el período de vigencia del contrato del EMSA, se aplicarán, entre otras, las siguientes condiciones al socio del EMSA:

a) tener un contrato de sujeto de liquidación responsable del balance («BRP») en Bélgica con Elia;

b) tener una calificación crediticia de «grado de inversión», es decir, la siguiente calificación crediticia con una de las siguientes agencias de calificación (o equivalente): i) Fitch: calificación mínima BBB-, ii) S&P: calificación mínima BBB-, iii) Moody's: calificación mínima Baa3;

c) ser miembro activo de al menos un «NEMO» activo en Bélgica para el comercio de electricidad.

(149) Por lo que se refiere al calendario de la licitación, Bélgica sostiene que su objetivo es concluirla a su debido tiempo, a más tardar el 15 de mayo de 2025, de manera que el socio del EMSA disponga de tiempo suficiente para realizar los preparativos necesarios antes de la reanudación de las unidades de explotación a largo plazo.

(150) Los servicios objeto de la licitación comprenden, en relación con los activos energéticos, entre otros: i) «servicios de representación de activos energéticos a plazo y realizados», ii) «servicios de optimización y operaciones del mercado diario e intradiario», iii) servicios relacionados con las obligaciones reglamentarias del mercado, iv) servicios de contratación de GRT belgas, y v) negociación, acceso al mercado y análisis del mercado. Debido a la interdependencia entre las distintas funciones enumeradas y a la práctica habitual del mercado consistente en combinar estos servicios en un único contrato comercial para garantizar la eficiencia operativa, estos servicios se integrarán en una única definición de «servicios del EMSA».

3.3.1.5.2. Ventas de la electricidad generada por la explotación a largo plazo y remuneración del socio del EMSA

(151) Bélgica ha aclarado que el socio del EMSA no opera como agente o en nombre de BE-NUC, sino que vende la electricidad comprada, ya que es el propietario de esta. Además, en el diseño modificado del CFD, el socio del EMSA obtiene la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas con el fin de incentivar un uso eficiente del número limitado de modulaciones y responder mejor a las señales del mercado (véanse los considerandos 153 y siguientes).

([75]) La gestión de fallos puntuales simples importantes en el mercado requiere una configuración operativa específica con una formación de personal especializado. Si bien conforme a un enfoque estándar para los activos descentralizados de menor tamaño, cuando se produce un problema, se ordena simplemente a un expedidor que adquiera lo antes posible el volumen que falta en el mercado intradiario, este enfoque no es adecuado para los activos de mayor tamaño.

([76]) Este criterio garantiza que la contraparte pueda llevar a cabo operaciones para un tercero y disponga de un marco contractual sólido.

([77]) Este criterio se introduce para garantizar que el socio del EMSA disponga de una capacidad razonablemente importante para el pago de sus compromisos financieros.

([78]) La pertenencia a un «NEMO» (Epexspot y Nord Pool en Bélgica), es decir, una organización encargada de dirigir los mercados de la electricidad integrados diarios e intradiarios, garantiza el acceso a los mercados de la electricidad. Este criterio garantiza que el candidato pueda acceder a los mercados comerciales de manera oportuna y tenga experiencia suficiente y actualizada en el funcionamiento del mercado europeo.

(152) Bélgica alega que las liquidaciones entre el socio del EMSA y BE-NUC se basan en el mercado diario, con el fin de limitar el riesgo de base para BE-NUC, ya que esto implica que, en combinación con el pago por diferencia de BE-NUC a través de un CFD en el que el precio de referencia del mercado es el precio del mercado diario, BE-NUC recibe el precio de ejercicio (véase la sección 3.3.1.3.2) ([79]). Bélgica confirma que el socio del EMSA será libre de comerciar en el mercado de su elección y no está obligado a presentar ofertas en el mercado diario.

(153) Como se explica en la sección 2.1 y en el considerando 109, dado que las unidades de explotación a largo plazo están sujetas a una limitación de treinta modulaciones por ciclo y, por ende, no tienen la posibilidad técnica y reglamentaria de modificar su producción en cualquier momento dado, se ha modificado la remuneración del socio del EMSA con el fin de ofrecer incentivos para que se haga el mejor uso posible de la cantidad limitada de modulaciones autorizadas. En lugar de tener simplemente una comisión fija (determinada a través de la licitación), la fórmula de remuneración modificada también incluye una comisión variable (basada en una fórmula predeterminada y en función de la modulación y del pago de la liquidación correctora). Este tipo de remuneración expone al socio del EMSA a una parte de los posibles aumentos de ingresos derivados de realizar la modulación en momentos de precios negativos (así como a parte de las posibles disminuciones de ingresos derivadas de realizar modulaciones en momentos de precios positivos, en su caso), al tiempo que le expone directamente a costes de desequilibrio e intradía, tal como se indica a continuación. Por lo tanto, la comisión variable consistirá en una participación porcentual fija («alfa») en los aumentos de ingresos que activan una modulación en el mercado diario y una participación porcentual diferenciada («beta») en los costes e ingresos de desequilibrio e intradía, es decir, los pagos de la liquidación correctora (que pueden incluir aumentos de ingresos derivados de la activación de una modulación en el mercado intradiario), conforme a lo cual:

a) La alfa se determina *ex ante* en un 20 %. La alfa se ha fijado lo suficientemente elevada como para ofrecer incentivos suficientes para que las decisiones de modulación sean óptimas, pero sin ser demasiado elevada para evitar disuadir de la participación en la licitación a candidatos reacios al riesgo.

b) Los aumentos de ingresos derivados de la modulación se calculan *ex post* como el producto del volumen readquirido en el mercado diario para realizar la modulación y la diferencia entre el precio cero y el precio del mercado diario.

c) La beta está diferenciada, pero también se determina *ex ante* y refleja la responsabilidad financiera del socio del EMSA como BRP en caso de desequilibrios. A este respecto, Bélgica alega que los reactores son relativamente antiguos y que las obras necesarias para ejecutar el proyecto de explotación a largo plazo, así como las modulaciones, pueden aumentar el riesgo de paradas imprevistas, lo que genera desequilibrios. Además, las centrales están sujetas a requisitos de seguridad especialmente rigurosos, lo que aumenta aún más el riesgo de paradas. Al mismo tiempo, aunque los mercados intradiario y de balance belgas están cada vez más integrados con los mercados vecinos, siguen siendo bastante pequeños en comparación con el tamaño de los dos reactores. Como consecuencia de ello, toda posible parada reducirá las posibilidades de que el BRP encuentre contrapartes para atenuar el impacto de la parada y aumentará de forma desproporcionada el riesgo de subidas bruscas de precios como consecuencia de la parada. Por lo tanto, Bélgica sostiene que la beta debería tener valores diferentes en función de la naturaleza y el impacto del acontecimiento que provoca el desequilibrio, manteniendo al mismo tiempo incentivos adecuados para que el socio del EMSA (como BRP) mitigue los desequilibrios ([80]). Sin embargo, el socio del EMSA sigue estando plenamente expuesto desde el punto de vista financiero a todos los desequilibrios resultantes principalmente de desviaciones de la producción con respecto a la producción prevista, o de errores comerciales.

d) La liquidación correctora es la suma de los pagos intradía y por desequilibrio, y la beta se aplica a ambos. Para una hora concreta, puede ser positiva o negativa.

([79]) Los gestores de energía utilizan sistemas de gestión de posiciones y captura de ofertas para racionalizar los flujos de trabajo, que abarcan la previsión, la optimización, la subasta, el despacho en tiempo real y la liquidación de transacciones. Concretamente, estos sistemas registran todas las transacciones entre BE-NUC y el socio del EMSA, así como las ventas y los intercambios de mercado con el GRT. Los datos registrados se tratan a través de un módulo de liquidación, que convierte los volúmenes de la transacción en liquidaciones financieras utilizando fórmulas contractuales predefinidas. Las declaraciones generadas por el sistema se presentan electrónicamente a BE-NUC para su revisión. BE-NUC puede cotejarlo y, en caso necesario, solicitar ajustes.

([80]) En particular, la beta ascenderá al 100 % en situaciones de «generación de carga base», al 20 % en situaciones de «modulación económica», es decir, hasta treinta veces al año, y al 8 % en situaciones de parada imprevista, es decir, en caso de acontecimientos excepcionales de gran impacto, que suelen producirse menos de una vez al año y por unidad.

Gráfico 3

Fórmula modificada de remuneración del EMSA

Remuneración del socio del EMSA = Comisión fija + comisión variable

Comisión variable = alfa*aumento de ingresos + beta*liquidación correctora
Aumento de ingresos = volumen readquirido * (0 – precio mercado diario)
Liquidación correctora = costes o ingresos intradía y por desequilibrio

(154) La fórmula presentada en el gráfico 3 se aplica a todo el volumen durante las modulaciones, incluso si la modulación se produce cuando los precios son positivos (por ejemplo, durante los períodos de variación de carga ascendente/descendente) y no solo durante períodos de precios negativos ([81]). La comisión variable la paga BE-NUC en el marco del EMSA, pero estos costes o ingresos se transferirán a BE-WATT en virtud del acuerdo de remuneración.

(155) Según Bélgica, mediante la fórmula de remuneración modificada, se incentiva al socio del EMSA, entre otras cosas, a utilizar las modulaciones económicas de manera óptima y a lo largo del horizonte temporal diario e intradiario, así como a reducir los costes intradía y de desequilibrio. Bélgica alega que los parámetros alfa y beta se eligen para preservar un funcionamiento eficiente del mercado, evitando al mismo tiempo disuadir de la participación en la licitación a candidatos reacios al riesgo.

(156) La modificación de la fórmula de remuneración afectará al comportamiento de los participantes en la licitación en razón de la comisión fija. Los licitadores tendrán en cuenta en sus ofertas los incrementos esperados a raíz de la modulación (valor de opción), así como los costes e ingresos potenciales relacionados con los pagos intradía y por desequilibrio. Bélgica alega que los documentos de licitación explicarán la estructura de la remuneración (incentivos), de modo que el potencial al alza o a la baja de la fórmula de remuneración modificada sea transparente para los licitadores. Bélgica evaluará la idoneidad de la fórmula de remuneración (modificada) del socio del EMSA y la conformidad con el mercado y la eficiencia de los incentivos que ofrece en los diferentes mercados. La evaluación se llevará a cabo a más tardar dos años después del inicio de las operaciones, a fin de permitir una revisión oportuna del contrato o la organización de una nueva licitación, lo que es posible transcurridos 3,5 años ([82]). Sin embargo, con el fin de mantener los incentivos adecuados para el socio del EMSA, solo será posible una revisión al alza de los parámetros alfa y beta ([83]).

(157) Bélgica alega que, gracias a la adaptación de la remuneración del EMSA, los incentivos del socio del EMSA, que tiene la autoridad decisoria sobre la modulación económica (supeditada a la decisión final del operador, por ejemplo, en caso de problemas de seguridad o de reglamentación), se ajustan a las señales del mercado, respondiendo así a las preocupaciones de la Comisión en este sentido. Al mismo tiempo, el socio del EMSA cuenta con los incentivos adecuados para desempeñar su labor de BRP sin estar totalmente expuesto a desequilibrios que escapan a su propio control. Además, Bélgica sostiene que habrá un intercambio continuo y preciso de información (incluidas actualizaciones periódicas sobre la disponibilidad, las capacidades técnicas, etc. de las unidades de explotación a largo plazo) entre BE-NUC, el operador nuclear y el socio del EMSA, a fin de que este último pueda tomar decisiones de modulación económica fundamentadas, dado que estará preparado y capacitado para tomar decisiones eficientes.

([81]) Esto guarda relación con las limitaciones técnicas relativas a las modulaciones (véase el considerando 13).
([82]) BE-NUC puede rescindir unilateralmente el EMSA transcurridos 3,5 años (42 meses) a partir de la fecha de reactivación de la primera unidad nuclear. Posteriormente, podrá celebrar un nuevo acuerdo tras una nueva licitación con arreglo a diferentes condiciones.
([83]) La evaluación de los parámetros alfa y beta se basará en: i) una evaluación de la participación en la licitación y de los resultados (los indicadores podrán ser: número y tipo de licitadores, resultado de la licitación en términos de precio/costes, etc.), ii) una evaluación de las decisiones de (no) modulación, incluidas sus consecuencias (financieras) para las partes implicadas, teniendo en cuenta las condiciones de mercado (previstas y reales) y las limitaciones operativas/de modulación, y iii) una evaluación de las decisiones de negociación en el mercado diario e intradiario, así como de los desequilibrios resultantes en el perímetro del BRP. La información necesaria para realizar esta evaluación se basará en los datos recabados del socio del EMSA durante la vigencia del contrato del EMSA, así como en los datos del operador Electrabel a través de BE-NUC y del acuerdo de explotación y mantenimiento, así como en cualquier información pertinente pública o del mercado relacionada con lo anterior.

(158) Bélgica también confirma que la contraparte del CFD (BE-WATT) formulará una estrategia de gestión de riesgos para su posición abierta, tal como se prevé jurídicamente, y que su aplicación contribuirá a la liquidez de los mercados de la electricidad a plazo (véase el considerando 99). La adopción de la estrategia está sujeta al asesoramiento del regulador, que incluirá una evaluación del impacto de la estrategia en los mercados de la electricidad pertinentes.

3.3.1.5.3. Salvaguardias adicionales relativas al gestor de energía

(159) El socio del EMSA se seleccionará, en principio, mediante una licitación transparente, abierta y competitiva (véase la sección 3.3.1.5.1). La entidad comercial de Engie «GEMS» (Global Energy Management & Sales), una unidad empresarial del Grupo Engie, administrativamente independiente de la unidad empresarial «nuclear», también puede participar en la licitación. Se han previsto disposiciones y medidas específicas en caso de que GEMS participe en el procedimiento de licitación con el fin de garantizar un proceso justo.

(160) Bélgica sostiene que se han adoptado y aplicado y se adoptarán y aplicarán medidas suficientes para detectar y prevenir eficazmente cualquier posible conflicto de intereses. Estas medidas pueden resumirse de la siguiente manera:

a) La solicitud de información permitió realizar pruebas de mercado, y, en este contexto, cualquier parte interesada podía sugerir diferentes condiciones y propuestas, garantizando de este modo que la licitación no plantee obstáculos en detrimento de cualquier participante interesado con respecto a GEMS (o cualquier empresa del Grupo Engie). Ni Electrabel (ni ninguna empresa del Grupo Engie) está participando ni participará en el proceso de elaboración de los documentos de licitación (la «documentación de licitación completa») tras (obtener los resultados de) la solicitud de información.

b) En caso de que GEMS participara en el procedimiento de licitación, incluso como subcontratista o en cualquier otra calidad, ni Electrabel (o cualquier empresa del Grupo Engie) ni sus administradores o agentes podrán, durante dicho procedimiento, participar en ninguna decisión o deliberación de BE-NUC sobre la oferta (por ejemplo, la decisión de selección y la decisión de adjudicación).

c) En términos generales, dentro de la organización de Electrabel, se han establecido, y se mantendrán, barreras de información y éticas estrictas entre las personas responsables de la presentación de ofertas en el seno de GEMS y las personas que intervienen en la gestión de BE-NUC. Se establecerán las mismas salvaguardias en caso de que, en última instancia, se elija a GEMS como socio del EMSA tras ganar un proceso de licitación.

d) Si se selecciona a GEMS como socio del EMSA, esta entidad estará sujeta a las mismas obligaciones que un BRP y un socio contractual del EMSA, así como al mismo conjunto de incentivos de mercado que cualquier otro candidato. En particular, como socio del EMSA, recibirá una remuneración tanto fija como variable, lo que incentivará la optimización conforme al mercado de la limitada disponibilidad de modulaciones y de los ingresos procedentes de la venta de electricidad. Además, GEMS actuará con arreglo a un mandato muy concreto determinado en la BIS, para el que no podrá establecer excepciones. Estas salvaguardias garantizarán que, en caso de ganar la licitación del EMSA, GEMS actúe como cualquier otro participante en dicha licitación y, gracias a la configuración del acuerdo del EMSA y la fórmula de remuneración modificada, tenga incentivos para actuar conforme a las señales del mercado.

(161) Si el procedimiento de licitación no consigue designar a un candidato adecuado y el EMSA no llega a celebrarse a su debido tiempo, a más tardar el 15 de mayo de 2025, GEMS prestará temporalmente los servicios del EMSA como último recurso. Estos servicios se prestarán en las condiciones que acuerden las partes durante un período limitado, con el fin de que BE-NUC adjudique el EMSA a través de otro procedimiento de licitación. Si el procedimiento de licitación es fructífero, el candidato seleccionado tomará el relevo a GEMS y asumirá la prestación de los servicios del EMSA una vez transcurrido el período pertinente durante el cual GEMS tenga que prestar estos servicios. El número de nuevas licitaciones es ilimitado.

(162) Bélgica alega que esta medida es necesaria y adecuada para garantizar la continuidad de la prestación del servicio público (esto es, la venta de la electricidad generada por las unidades nucleares), pero que esta solución se limita rigurosamente en el tiempo y al mínimo necesario.

(163) En conclusión, Bélgica sostiene que garantizará que BE-NUC siga rigurosamente la legislación y los principios sobre contratación pública. El amplio proceso de consulta ofrece salvaguardias adicionales que garantizan que la adquisición de servicios se lleve a cabo mediante un procedimiento de licitación competitivo, transparente, no discriminatorio e incondicional. Por lo tanto, Bélgica considera que se evita cualquier riesgo de cierre del mercado y otras posibles prácticas contrarias a la competencia por parte de Engie y que se han adoptado todas las medidas y salvaguardias para garantizar el nombramiento de un socio independiente del EMSA. Solo como último recurso, GEMS prestaría temporalmente estos servicios, lo cual es necesario y adecuado para garantizar la continuidad del servicio público.

3.3.1.6. Otras submedidas

(164) Otras dos submedidas que forman parte de la transacción son el acuerdo de servicios de administración («ASA», por sus siglas en inglés) entre Electrabel y BE-NUC y un acuerdo que establece disposiciones de indemnización de las pérdidas por cobertura de costes en caso de que no se cierre el acuerdo. Estas submedidas se han explicado en las secciones 3.3.10 y 3.3.11 de la Decisión de incoación.

3.3.2. *Componente 2: Limitación de la responsabilidad del operador nuclear en relación con el almacenamiento a largo plazo y el almacenamiento definitivo de residuos nucleares y combustible gastado*

3.3.2.1. Principios generales de la gestión de residuos nucleares

(165) Como se explica en el considerando 121 de la Decisión de incoación, el marco legislativo aplicable a los residuos radiactivos y al combustible gastado en la UE se basa en los dos principios fundamentales siguientes: i) el principio de que quien contamina paga ([84]), y ii) la responsabilidad última de los Estados miembros (incluida la responsabilidad financiera) de la gestión responsable y segura (incluido el almacenamiento definitivo) del combustible gastado y de los residuos radiactivos ([85]).

(166) Como se explica en la sección 3.4.2 de la Decisión de incoación, con arreglo a la normativa vigente en Bélgica, el operador nuclear es financiera [a través de la empresa de suministro nuclear, Synatom, y junto con EDF Belgium y Luminus (las «empresas contribuyentes»)] y operativamente responsable de la clausura de las siete centrales nucleares, así como del acondicionamiento y la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado, y de su almacenamiento a largo plazo previa aceptación de ONDRAF/NIRAS hasta su almacenamiento definitivo. Las provisiones nucleares para el combustible gastado y los residuos de clausura son financiadas por Electrabel y las empresas contribuyentes, bajo la gestión de Synatom, y están sujetas a la supervisión prudencial de una autoridad pública independiente, la Comisión de Suministros Nucleares (la «CPN/CNV»). Como se señala en los considerandos 123 a 125 de la Decisión de incoación, Bélgica afirma que Electrabel mantendrá determinadas responsabilidades como único operador de las unidades de explotación a largo plazo, derivadas de: i) la legislación europea y belga, y ii) las obligaciones contractuales del acuerdo de ejecución, respetando así el principio de que quien contamina paga.

(167) La CPN/CNV y ONDRAF/NIRAS son las autoridades supervisoras de Bélgica:

a) ONDRAF/NIRAS elabora (cada cinco años) un exhaustivo informe de inventario de todos los productores de residuos radiactivos en Bélgica y evalúa los fondos para la gestión de las correspondientes responsabilidades nucleares.

b) La CPN/CNV revisa (cada tres años) los métodos utilizados para calcular las provisiones nucleares, así como su adecuación y el VAN de los pasivos futuros en las cuentas de Synatom (auditoría de la metodología, escenario de referencia, etc.).

([84]) Artículo 4, apartado 3, letra e), de la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, de 19 de julio de 2011, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos (DO L 199 de 2.8.2011, p. 48), que establece que «el coste de la gestión del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos será soportado por quienes hayan generado dichos materiales».

([85]) Artículo 4, apartado 1, y artículo 9, de la Directiva 2011/70/Euratom.

(168) Como se menciona en el considerando 129 y en el cuadro 4 de la Decisión de incoación, sobre la base de la última revisión trienal del CPN/CNV de julio de 2023, el importe total actual de las provisiones relacionadas con las responsabilidades nucleares asciende a 18 225 millones EUR, que consisten en provisiones para actividades de desmantelamiento (8 122 millones EUR), para gestión del combustible gastado (9 070 millones EUR) y para residuos de explotación (1 033 millones EUR) ([86]).

3.3.2.2. Acuerdo sobre el «límite de residuos»

(169) En el marco de las negociaciones sobre el proyecto de explotación a largo plazo, Engie y el Estado belga acordaron establecer un límite máximo a la responsabilidad a largo plazo de los productores de residuos radiactivos resultantes de la producción de electricidad a través de energía nuclear (el acuerdo sobre el «límite de residuos»), a fin de reducir la incertidumbre a este respecto (véase la sección 3.4.3 de la Decisión de incoación). El acuerdo sobre el «límite de residuos» prevé la transferencia de responsabilidades financieras relativas a la producción, la inmovilización o la propiedad de los residuos radiactivos acondicionados y del combustible gastado de las siete unidades nucleares belgas, siempre y cuando se cumplan los criterios contractuales de transferencia pertinentes, del operador nuclear (Electrabel) al Estado belga a cambio del pago de un importe a tanto alzado ([87]).

(170) Este importe a tanto alzado se ha establecido por categoría de residuos nucleares. Como se explica en el considerando 131 de la Decisión de incoación, los residuos nucleares radiactivos pueden dividirse en tres categorías, en consonancia con la clasificación radiológica histórica de ONDRAF/NIRAS y con la clasificación del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA): residuos de categoría A (residuos de vida corta con un nivel bajo o intermedio de radiactividad); residuos de categoría B (residuos de vida larga con un nivel bajo o intermedio de radiactividad), y residuos de categoría C (residuos de vida corta y larga con un alto nivel de radiactividad) y combustible gastado.

(171) El cuadro 13 siguiente muestra la asignación de las provisiones existentes de 18 225 millones EUR entre Electrabel (8 410 millones EUR) y el Gobierno belga (9 815 millones EUR), de conformidad con el acuerdo sobre el límite de residuos, y especifica la asignación por categoría de residuos.

Cuadro 13

Desglose del acuerdo sobre el límite de residuos

Importe (en millones EUR)	Responsabilidad del Estado belga (tras la transferencia)				Responsabilidad de Engie	Provisiones (Ejercicio 2022)
	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Total		
Estimación de los costes de base *(sin contingencias)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Contingencias	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Importe base	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Prima de riesgo	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Importe máximo	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Fuente: Respuesta de las autoridades belgas a la solicitud de información de la Comisión de 1 de octubre de 2024.

([86]) Las provisiones destinadas a residuos de explotación son auditadas por los auditores externos de Engie (Deloitte) como parte de su revisión anual de auditoría.

([87]) En la presente Decisión, «acuerdo sobre el límite de residuos» se refiere al límite máximo de la responsabilidad a largo plazo de los productores de residuos radiactivos resultantes de la producción de electricidad a través de energía nuclear, mientras que «acuerdo sobre residuos» se refiere a la combinación de todas las submedidas del componente 2, es decir, incluido también el acuerdo sobre desmantelamiento y clausura, etc.

(172) Los principios del acuerdo sobre el límite de residuos no se han modificado y se describen en el considerando 133 de la Decisión de incoación. Pueden resumirse como sigue:

a) «Importes máximos»: Se ha fijado un pago a tanto alzado, que incluye una prima de riesgo y se indexa al 3 % anual a partir del 31 de diciembre de 2022, para cada categoría de residuos radiactivos que cumple los criterios contractuales de transferencia, por un importe total de 15 000 millones EUR (3 500 millones EUR para la categoría A, 1 000 millones EUR para la categoría B y 10 500 millones EUR para la categoría C, véase el cuadro 13). Tal como se menciona en los considerandos 134 y 135 de la Decisión de incoación y se muestra en el cuadro 13, Bélgica alega que:

— los volúmenes subyacentes a los importes máximos se basan en el inventario de residuos utilizado para la revisión de las provisiones nucleares realizada por la CPN/CNV en 2022 y en el escenario de referencia industrial de ONDRAF/NIRAS y del operador nuclear (que constituyen la mejor estimación actual del volumen de residuos nucleares acondicionados y de combustible gastado que producen y producirán las siete centrales nucleares en un escenario sin explotación a largo plazo), y

— el valor de los importes máximos es el resultado de aplicar una prima de riesgo a las provisiones nucleares existentes.

b) «Créditos de volumen»: El importe máximo (a tanto alzado) por categoría de residuos equivale a un crédito de volumen para volúmenes predeterminados, lo que proporciona un incentivo para que el operador nuclear minimice la producción de residuos nucleares.

c) «Tasas de ajuste por volumen»: Cuando el crédito de volumen de una categoría de residuos se haya utilizado en su totalidad, deberá pagarse un importe adicional por cada crédito de volumen adicional que se necesite. Los importes se establecen como la media aritmética entre: i) el «importe máximo» de la categoría de residuos dividido por el número de «créditos de volumen» de dicha categoría, y ii) el coste marginal de un crédito de volumen adicional.

d) «Criterios contractuales de transferencia» («CCT»): Para cada tipo de bulto de residuos nucleares, se han establecido criterios contractuales de transferencia que definen los criterios que debe cumplir cada contenedor de residuos y combustible gastado para que la responsabilidad financiera se transfiera a la entidad pública Hedera (véase el considerando 178 más adelante). La responsabilidad (y los costes asociados) de adaptar los residuos radiactivos a los CCT sigue recayendo en el operador nuclear.

(173) Como se menciona en el considerando 107, letra a), y se explica detalladamente en las secciones 3.4.5.1 y 3.4.5.2 de la Decisión de incoación, el establecimiento de los importes máximos de 15 000 millones EUR se basa en el importe actual de las provisiones nucleares del operador nuclear (el importe base) y en una prima de riesgo. Bélgica ha aclarado que el importe base ya incluye márgenes para contingencias, incertidumbres y otros riesgos que puedan surgir en relación con el desmantelamiento, la gestión de residuos radiactivos y la gestión del combustible gastado. Las disposiciones relativas al pago de los importes máximos se explican en la sección 3.4.5.3 de la Decisión de incoación y no se han modificado.

(174) Bélgica ha aclarado que los importes máximos que deben transferirse al Estado belga ya incluyen todas las responsabilidades históricas y futuras estimadas en materia de residuos nucleares (hasta la fecha de finalización legal original de todas las centrales nucleares belgas en 2025). Por lo tanto, todos los residuos nucleares y el combustible gastado producidos o que vayan a ser producidos por las centrales eléctricas belgas durante su vida útil legal ya se tienen en cuenta en los importes máximos.

(175) Bélgica también aclara que el volumen real de residuos solo se conocerá una vez que los residuos se acondicionen y se transfieran físicamente al Estado belga. Por consiguiente, el importe a tanto alzado de 15 000 millones EUR solo cubre los volúmenes predeterminados de los residuos en cuestión (los créditos de volumen) acordados en el acuerdo de ejecución. Si el volumen real de los residuos producidos es superior a los créditos de volumen, Engie pagará una tasa de ajuste por volumen por cada crédito de volumen adicional (véase el considerando 133 de la Decisión de incoación).

(176) Del mismo modo, todos los residuos operativos («residuos de la explotación a largo plazo») y todo el combustible gastado («combustible gastado de la explotación a largo plazo») resultantes de la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo serán financiados por BE-NUC y Luminus por cada cantidad incremental de residuos. Por cada cantidad incremental de residuos y combustible gastado de la explotación a largo plazo, se requerirán dos series de pagos:

a) Residuos de la explotación a largo plazo: los costes de los residuos de explotación de la explotación a largo plazo, tal como se definen en el acuerdo de explotación y mantenimiento, cubren dos tipos de costes:

— el pago de los costes de manipulación de los residuos de explotación a largo plazo que deberán abonarse a Electrabel por la manipulación, el tratamiento y el acondicionamiento de los residuos de explotación de la explotación a largo plazo (los «servicios de manipulación de los residuos de la explotación a largo plazo») para preparar un bulto de residuos de la explotación a largo plazo, y

— las tasas de ajuste por volumen de los residuos de la explotación a largo plazo, que cubren el pago de los costes soportados tras la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares a Hedera ([88]).

b) Servicios de gestión del combustible gastado de la explotación a largo plazo: los costes de fase final del combustible gastado se pagarán sobre la base de una tasa indexada por todo combustible gastado incremental resultante del proyecto de explotación a largo plazo ([89]).

(177) Bélgica aclara además que el modelo financiero de firma tiene en cuenta los costes de gestión o de fase final de los residuos y del combustible gastado de la explotación a largo plazo, estimados en aproximadamente 0,9 millones EUR por conjunto (en valores de 2022), de los cuales aproximadamente 0,3 millones EUR por conjunto se destinan al almacenamiento *in situ* y aproximadamente 0,6 millones EUR por conjunto se destinan a la tasa de ajuste por volumen de los residuos de la explotación a largo plazo para combustible gastado.

(178) Como se explica en la sección 3.4.4 de la Decisión de incoación, Bélgica creó una nueva institución pública *sui generis*, Hedera, con una doble función:

a) gestionar y garantizar los activos destinados a la financiación de los compromisos a largo plazo del Estado belga en relación con los residuos nucleares y el combustible gastado, y

b) controlar y realizar un seguimiento de los costes de gestión de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares y combustible gastado, bajo el control de una autoridad pública independiente (la CPN/CNV).

(179) Los importes del límite de residuos recibidos por Hedera deben protegerse e invertirse para generar la rentabilidad necesaria para pagar los costes de gestión de los residuos transferidos en el momento en que venza dicho pago. Hedera es un fondo segregado bajo el control supervisor de la CPN/CNV, el organismo nacional específico que desempeña un papel clave a la hora de garantizar y proteger la gestión, el control y el uso adecuados de los fondos ([90]). Esto se refleja en la doble función de Hedera, consistente en garantizar que: i) los importes recibidos

([88]) Estas tasas de ajuste por volumen de los residuos de la explotación a largo plazo indexadas deberán abonarse a Electrabel tan pronto como se produzca un bulto de residuos de la explotación a largo plazo o cuando su producción resulte evidente. Dicha tasa cubrirá el almacenamiento de los residuos de la explotación a largo plazo. La tasa de ajuste de los residuos de la explotación a largo plazo para cada categoría de residuos ya se establece en los artículos 16 a 18 de la Ley Phoenix.

([89]) Esta tasa abarca: i) todos los gastos de almacenamiento *in situ* contraídos por Electrabel hasta 2050, antes de que el emplazamiento se transfiera al Estado belga, y ii) todos los costes relacionados con ONDRAF/NIRAS después de la transferencia pagaderos a Hedera. Los costes de almacenamiento *in situ* ya se han calculado por conjunto y se ha fijado la tasa de ajuste por volumen del combustible gastado, todo lo cual queda recogido en los artículos 16 a 18 de la Ley Phoenix.

([90]) Aplicación de la Recomendación 2006/851/Euratom de la Comisión, de 24 de octubre de 2006, sobre la administración de los recursos financieros destinados a la clausura de instalaciones nucleares y a la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos y la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible nuclear gastado y sobre seguridad en la gestión de desechos radiactivos.

estén protegidos y generen los rendimientos necesarios ([91]), y ii) los costes de la gestión de los residuos y del combustible gastado y de las responsabilidades transferidas estén suficientemente controlados ([92]). Además, los recursos financieros deberán estar suficientemente delimitados dentro del presupuesto general del Estado belga (tal como prevé la Ley Hedera), de modo que solo se utilicen para sufragar los costes de almacenamiento a largo plazo y almacenamiento definitivo y no puedan utilizarse para otros fines ni para absorber futuros déficits presupuestarios.

(180) Bélgica alega que el acuerdo sobre el límite de residuos contempla otras medidas de reducción del riesgo y va acompañado de ellas, entre las que se encuentran:

a) La inclusión de estrictos criterios contractuales de transferencia («CCT»): La transferencia de las responsabilidades relativas a los residuos nucleares está supeditada al cumplimiento de los CCT. El pago a tanto alzado del límite de residuos se realiza antes de la transferencia efectiva de futuros bultos de residuos nucleares al Estado belga y está supeditado al respeto de los CCT por parte del operador nuclear. Esto significa que el operador nuclear sigue siendo responsable de todos los costes de residuos nucleares relacionados con el incumplimiento de los CCT.

b) Los CCT se fijan a nivel de flujo de residuos para los residuos de las categorías A, B y C: Aunque los créditos de volumen se establecen por categoría de residuos, el cumplimiento de los CCT se establece a nivel de flujo de residuos. Esto limita el riesgo del Estado belga de tener que gestionar flujos de residuos imprevistos en el futuro, proporcionando al mismo tiempo seguridad al operador nuclear en las próximas décadas.

c) Residuos de categoría X: Como se menciona en la nota 69 de la Decisión de incoación, a fin de seguir protegiendo al Estado belga frente a flujos de residuos imprevistos que puedan surgir durante la clausura de los reactores nucleares, el acuerdo sobre residuos también prevé un mecanismo para tratar todos los residuos nucleares que no se identificaron el 31 de diciembre de 2022. Estos residuos se denominan «residuos de categoría X». Se prevé un mecanismo para posibilitar la transferencia de residuos de categoría X tras llegar a un acuerdo sobre las condiciones financieras y técnicas de dicha transferencia.

d) Conservación de los conocimientos y desarrollo de las capacidades de los agentes nacionales: la transferencia de conocimientos del operador nuclear al organismo belga de gestión de residuos nucleares (ONDRAF/NIRAS) ha sido un tema importante en el marco del acuerdo sobre residuos. La captación y el mantenimiento de los conocimientos del operador nuclear antes del cierre definitivo de su producción de energía en 2035 y de las operaciones de la instalación SF2 en 2050 ha sido una prioridad para el Estado belga ([93]). La transferencia de residuos históricos va acompañada de la transferencia de toda la información disponible sobre los bultos de residuos ya producidos y de toda la información relacionada con su producción, incluidos, entre otros, los informes técnicos, los planos técnicos y los modelos utilizados para los cálculos informáticos. Se acuerda que, en el momento del cierre, ONDRAF/NIRAS y el operador ya habrán convenido un marco para dicha transferencia. El intercambio de conocimientos técnicos y la formación del personal de ONDRAF/NIRAS se considera un objetivo común para la gestión segura a largo plazo de los residuos nucleares y del combustible gastado por parte del operador nuclear y del Estado belga. La conservación de conocimientos en materia nuclear a largo plazo y el desarrollo de capacidades de los agentes nacionales serán fundamentales para mantener los costes de la gestión a largo plazo de los residuos nucleares y del combustible gastado en consonancia con las hipótesis formuladas en el acuerdo sobre residuos.

([91]) A fin de garantizar que el importe a tanto alzado aumente lo suficiente a lo largo del tiempo, se crea en el seno de Hedera un comité de inversiones (compuesto por tres expertos financieros independientes, el presidente del comité de gestión del SPF de Economía, el responsable de inversiones de Hedera, un representante de la Agencia de Deuda belga y un representante de SPFIM) para asesorar al comité de gestión de Hedera, entre otras cosas, sobre la estrategia de inversión y la gestión de riesgos.

([92]) Cada cinco años, ONDRAF/NIRAS deberá presentar a Hedera, para su aprobación, un plan en el que se recojan los servicios para los que Hedera ha asumido la responsabilidad financiera, los recursos e inversiones que necesita para ejecutar dicho plan, y los cálculos de los costes correspondientes. Hedera analiza el plan, solicita asesoramiento a la CPN/CNV y aprueba (o no) el plan quinquenal. Cada año (mientras dure dicho plan quinquenal), ONDRAF/NIRAS presenta a Hedera un plan anual detallado para el año civil siguiente a fin de obtener su aprobación. Hedera aprueba el plan, de nuevo tras recibir asesoramiento de la CPN/CNV. Además, Hedera solo abonará las facturas que le remita ONDRAF/NIRAS en las siguientes condiciones: i) los importes solicitados se ajustan al plan quinquenal aplicable y al plan anual detallado, ii) los importes solicitados están justificados por el rendimiento real, y iii) los importes solicitados se refieren a los costes reales de las actividades realizadas.

([93]) Tal como exige la Directiva 2011/70/Euratom. Esta Directiva exige a los Estados miembros que planifiquen actividades de educación y formación, así como de investigación y desarrollo, que cubran las necesidades del programa nacional para la gestión del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos, a fin de adquirir, mantener y seguir desarrollando los conocimientos y destrezas necesarios y permitir así una gestión segura a largo plazo de los residuos nucleares y del combustible gastado.

e) Supervisión prudencial de los fondos transferidos: El pago de los importes máximos es un pago único que debería cubrir todas las responsabilidades nucleares transferidas hasta el cierre del último depósito de residuos nucleares en Bélgica después de 2100. Por lo tanto, es importante controlar los gastos y el rendimiento de las inversiones del importe transferido a fin de garantizar la existencia, la disponibilidad y la suficiencia de los recursos financieros necesarios para cubrir todas las obligaciones financieras en cuestión. El Estado belga siguió a este respecto el asesoramiento de la CPN/CNV basado en la Recomendación 2006/851/Euratom (véase la nota 93):

— El fondo público que gestiona las provisiones para residuos nucleares, Hedera, es un organismo público independiente que depende directamente del Parlamento belga y garantiza la transparencia y la independencia.

— Los recursos financieros de Hedera están delimitados: solo pueden utilizarse para el fin para el que fueron creados y gestionados (véase el considerando 179).

— La planificación presupuestaria de Hedera está sujeta al control y a la supervisión de la CPN/CNV.

— Hedera cuenta con una política de inversión diversificada y con aversión al riesgo que garantiza un rendimiento positivo durante un largo período de tiempo.

— Hedera presenta sus costes a la CPN/CNV para garantizar que los recursos financieros adecuados puedan ponerse a disposición de ONDRAF/NIRAS de manera oportuna.

f) Paquete de seguridad para las responsabilidades nucleares ilimitadas: Véase la sección 3.3.2.4.

(181) Como se señala en el considerando 172 de la Decisión de incoación, Bélgica reconoce que el acuerdo relativo a los residuos nucleares tiene una repercusión positiva en el perfil de riesgo del operador nuclear, ya que una parte significativa de sus responsabilidades nucleares estará cubierta por los importes máximos, y que esta diferencia en el perfil de riesgo justifica y requiere una revisión del paquete de medidas a fin de garantizar la seguridad y la supervisión de la situación financiera del operador nuclear: el pago a tanto alzado de 15 000 millones EUR a Hedera justifica la liberación de los activos no europeos de Electrabel del perímetro de Electrabel (y la correspondiente supervisión de la CPN/CNV). Engie, en su calidad de empresa matriz francesa de Electrabel, velará por que, en el momento del cierre del acuerdo entre el Estado belga y Electrabel, permanezcan en Electrabel al menos 4 000 millones EUR de activos (valor de los fondos propios a fecha de 30 de junio de 2023). Además, Engie concede, a primer requerimiento, una garantía ilimitada e irrevocable de sociedad matriz para: i) las obligaciones de clausura de Electrabel (que también abarcan el riesgo de que el valor de las provisiones sea insuficiente), ii) el riesgo de volumen con respecto al límite establecido, y iii) el reembolso de préstamos (actuales o futuros) con Synatom.

(182) Bélgica considera que las responsabilidades transferidas en relación con los residuos nucleares y los pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo no proporcionan una ventaja económica a Electrabel y a las empresas contribuyentes, teniendo en cuenta que reflejan adecuadamente el riesgo de posteriores fluctuaciones de costes asumido por el Estado, y que la transferencia del riesgo se ha dispuesto de tal manera que un inversor privado habría aceptado asumirlo.

3.3.2.3. Justificaciones adicionales relativas al factor de descuento y a la prima de riesgo

3.3.2.3.1. Factor de descuento

(183) Bélgica alega que las provisiones nucleares recaudadas por el operador nuclear/Synatom antes de suscribir el acuerdo sobre el límite de residuos se calcularon utilizando un factor de descuento del 2,5 % para las actividades de desmantelamiento (incluidos los residuos de desmantelamiento) y un factor de descuento del 3 % para todas las actividades relativas al combustible gastado (según la decisión adoptada por la CPN/CNV durante la revisión trienal de finales de 2022).

(184) Bélgica aclara que el uso de dos tipos de descuento distintos para calcular las provisiones (para responsabilidades de desmantelamiento frente a responsabilidades en materia de combustible gastado) se justifica por la diferente duración y refleja el valor temporal del dinero ([94]).

([94]) Las provisiones para el desmantelamiento se actualizan a un tipo de descuento del 2,5 % porque tienen un horizonte temporal más corto (duración de 11,4 años). Por el contrario, las provisiones destinadas al combustible gastado están sujetas a un tipo de descuento más elevado, del 3 %, para tener en cuenta un horizonte temporal más largo (duración de treinta años).

(185) Como se señala en el considerando 198, el acuerdo sobre el límite de residuos solo conlleva una transferencia al Estado belga de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares y combustible gastado, mientras que los pasivos por clausura y desmantelamiento permanecen en manos del operador nuclear (a excepción de las discordancias provocadas por el proyecto de explotación a largo plazo, véase el considerando 199). Por lo tanto, Bélgica alega que, para el cálculo del valor actual de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares y combustible gastado, se mantuvo un factor de descuento único del 3 % (tipo real del 1 + 2 % de inflación) para tener en cuenta que las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado son de más larga duración que los pasivos por desmantelamiento (véase el considerando 148 de la Decisión de incoación).

(186) Bélgica solicitó el asesoramiento de la CPN/CNV en relación con el factor de descuento más adecuado para el cálculo del límite de residuos ([95]). Como se menciona en el considerando 149 de la Decisión de incoación, la CPN/CNV propuso ajustar el factor de descuento para las responsabilidades en materia de residuos nucleares/clausura y combustible gastado, aplicando un enfoque en dos fases, consistente en aplicar un factor de descuento basado en el tipo OLO real a treinta años del 3,17 % durante los primeros treinta años, y un factor de descuento del 2,17 % sobre la base de una estimación basada en el tipo OLO del tipo exento de riesgo durante los treinta años posteriores.

(187) Bélgica recuerda que el período de negociación fue largo (1,5 años) y que la elección de un único factor de descuento del 3 % estuvo motivada por la necesidad de disponer de un cierto grado de previsibilidad con respecto al factor de descuento utilizado en las negociaciones con Engie. Esto se debe a que el factor de descuento tiene una repercusión directa en el cálculo del importe a tanto alzado que debe transferirse. Bélgica explica que la metodología utilizada por la CPN/CNV en su asesoramiento de 2023 se utilizó posteriormente, junto con el tipo de interés a plazo último de la Autoridad Europea de Seguros y Pensiones de Jubilación (AESPJ) ([96]), como confirmación *ex post* de que el factor de descuento del 3 % era un tipo prudente a largo plazo.

(188) En primer lugar, Bélgica solicitó a un consultor independiente que calculara el factor de descuento «único» equivalente al enfoque en dos fases de la CPN/CNV, utilizando los tipos exentos de riesgo sugeridos por la CPN/CNV, así como apoyándose en otros datos diferentes sobre el tipo OLO ([97]). El análisis revela que el enfoque sugerido por la CPN/CNV es especialmente sensible al período considerado para el cálculo. Por ejemplo, el enfoque en dos fases da lugar a un factor de descuento equivalente del 2,8 % utilizando los tipos exentos de riesgo sugeridos por la CPN/CNV, un tipo equivalente del 3,1 % al aplicar la metodología de la CPN/CNV con los datos del tipo OLO disponibles en el momento de la Decisión de incoación, y un tipo equivalente del 3,2 % en el momento de la firma del acuerdo de ejecución. Como se muestra en el cuadro 14, el enfoque en dos fases sugerido por la CPN/CNV arroja dos tipos de descuento equivalentes con una diferencia de cuarenta puntos básicos al considerar dos períodos diferentes con un intervalo de solo nueve meses entre sí.

(189) En segundo lugar, el cuadro 14 también muestra la comparación con el tipo de interés a plazo último de la AESPJ, ya que la referencia de la AESPJ también se utilizó en el asunto alemán anterior (SA.45296 ([98])), en el que se consideró proporcionado un factor de descuento del 4,58 %.

([95]) Asesoramiento de la CPN/CNV al ministro de Energía de 7 de marzo de 2023, pp. 4-6 (*Advies van de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen aan de Minister van Energie betreffende de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid van ENGIE aan de Belgische staat van het beheer van het radioactief afval en de verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales*).

([96]) La AESPJ publica mensualmente la estructura temporal de los tipos de interés exentos de riesgo. Las compañías de seguros del EEE la utilizan para valorar sus pasivos con arreglo al marco regulador de la Directiva Solvencia II. La curva de la AESPJ es la curva de rendimiento del tipo de interés exento de riesgo para vencimientos de hasta ciento cincuenta años en los países del EEE. Los tipos para los vencimientos de hasta veinte años se calculan sobre la base de los tipos swap (es decir, los tipos fijos a los que los operadores del mercado están dispuestos a intercambiar obligaciones de tipo de interés variable). Los tipos para los vencimientos a más largo plazo se extrapolan y convergen, a muy largo plazo, hacia el tipo de interés a plazo último.

([97]) Véase la nota elaborada por Compass Lexecon, de 28 de noviembre de 2024, «Respuesta a las preocupaciones de la CE sobre el tipo de descuento — 281124».

([98]) Decisión de la Comisión de 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Alemania — Transferencia de responsabilidades en materia de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado en Alemania (DO C 254 de 4.8.2017, p. 1).

Cuadro 14

Evolución del tipo equivalente de la CPN y del tipo de la AESPJ desde el asesoramiento de la CPN en marzo de 2023

	Asesoramiento de la CPN/CNV 7 de marzo de 2023	Firma 13 de diciembre de 2023	Notificación 21 de junio de 2024	Decisión de incoación 22 de julio de 2024
Tipo equivalente de la CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Tipo de interés a plazo último	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Fuente: Análisis de Compass Lexecon basado en datos de investing.com.

(190) Como se desprende claramente del cuadro 14, el factor de descuento retenido del 3 % se sitúa entre

a) la sugerencia de la CPN/CNV en el momento de su asesoramiento al ministro de Energía (7 de marzo de 2023), considerada el límite inferior, y

b) el tipo de interés a plazo último, considerado una referencia más optimista ([99]).

(191) Además, el tipo del 3 % parece más conservador que la sugerencia de la CPN/CNV y el tipo de interés a plazo último en el momento de la firma del acuerdo y posteriormente.

(192) Bélgica alega además que un factor de descuento del 1 % en términos reales parece conservador en comparación con la tasa de rentabilidad que puede esperar Hedera aplicando un enfoque prudente y adecuado de gestión de activos y pasivos. Como ejemplo comparativo, Bélgica hace referencia a la cartera de activos específica de EDF destinada a garantizar la financiación segura de sus pasivos nucleares a largo plazo, descrita en el documento de registro universal de 2023 de EDF ([100]). Esta cartera se gestiona sobre la base de un enfoque de activos y pasivos y consiste en una cartera de activos diversificados comparable a la descripción de la cartera hipotética gestionada por Hedera, para la cual, por tanto, puede suponerse razonablemente una rentabilidad comparable.

(193) Por último, Bélgica asume en el cálculo del límite de residuos una tasa de inflación constante del 2 %, que es el objetivo explícito de inflación a largo plazo del Banco Central Europeo (BCE). El BCE considera que el índice de precios al consumo (IPC) es la medida adecuada de la inflación. Como se menciona en el considerando 150, letra b), de la Decisión de incoación, la CPN/CNV expresó su preocupación por que la inflación real de los costes de construcción nuclear (basada en el índice ABEX) pudiera ser superior a la inflación medida por el IPC. Bélgica alega que el objetivo de inflación del 2 % del BCE es la aproximación correcta de la inflación para el cálculo del límite de residuos, por las siguientes razones:

a) En primer lugar, Bélgica sostiene que el índice ABEX cubre el coste de la construcción de viviendas y edificios residenciales en Bélgica y, por lo tanto, no deja de ser un indicador débil de los costes de construcción nuclear, dadas las importantes diferencias entre la construcción de un proyecto nuclear y de viviendas. Además, Bélgica añade que los riesgos de incremento de costes para la gestión de residuos nucleares en las futuras instalaciones nucleares se incluyen en las contingencias del escenario industrial de ONDRAF/NIRAS y, por ende, en el importe base.

b) En segundo lugar, Bélgica aduce que la evolución histórica del índice ABEX no difiere sustancialmente de la inflación medida por el IPC, y que las diferencias entre ambas tasas se deben a una serie de factores, como el coste de la energía y de las materias primas, el coste de la mano de obra y la demanda de servicios de construcción. Bélgica sostiene que estas diferencias son de tipo situacional y no estructural.

(194) Por las razones expuestas anteriormente, Bélgica considera que el factor de descuento del 3 % es un tipo apropiado y conservador para el descuento de los pasivos a largo plazo.

([99]) El enfoque de la AESPJ solo ofrece condiciones de mercado para vencimientos cortos (de hasta veinte años). Tras este vencimiento, la metodología no se basa en tipos swap, sino en medias históricas que no reflejan necesariamente la realidad económica actual, lo que puede dar lugar a una subestimación significativa de los pasivos a más largo plazo. Por lo tanto, el tipo de interés a plazo último es una aproximación del tipo de interés exento de riesgo a muy largo plazo en términos nominales adecuada para los fondos de pensión. Sin embargo, habida cuenta de la duración de las responsabilidades nucleares y del hecho de que se paga una prima inicial para cubrir estos pasivos sin ninguna expectativa de obtener contribuciones adicionales (a diferencia de los fondos de pensión), este tipo no es necesariamente pertinente para el caso que nos ocupa.

([100]) En el documento de registro universal de 2023 (p. 354), EDF señala que la tasa de rendimiento prevista de esta cartera para los próximos veinte años es superior a la tasa del 4,5 % utilizada por EDF para el descuento de sus pasivos nucleares, es decir, 1,5 puntos porcentuales por encima del tipo de descuento retenido por Bélgica.

3.3.2.3.2. Prima de riesgo

(195) Como se indica en el considerando 153 de la Decisión de incoación, Bélgica afirma que al importe base de 9 815 millones EUR se le ha añadido una considerable prima de riesgo adicional de 5 185 millones EUR a fin de cubrir las restantes incertidumbres. Como se señala en el considerando 154 de la Decisión de incoación, la prima de riesgo se basa en una nota técnica de ONDRAF/NIRAS ([101]), en la que se analizan las incertidumbres y los riesgos asociados a la transferencia al Estado belga de la responsabilidad financiera de la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado de las siete centrales nucleares belgas (véase la nota 80 de la Decisión de incoación). Como se indica en el considerando 156 de la Decisión de incoación, Bélgica alega que la prima de riesgo del 52,83 % es adecuada y supera la prima de riesgo del 35,47 % aplicada en el asunto alemán [SA.45296 (véase la nota 101)].

(196) Además de las aclaraciones relativas a la prima de riesgo que figuran en el considerando 154 de la Decisión de incoación, durante la investigación formal, Bélgica ha aclarado con más detalle cómo se calculó la prima de riesgo sobre la base de la nota técnica de ONDRAF/NIRAS. El cuadro 15 facilita las aclaraciones detalladas y la composición de la prima de riesgo, que dio lugar a un límite inferior y superior de 5 033 millones EUR y 5 133 millones EUR, respectivamente. Como parte de las negociaciones sobre el acuerdo sobre el límite de residuos, la prima de riesgo se ha fijado en un importe ligeramente superior de 5 185 millones EUR, con el fin de llegar a un pago a tanto alzado de 15 000 millones EUR (véase el cuadro 13).

Cuadro 15

Composición y cálculo detallados de la prima de riesgo

Componentes de la prima de riesgo (importes en millones EUR)	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Descripción
Aceptabilidad de los residuos de cat. A	900			Todos los residuos que se ajusten a los CCT de la cat. A pueden transferirse como residuos de cat. A al Estado belga, y probablemente se almacenarán en la instalación de almacenamiento de la cat. A. No obstante, a fin de cubrir el riesgo de que parte de estos residuos puedan no ajustarse a los criterios de aceptación de la cat. A, el Estado belga siguió la recomendación de ONDRAF/NIRAS de tener en cuenta debidamente este riesgo, no contemplado inicialmente en las provisiones nucleares de 2022, lo que conlleva una serie de pasos como el postratamiento de los residuos, I+D adicional, una modificación de las barreras de protección artificial del almacenamiento en superficie a fin de adaptar el almacenamiento a las características específicas de residuos problemáticos y una modificación de los residuos para adaptarlos al almacenamiento. Esta parte de la prima de riesgo va unida al importe del componente «Riesgo de regulación - transferencia cat. A -> cat. B» de la prima de riesgo.
Riesgos de las instalaciones de almacenamiento	500			Diferencia entre el escenario de referencia y el importe correspondiente a las incertidumbres y los riesgos residuales.
Riesgo de regulación - transferencia cat. A -> cat. B	500	-500		Los residuos que se ajusten a los CCT de la cat. A pueden transferirse como residuos de cat. A al Gobierno belga, y se almacenarán en la instalación de almacenamiento de la cat. A. No obstante, a fin de cubrir el riesgo de que parte de estos residuos no se ajusten a los criterios de aceptación de la cat. A y tengan que almacenarse en instalaciones de almacenamiento geológico, la prima de riesgo de la cat. A contiene un componente destinado a cubrir dicho riesgo. Este componente va unido al importe de la prima de riesgo para la «aceptabilidad de los residuos de cat. A».
Instalación de almacenamiento de combustible gastado (escenario «en seco» en lugar del «edificio DE»)			-367	Con el fin de reducir el riesgo que supone transferir combustible gastado al Estado belga en instalaciones de final de la vida útil, Electrabel tiene que reemplazar el «edificio DE» (esto es, la instalación de almacenamiento de combustible gastado en Tihange) y transferir los residuos de forma estable. Por lo tanto, la correspondiente provisión para el reemplazo del edificio DE, en particular las provisiones para mantenerlo en funcionamiento hasta 2050 y posteriormente clausurarlo, puede excluirse de la transferencia al Estado belga.
Edificio de almacenamiento de residuos B		-100		El edificio de almacenamiento TSC ha quedado excluido del límite de residuos debido a incertidumbres con sus requisitos de diseño. Los costes de este edificio todavía no se incluyeron en las provisiones nucleares de 2022.
Sobrecostes combinados y escenario alternativo a 600 m de profundidad (residuos de cat. B y cat. C)				La estimación realizada por ONDRAF/NIRAS de los riesgos asociados a un escenario alternativo a 600 m se basó en opiniones de expertos [x1.21] y no en un modelo probabilístico. Por lo tanto, el Estado belga recurrió a opiniones de expertos para tener en cuenta tanto la probabilidad de percentil 70 («P70») como los sobrecostes asociados al escenario alternativo a 600 m para los cuales no se disponía de un cálculo «P70», a fin de determinar un escenario de costes «P70» y actualizarlo al 3 % (reconociendo que el escenario a 400 m fue aprobado por ONDRAF/NIRAS y la CPN/CNV, así como que se desconocen las distribuciones de costes probables del escenario alternativo a 600 m y que ambas instituciones estimaron que este escenario era poco probable). Esto llevó a una estimación del límite superior y el límite inferior de la prima de riesgo. Este importe incluye una provisión del 10 % para I+D.
límite inferior		4100		
límite superior		4200		
Total prima de riesgo				
límite inferior	**5033**			
límite superior	**5133**			

Fuente: Respuesta de las autoridades belgas a la solicitud de información de la Comisión de 1 de octubre de 2024.

([101]) NIRAS/ONDRAF, Nota técnica (confidencial) de marzo de 2023, *Note technique documentant une analyse des incertitudes et des risques associés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges d'Engie à l'État belge.*

(197) Bélgica alega que el asesoramiento de ONDRAF/NIRAS recogido en su nota técnica ofrece un catálogo de riesgos asociados a la transferencia de responsabilidades nucleares al Estado belga, que se añadieron, con la ayuda de expertos de ONDRAF/NIRAS, al expediente de provisión de 2022 para estimar cuál es la prima de riesgo mínima necesaria para cubrir todos los riesgos conocidos. Por lo tanto, Bélgica alega que la prima de riesgo prevista en el acuerdo sobre el límite de residuos tiene por objeto cubrir todos los riesgos «de probabilidad inferior al 50 %» identificados en la nota de ONDRAF/NIRAS, así como los riesgos adicionales detectados durante la negociación derivados de interacciones con Electrabel y dictámenes de expertos. Por último, Bélgica recuerda que expertos de ONDRAF/NIRAS participaron en las negociaciones del acuerdo sobre el límite de residuos para ayudar al Gobierno belga a tener en cuenta las recomendaciones formuladas en su nota técnica de marzo de 2023.

3.3.2.4. Pasivos por clausura y desmantelamiento

(198) Como se menciona en el considerando 163 de la Decisión de incoación, a diferencia de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares y combustible nuclear gastado, el operador nuclear sigue siendo el único responsable de la clausura y el desmantelamiento de todo el parque nuclear (por lo que las empresas contribuyentes contribuyen económicamente a los costes de clausura y desmantelamiento). Por lo tanto, los pasivos por clausura y desmantelamiento están «ilimitados».

(199) Sin embargo, en el marco de la transacción, el Estado belga asumió la responsabilidad financiera de los «pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo», o lo que se ha denominado «discordancias de clausura». Las dos categorías principales consideradas son los aumentos de los costes de la fase posterior a la explotación (costes de explotación y de proyecto) y de los costes de clausura y desmantelamiento causados por el proyecto de explotación a largo plazo (costes de explotación, de proyecto y de inversión). En las notas a pie de página 85 y 86 de la Decisión de incoación, se ofrecen ejemplos de en qué consisten concretamente estas discordancias de clausura. El importe final de las «discordancias de clausura» es el resultado de la evaluación del impacto del proyecto de explotación a largo plazo y no cubre ningún gasto de explotación relativo a la gestión cotidiana o las actividades habituales. El importe final de las «discordancias de clausura» es el resultado de la evaluación del impacto del proyecto de explotación a largo plazo en diferentes subcategorías de costes, puesto que el giro en cuanto a la clausura de dos de los reactores afecta a la planificación, la organización, el calendario y la necesidad de determinadas inversiones en un momento dado ([102]). Ni BE-NUC ni el Estado belga asumen ninguna otra responsabilidad por los pasivos por desmantelamiento.

(200) Como se explica en el considerando 168 de la Decisión de incoación, dado que hubo un desacuerdo entre Electrabel y el Estado belga en cuanto al alcance de las discordancias de clausura, se encargó a la CPN/CNV que adoptara la decisión, y el importe final todavía no se conocía en el momento de la Decisión de incoación. El 24 de junio de 2024, la CPN/CNV aprobó el importe de [100 – 500] millones EUR (en términos nominales) y, el 16 de octubre de 2024, la CPN/CNV notificó a Bélgica y a Engie que el importe final que debía pagarse ascendía a [100 – 500] millones EUR a finales de 2024 ([103]). El importe de las discordancias de clausura que debe pagar el Gobierno belga es una cantidad fija única que no puede incrementarse en caso de que los costes adicionales sean superiores a lo previsto; no obstante, si el proyecto de explotación a largo plazo no transcurre según lo previsto, se reembolsará al Estado belga.

(201) Bélgica sostiene que el acuerdo sobre residuos también prevé un amplio paquete de seguridad para garantizar que las «responsabilidades nucleares ilimitadas» sean asumidas por un operador nuclear económicamente viable:

a) El aumento de los pasivos por desmantelamiento (tanto para las unidades de explotación a largo plazo como las unidades ajenas a la explotación a largo plazo) derivados del proyecto de explotación a largo plazo, de los que sigue siendo responsable el Estado belga, adopta la forma de un pago final a tanto alzado que garantiza que todos los riesgos relativos a la clausura y al desmantelamiento sigan recayendo en el operador nuclear (véase el considerando 200).

b) Las responsabilidades nucleares ilimitadas siguen estando sujetas a la supervisión prudencial de la CPN/CNV, de forma similar a la situación previa al acuerdo sobre residuos (es decir, una revisión trienal de los costes de clausura, las inversiones, etc.).

([102]) Bélgica sostiene que el impacto del proyecto de explotación a largo plazo en el programa de clausura existente puede ser negativo (discordancia) o positivo (sinergia). El importe global se ha calculado como negativo (discordancias), aunque también se han tenido en cuenta los efectos positivos.

([103]) Si el cierre de la transacción tiene lugar en una fecha posterior al 31 de diciembre de 2024, el importe se incrementará en [0 – 0,500] millones EUR mensuales para tener en cuenta el correspondiente aumento del [0 – 5] % anual.

c) Entre otras, se adoptan las siguientes medidas para garantizar la viabilidad económica del operador nuclear:

— un perímetro garantizado de los activos que permanecen en Electrabel (véase el considerando 181),

— reducción de los umbrales de las decisiones capitalistas sujetas a la aprobación de la CPN/CNV (véase el considerando 175 de la Decisión de incoación),

— condiciones para los préstamos intragrupo,

— garantía de la empresa matriz (véanse los considerandos 57 y 174 de la Decisión de incoación), y

— ampliación de las obligaciones de información.

3.3.2.5. Impacto del acuerdo sobre residuos en las medidas financieras del componente 1

(202) Bélgica sostiene que el acuerdo sobre residuos puede evaluarse de forma independiente a las demás partes de la medida.

(203) En primer lugar, Bélgica alega que el acuerdo sobre residuos no solo se refiere a las unidades de explotación a largo plazo, sino a los siete reactores nucleares de Bélgica. Las provisiones nucleares en las que se basan los importes máximos tienen en cuenta todas las provisiones nucleares que deben establecerse hasta las fechas de finalización legales originales de los siete reactores nucleares (véase el cuadro 1).

(204) En segundo lugar, como se menciona en el considerando 170 de la Decisión de incoación, los costes relacionados con los residuos de explotación y el combustible gastado producidos por las unidades de explotación a largo plazo durante el período de explotación a largo plazo serán soportados por las copropietarias de las unidades de explotación a largo plazo (BE-NUC y Luminus), lo que incluye los costes destinados a hacer que los residuos de explotación sean conformes con los CCT y una tasa de ajuste por volumen para estos volúmenes adicionales. Electrabel y las empresas contribuyentes establecerán provisiones para los residuos radiactivos de explotación de conformidad con las normas contables aplicables. Estos costes adicionales se reflejan en el modelo financiero de firma en el que se basan las medidas de apoyo financiero del componente 1 del proyecto de explotación a largo plazo y, por lo tanto, se tienen en cuenta a la hora de calibrar las submedidas del componente 1.

(205) En tercer lugar, el operador nuclear sigue siendo responsable de la clausura y el desmantelamiento de los siete reactores nucleares de Bélgica. Estos costes no se reflejan ni en el acuerdo sobre residuos ni en el modelo financiero de firma. Existe una excepción relacionada con el aumento de los pasivos por desmantelamiento (tanto para las unidades de explotación a largo plazo como las unidades ajenas a la explotación a largo plazo) derivados del proyecto de explotación a largo plazo, para los que la CPN/CNV estableció y aprobó una cantidad fija única que las autoridades belgas abonarán como un pago único. El importe de estas discordancias se ha tenido en cuenta en el modelo financiero de firma.

3.3.3. *Componente 3: protecciones jurídicas*

(206) Como se señala en la sección 3.5 de la Decisión de incoación, el acuerdo entre el Estado belga y Engie también contiene disposiciones sobre protección jurídica, que determinan el reparto de riesgos en caso de que se produzcan cambios legislativos en el futuro. El capítulo 4 de la Ley Phoenix proporciona la base jurídica para proteger a Engie frente a determinadas modificaciones de la ley. No obstante, la relación entre las partes en lo que respecta a las indemnizaciones en caso de cambios legislativos pertinentes se regirá exclusivamente por las disposiciones del acuerdo de ejecución.

(207) Estas disposiciones acordadas con Engie y Electrabel establecen que, si el Gobierno federal belga o el Parlamento federal belga adoptan nuevas normas relativas concretamente a los operadores nucleares en Bélgica o a las actividades nucleares de Electrabel, que tengan un impacto negativo en las condiciones esenciales de la transacción, el Estado belga indemnizará a Engie (o a una de las sociedades del Grupo Engie afectadas) por las pérdidas directas que realmente sufra como consecuencia de ello. Esto también incluye los pagos que Engie deba efectuar a Luminus en el contexto de esta indemnización. De conformidad con el Derecho belga, el demandante debe demostrar su alegación y el importe de la indemnización lo determinará un órgano jurisdiccional o un procedimiento de arbitraje. Los tribunales belgas son competentes, pero existe una opción de arbitraje recíproco con arreglo a las normas de arbitraje de la CNUDMI.

(208) Esta disposición no se aplicará si la modificación jurídica resulta de la transposición del Derecho europeo o internacional, a menos que el Gobierno federal belga o el Parlamento federal belga hayan provocado o promovido activamente la existencia y el contenido de dicha legislación a otro nivel (internacional, supranacional, regional europeo, municipal, etc.) o hayan provocado o promovido activamente una decisión judicial.

(209) Como se indica en el considerando 180 de la Decisión de incoación, Bélgica alega que la práctica decisoria de la Comisión sugiere que las protecciones frente a cambios legislativos pueden constituir ayuda estatal. Bélgica se remite, a este respecto, a la Decisión de la Comisión relativa a la extensión de la vida útil de otros tres reactores nucleares de Bélgica, en la que la Comisión examinó las cláusulas de indemnización que figuraban en los acuerdos celebrados entre el Estado belga y los propietarios de las centrales nucleares. En consecuencia, Bélgica concluye que el acuerdo de protección jurídica entre el Estado belga y Engie podría implicar la concesión de una ventaja económica selectiva a Engie.

3.3.4. *Opciones de financiación alternativas*

(210) Bélgica sostiene que la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares requiere un paquete de ayuda específico, habida cuenta de la situación económica concreta y del perfil de riesgo específico de la energía nuclear.

(211) Como se señala en el considerando 22 de la Decisión de incoación, Electrabel no contempló provisiones para la explotación a largo plazo, ya que, hasta marzo de 2022, estaba previsto cerrar todos los activos nucleares belgas, a más tardar en 2025, de conformidad con la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear. Tras tomar la decisión de extender la vida útil de Doel 4 y Tihange 3, surgió una necesidad urgente de renovar las unidades de explotación a largo plazo. Dados los ajustados plazos y el aumento de los costes del combustible y de otras piezas necesarias en los últimos años, las incertidumbres sobre los costes de inversión del proyecto de explotación a largo plazo son considerables.

(212) Las autoridades belgas estudiaron mecanismos de apoyo alternativos, como la participación de la tecnología nuclear en el mecanismo de capacidad belga, una prima regulada fija, un CFD unidireccional o un modelo RAB.

(213) Según las autoridades belgas, dadas las deficiencias del mercado mencionadas en la sección 3.1, estas alternativas se consideraron menos adecuadas para apoyar el proyecto de explotación a largo plazo por los siguientes motivos:

a) El posible déficit de financiación y el perfil de riesgo específico de las unidades de explotación a largo plazo no pueden abordarse adecuadamente mediante la participación en el mecanismo de capacidad, dado que: i) el mecanismo de capacidad consiste en un proceso competitivo con subastas anuales, que, por definición, tienen un resultado incierto para los participantes, lo que es incompatible con la elección de Bélgica de disponer de energía nuclear como parte de su combinación energética; ii) la remuneración a través de las subastas del mecanismo de capacidad es incompatible con el calendario de extensión de la vida útil, según el cual las inversiones deben comenzar lo antes posible para que las unidades de explotación a largo plazo estén disponibles de nuevo a más tardar en noviembre de 2025, y iii) el mecanismo de capacidad solo resuelve el déficit de financiación del proyecto de inversión, sin afrontar los riesgos específicos a los que está expuesto el operador nuclear.

b) Una prima regulada fija pagaría el mismo importe por cada unidad de electricidad (independientemente del nivel de precios al por mayor), lo que daría lugar a una posible compensación excesiva o insuficiente e impondría un riesgo de mercado residual excesivo al operador.

c) Un CFD unidireccional no obligaría a los productores a devolver los ingresos de mercado por encima del precio de ejercicio, lo que permitiría una posible compensación excesiva.

d) La aplicación de un modelo RAB a las unidades nucleares se adapta mejor a las nuevas inversiones en capacidad nuclear con el fin de reducir el riesgo asociado al período de construcción y de que se produzcan grandes gastos de capital.

(214) Bélgica sostiene que el CFD bidireccional, en combinación con las demás submedidas del paquete de apoyo, proporciona la ayuda necesaria a un coste menor para los consumidores en comparación con mecanismos alternativos de apoyo a la remuneración.

3.4. **Beneficiarios**

(215) Como se señala en el considerando 181 de la Decisión de incoación, los beneficiarios finales de la medida notificada son: i) Engie, como empresa matriz de Electrabel, que es el único operador y la copropietaria de las unidades de explotación a largo plazo (al 89,807 %), y como parte directa del acuerdo de ejecución celebrado con el Gobierno belga, y ii) EDF S.A. («EDF»), como empresa matriz última de Luminus, que es la otra copropietaria de las unidades de explotación a largo plazo (al 10,193 %) y parte de las empresas contribuyentes, y como empresa matriz de EDF Belgium, como parte de las empresas contribuyentes. La Comisión no ha encontrado ninguna razón para modificar su evaluación de los principales beneficiarios durante la investigación formal.

(216) Sin embargo, la Comisión está de acuerdo con el punto de vista de Bélgica sobre la identificación de los beneficiarios del componente 1 de la medida. En particular, Bélgica alegó en sus observaciones sobre la Decisión de incoación que BE-NUC (la empresa en participación entre el Estado belga y Electrabel) y Luminus, y no Electrabel y Luminus, son las beneficiarias directas del CFD, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, el MOCP y el instrumento de capital circulante. No obstante, Electrabel, como accionista de BE-NUC y actual copropietaria de las unidades de explotación a largo plazo, también puede considerarse un beneficiario importante de estas submedidas del componente 1. Por lo que se refiere a las demás submedidas del componente 1, que brindan apoyo a la explotación y el mantenimiento de las unidades de explotación a largo plazo, Electrabel es beneficiaria directa como operador nuclear y accionista de BE-NUC junto con el Estado belga, mientras que Luminus es beneficiaria indirecta como copropietaria de las unidades de explotación a largo plazo. Con arreglo a los puntos 115 y 116 de la Comunicación de la Comisión relativa al concepto de ayuda estatal, también puede conferirse una ventaja a empresas distintas de aquellas a las que se transfieren directamente los fondos estatales (ventaja indirecta). Luminus se beneficia de la combinación de submedidas del componente 1 debido a que estas reducen los riesgos operativos y de insolvencia del proyecto de explotación a largo plazo, sin que ella misma participe directamente en dichas submedidas. Por lo tanto, puede considerarse que Luminus obtiene una ventaja indirecta de estas submedidas. Esta ventaja indirecta no se aplica al EMSA, ya que Luminus es propietaria de su cuota de electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo y gestionará la venta de electricidad de forma independiente, ni tampoco al ASA que se celebrará entre Electrabel y BE-NUC.

(217) En cuanto al componente 2 de la medida notificada, la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado y el acuerdo sobre los pasivos por desmantelamiento benefician al operador nuclear, Electrabel, así como a Luminus y EDF Belgium en su papel de empresas contribuyentes, que son, junto con el operador nuclear, financieramente responsables de los pasivos por desmantelamiento y las responsabilidades en materia de residuos nucleares.

(218) Por lo que se refiere al componente 3 de la medida notificada, las protecciones jurídicas establecen que las medidas unilaterales adoptadas por el Estado belga que afecten o se apliquen específicamente a los operadores de las unidades nucleares en Bélgica y que modifiquen negativamente las condiciones esenciales de la transacción darán lugar a un derecho a indemnización. Por lo tanto, los beneficiarios directos son Engie como empresa matriz de Electrabel, la empresa operadora (y copropietaria) de los reactores nucleares en Bélgica, y BE-NUC. Al igual que en el caso de algunas de las submedidas del componente 1, aunque Luminus no participa directamente en las medidas de protección jurídica del componente 3, se le otorga una ventaja indirecta y también será indemnizada en caso de producirse cambios jurídicos que afecten al proyecto de explotación a largo plazo (véase la sección 3.3.3). Por lo tanto, Luminus es beneficiaria indirecta del componente 3 de la medida.

3.5. **Base jurídica y transparencia**

(219) Como se explica en la sección 3.7 de la Decisión de incoación, el proyecto de explotación a largo plazo exige una serie de cambios legislativos, que se resumen en la presente sección.

3.5.1. *Modificación de la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear*

(220) La Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear dispone, desde 2003, la eliminación progresiva de la producción de electricidad mediante energía nuclear en Bélgica y ya se ha modificado en tres ocasiones para permitir la extensión de la vida útil de Tihange 1, Doel 1 y Doel 2.

(221) A fin de extender diez años la vida útil de Doel 4 y Tihange 3 se necesita otra modificación de dicha Ley. Las modificaciones se han realizado a través de la «Ley por la que se modifica la Ley sobre la eliminación progresiva de la energía nuclear», aprobada por el Parlamento en sesión plenaria el 18 de abril de 2024, firmada por el Rey el 26 de abril de 2024 y publicada en el Boletín Oficial belga el 5 de junio de 2024.

(222) De conformidad con la Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ([104]), la Directiva 92/43/CEE del Consejo ([105]) y la Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([106]), Bélgica alega que es necesaria y se ha llevado a cabo una evaluación de impacto ambiental con consultas transfronterizas ([107]).

3.5.2. *«Ley Phoenix»*

(223) Los diferentes elementos del proyecto de explotación a largo plazo se ejecutan a través de una ley independiente para garantizar la seguridad del abastecimiento en el sector de la energía y reformar el sector de la energía nuclear, la denominada «Ley Phoenix». En el considerando 191 de la Decisión de incoación se ha facilitado una descripción detallada de los distintos capítulos de la Ley Phoenix. La Ley Phoenix fue aprobada por el Parlamento en sesión plenaria el 18 de abril de 2024 y firmada por el Rey el 26 de abril de 2024. Se publicó en el Boletín Oficial belga el 5 de junio de 2024.

3.5.3. *Leyes sobre la estructura del Gobierno belga*

(224) Como se señala en el considerando 193 de la Decisión de incoación, el Estado belga creó dos nuevas entidades públicas que asumirán determinadas responsabilidades en relación con el proyecto de explotación a largo plazo:

a) «BE-WATT»: un servicio autónomo con independencia contable, constituido por la «Ley BE-WATT», que pasará a ser el accionista del Gobierno belga en BE-NUC y la contraparte del acuerdo de remuneración, y

b) «Hedera»: una nueva institución pública *sui generis* dotada de personalidad jurídica, constituida por la «Ley Hedera», que asume la responsabilidad financiera de las obligaciones transferidas en materia de residuos nucleares y combustible gastado y gestiona los importes máximos.

(225) La Ley BE-WATT y la Ley Hedera fueron aprobadas por el Parlamento en sesión plenaria el 18 de abril de 2024 y firmadas por el rey el 26 de abril de 2024. Se publicaron en el Boletín Oficial belga el 5 de junio de 2024.

3.5.4. *Reales Decretos*

(226) En primer lugar, el Real Decreto de Autorizaciones regula la autorización de instalaciones que acondicionan residuos nucleares. Este Real Decreto se ha modificado para permitir la autorización de instalaciones de acondicionamiento que acondicionen residuos nucleares de acuerdo con los criterios contractuales de transferencia. Se introducirá una categoría separada para las autorizaciones de las instalaciones de acondicionamiento que funcionen conforme a los criterios contractuales de transferencia. Se aprobó el 11 de julio de 2024 y se publicó en el Boletín Oficial belga el 15 de julio de 2024.

(227) En segundo lugar, el Real Decreto sobre criterios contractuales de transferencia determina los criterios contractuales de transferencia y la categorización del bulto de residuos, así como la forma en que consumen los créditos de volumen. Se aprobó el 11 de julio de 2024 y se publicó en el Boletín Oficial belga el 15 de julio de 2024.

3.6. **Presupuesto y financiación**

(228) Bélgica financiará el requisito de financiación total del proyecto de explotación a largo plazo a través del presupuesto general del Estado, incluidos los posibles reembolsos del CFD bidireccional.

([104]) Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (DO L 26 de 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (DO L 206 de 22.7.1992, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres (DO L 20 de 26.1.2010, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Puede encontrarse más información sobre estas notificaciones transfronterizas dirigidas a otros Estados miembros de la UE de conformidad con el artículo 7 de la Directiva EIA (incluidas todas las reacciones recibidas) en la página específica del SPF de Economía.

(229) Como se señala en el considerando 200 de la Decisión de incoación, Bélgica estima que los gastos en capital del proyecto de explotación a largo plazo ascienden a [2 – 2,5] millones EUR, y que los gastos totales de funcionamiento a lo largo de toda la vida útil son de [7 000 – 8 000] millones EUR.

(230) El impacto neto en el presupuesto del Estado belga es doble: en primer lugar, mediante la aportación de capital de 24,7 millones EUR a la empresa en participación y, en segundo lugar, a través del coste neto de las medidas a pagar por la contraparte del acuerdo de remuneración. Bélgica sostiene que el gasto presupuestario previsto no solo depende de las previsiones de costes, sino también de las previsiones de precios e ingresos del mercado de la energía, ya que el proyecto de explotación a largo plazo se financiará mediante una combinación de ingresos de mercado, pagos por diferencia del CFD, pagos de gastos de explotación (OPEX) mínimos y capital, y préstamos destinados a los costes de desmantelamiento.

(231) Con arreglo a la proyección de base del modelo financiero de firma, a lo largo de la duración del proyecto, la contraparte del acuerdo de remuneración recibirá un importe nominal neto total de [0 – 500] millones EUR.

(232) Sin embargo, si los precios de la electricidad evolucionaran según una previsión más baja, el coste de la medida para el Gobierno belga aumentaría en [4 000 – 4 500] millones EUR debido al aumento de los pagos en virtud del CFD. En caso de un acontecimiento imprevisto en el que ambas centrales nucleares no estuvieran disponibles, la contraparte del acuerdo de remuneración también estaría expuesta a tener que prestar una ayuda adicional de [500 – 1 000] millones EUR por año de indisponibilidad. En un escenario negativo de precios bajos de la electricidad y un acontecimiento de indisponibilidad de doce meses, la contraparte del acuerdo de remuneración tendría que aportar un importe neto (nominal) total de [4 000 – 4 500] millones EUR a lo largo del período de vigencia del proyecto, es decir, el presupuesto de la medida se acercaría al [40 – 50] % del capital total y de los gastos de explotación.

3.7. **Acumulación**

(233) Bélgica confirma que la medida no puede acumularse a otras ayudas recibidas para cubrir los mismos costes contraídos en el marco del proyecto de explotación a largo plazo. Bélgica alega que no está previsto que en la financiación del proyecto de explotación a largo plazo intervengan fondos distintos del presupuesto del Estado y confirma que no intervendrán fondos de la Unión.

3.8. **Razones para incoar el procedimiento de investigación formal**

(234) La Comisión adoptó la Decisión de incoación el 22 de julio de 2024. La Comisión llegó a la conclusión preliminar de que la medida constituye ayuda estatal y planteó dudas sobre su compatibilidad con el mercado interior en virtud del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE. En la Decisión de incoación, la Comisión planteó dudas sobre la necesidad, la idoneidad y la proporcionalidad de la ayuda, sobre la no infracción del Derecho de la Unión y sobre posibles falseamientos indebidos de la competencia y el comercio.

(235) En primer lugar, en cuanto a la necesidad de la ayuda, la Comisión planteó dudas con respecto a las medidas de apoyo financiero del componente 1. Aunque la Comisión reconoce que podría ser necesario que el operador nuclear y los propietarios de los reactores nucleares dispusieran de una fuente estable de ingresos dadas las incertidumbres relacionadas con el futuro precio de mercado de la electricidad, la Comisión cuestionó que se necesiten todas las medidas de apoyo financiero adicionales al CFD bidireccional. En particular, la Comisión albergaba dudas en cuanto a la creación de una empresa en participación de la que será accionista el Gobierno belga, al pago de gastos de explotación mínimos y capital (MOCP) y a los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento.

(236) En segundo lugar, por lo que se refiere a la idoneidad de la ayuda, la Comisión volvió a plantear dudas con respecto a las medidas de apoyo financiero del componente 1. La Comisión quería seguir indagando sobre el diseño del CFD bidireccional propuesto por Bélgica, ya que parecía carecer de incentivos adecuados para reaccionar ante las circunstancias del mercado y programar el mantenimiento de la manera más eficaz (lo que incluía el uso del precio del mercado diario como precio de referencia del mercado en el diseño del CFD). Además, la Comisión cuestionó si la combinación de las medidas de remuneración no liberaría a los beneficiarios de una parte demasiado grande de los riesgos de mercado y operativos.

(237) En tercer lugar, en lo que respecta a la proporcionalidad de la ayuda, la Comisión planteó dudas sobre la proporcionalidad de varias de las medidas de remuneración financiera (incluidos los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el MOCP). La Comisión consideró que estas medidas se combinan con un CFD y se prevé que alcancen, por su diseño, una tasa de rentabilidad del 7 %, que solo puede evaluarse con respecto a las propias medidas y a la reducción del riesgo que proporcionan. Por lo tanto, la Comisión consideró que no podía evaluar, en el momento de la Decisión de incoación, la proporcionalidad de esta tasa de rentabilidad objetivo en abstracto y concluyó que la evaluación de la proporcionalidad solo puede ajustarse a la evaluación de la idoneidad de las medidas. Además, la Comisión tenía dudas en cuanto a la fijación del importe del pago a tanto alzado de 15 000 millones EUR en concepto de transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado (en particular, sobre el tipo de descuento aplicado y la cuantía de la prima de riesgo), así como en cuanto al importe de los pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo (que aún no se conocía en el momento de la Decisión de incoación).

(238) Por último, la Comisión cuestionó si un diseño inadecuado del CFD y la acumulación de todas las medidas de apoyo financiero podrían dar lugar a distorsiones indebidas del mercado. Además, la Comisión necesitaba más garantías sobre la identidad y la independencia de la entidad que vende la producción de las unidades de explotación a largo plazo en el mercado en el marco del acuerdo de servicios de gestión de la energía.

4. LA POSICIÓN DE BÉLGICA

(239) Bélgica envió su respuesta a la Decisión de incoación el 22 de agosto de 2024. En sus observaciones, Bélgica proporcionó análisis independientes adicionales elaborados por Compass Lexecon sobre el diseño del CFD, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el MOCP (facilitados el 22 de agosto), así como sobre el límite de residuos (facilitado el 30 de agosto de 2024), en respuesta a las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación sobre la necesidad, la idoneidad y la proporcionalidad del paquete de medidas de apoyo financiero (componente 1 de la medida de ayuda), sobre la proporcionalidad del acuerdo sobre residuos (componente 2 de la medida de ayuda), sobre la conformidad del diseño del CFD con el Derecho de la Unión y sobre los posibles falseamientos indebidos de la competencia y del comercio.

(240) La respuesta de Bélgica a la Decisión de incoación analiza la medida inicial (el proyecto de explotación a largo plazo) tal como se describe en la Decisión de incoación. La medida actual incluye cambios (introducidos para disipar las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación) con respecto a la medida inicial, y se expone detalladamente en la sección 3 de la presente Decisión.

241) Los argumentos presentados por Bélgica se exponen con más detalle a continuación.

4.1. Posición de Bélgica sobre el paquete de medidas financieras (componente 1)

4.1.1. *Idoneidad del diseño del CFD*

(242) Bélgica estuvo de acuerdo con la Comisión en que fomentar incentivos que se ajusten a las condiciones de mercado y minimizar los posibles falseamientos indebidos resulta fundamental para el diseño de los mecanismos de apoyo.

(243) Según Bélgica, que se apoya en un análisis económico adicional independiente elaborado por Compass Lexecon ([108]), las limitaciones técnicas, reglamentarias y económicas de las unidades de operación a largo plazo (véase también la sección 2.1) determinan la viabilidad y la idoneidad del diseño del CFD. Bélgica alegó, en particular, que ofrecer incentivos económicos para que el operador nuclear reaccione ante las circunstancias del mercado en situaciones en las que la capacidad de respuesta esté limitada puede provocar que los riesgos no se distribuyan de la mejor manera y aumentar la incertidumbre de los ingresos futuros sin posibilidad de mitigación. Por lo tanto, unos riesgos más elevados para el beneficiario ante los que no se pueda reaccionar mediante gravámenes operativos pueden traducirse en un perfil de riesgos y beneficios degradado para la inversión y el desequilibrio económico del sistema (por ejemplo, exigiendo una TIR objetivo más elevada). Por lo tanto, el consiguiente impacto esperado en los gastos de apoyo debe equilibrarse con los costes que supone para la contraparte del acuerdo de remuneración asumir directamente ese riesgo.

([108]) Compass Lexecon, Memo CfD Design [«Nota informativa sobre el diseño del CFD», documento en inglés], 22 de agosto de 2024.

(244) Bélgica sostiene, además, que la explotación comercial de las unidades de operación a largo plazo y las correspondientes decisiones de licitación constituyen el referente económico para diseñar el CFD de tal manera que preserve un comportamiento conforme al mercado.

(245) En el caso que nos ocupa, Bélgica recuerda que existen diversas restricciones técnicas y operativas que limitan considerablemente el margen de maniobra para modificar el calendario de mantenimiento y realizar modulaciones y, por ende, el potencial de creación de valor asociado al aumento de los incentivos económicos:

a) Las unidades de explotación a largo plazo se enfrentan a restricciones operativas a la hora de garantizar la seguridad del suministro en los períodos invernales, así como a requisitos técnicos y legales para (re) programar las paradas.

b) El diseño técnico de las unidades de explotación a largo plazo se optimiza para que funcionen como plantas de carga base, lo que tiene importantes repercusiones para la regulación de la seguridad y limita las capacidades de modulación (por ejemplo, un máximo de treinta modulaciones por ciclo del combustible, con un posible riesgo de parada automática).

c) Las limitaciones de funcionamiento y modulación y los riesgos asociados se traducen en costes de oportunidad para el operador nuclear (por ejemplo, riesgo de pérdida de ingresos en caso de parada automática o pérdida de oportunidades de modulación si se alcanza el límite máximo de modulación antes del final del ciclo).

(246) Bélgica alegó que, dadas las limitaciones de funcionamiento y seguridad de las unidades de explotación a largo plazo, existen algunas características alternativas para el diseño del CFD, que se detallan a continuación, que no conllevarían distribución de riesgos e incentivarían un comportamiento conforme al mercado de manera más eficiente que el diseño propuesto. En particular, Bélgica adujo que, en algunos casos, la utilización de una cantidad de referencia y precios de referencia a largo plazo puede fomentar decisiones operativas y de despacho eficientes, ya que con ello se desvinculan los pagos en virtud del CFD del precio de mercado capturado. Sin embargo, puede que esto no resulte adecuado en el caso que nos ocupa, dadas las limitaciones operativas de las unidades de explotación a largo plazo y el patrón de disponibilidad único durante el período que duren las obras para la explotación a largo plazo, como se explica a continuación:

a) En primer lugar, el uso del precio de los productos a largo plazo como precio de referencia del mercado alternativo (por ejemplo, futuros, medias anuales del mercado diario) en lugar del precio del mercado diario no atiende al patrón de disponibilidad único durante el período de las obras para la explotación a largo plazo, ya que puede conllevar un riesgo significativo de desajuste entre el precio de referencia y los precios capturados que no estaría cubierto o gestionado eficazmente por BE-NUC mediante gravámenes operativos (véase el considerando 98). No obstante, diferentes contextos y limitaciones operativas pueden justificar un precio de referencia del mercado alternativo.

b) En segundo lugar, el cálculo del importe de la remuneración sobre la base de una cantidad de referencia y no de la producción real puede introducir riesgos de mercado adicionales que no estarían cubiertos o gestionados eficazmente por BE-NUC. De nuevo, el uso de cantidades de referencia podría resultar adecuado en función de los distintos contextos y limitaciones tecnológicas y operativas.

c) Al mismo tiempo, como ya se ha explicado en los considerandos 11 y 12, debido a las estrictas restricciones operativas y de modulación que se aplican a las unidades de explotación a largo plazo, el potencial de creación de valor incremental asociado al aumento de los incentivos de mercado por dotar al diseño del CFD de características alternativas sería limitado en comparación con el diseño del CFD elegido (véase más adelante).

(247) Según Bélgica, el diseño del CFD elegido en combinación con sus disposiciones específicas (el MPRA y el régimen de modulaciones) tenía por objeto equilibrar la exposición al riesgo de mercado con incentivos operativos para apoyar tanto la inversión como la eficiencia del mercado a corto plazo. Fomenta respuestas oportunas a las señales del mercado sin provocar una complejidad innecesaria y es coherente con las limitaciones técnicas y reglamentarias de las unidades de explotación a largo plazo. En este sentido, Bélgica se refirió a:

a) el MPRA, que ofrece un incentivo adecuado para la producción en épocas de precios de mercado elevados, dado el (limitado) margen de maniobra disponible para ajustar los calendarios de mantenimiento, y

b) el régimen de modulaciones, que se ha concebido para adaptarse de manera práctica a las limitaciones técnicas y reglamentarias de las unidades de explotación a largo plazo y a las operaciones de mercado. El umbral fijo de modulación tenía por objeto equilibrar los beneficios potenciales de la modulación con los costes de oportunidad asociados a través de un mecanismo sencillo.

(248) Por las razones expuestas anteriormente, Bélgica concluyó que las inquietudes de la Comisión en cuanto a la idoneidad del diseño del CFD en la Decisión de incoación eran infundadas.

(249) Sin embargo, durante la investigación formal, Bélgica decidió modificar el diseño del CFD y el mecanismo MPRA con el fin de reforzar los incentivos conformes con el mercado y tener en cuenta la evolución del mercado.

a) En primer lugar, Bélgica decidió modificar el diseño del CFD otorgando la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas al socio del EMSA (con lo que se elimina el régimen de modulaciones del diseño original) y sustituyendo la remuneración fija de dicho socio por una combinación de una comisión fija y una variable, lo que ofrece incentivos para realizar las modulaciones de un modo dinámico según la evolución del mercado, al tiempo que se tienen en cuenta las limitaciones técnicas (y los posibles riesgos de parada automática) de las unidades de explotación a largo plazo. Para consultar una descripción detallada de la fórmula de remuneración modificada, véase la sección 3.3.1.5.2.

b) En segundo lugar, Bélgica intensificó el mecanismo MPRA, de modo que la TIR prevista y la real se ajusten más estrechamente a la evolución de las condiciones del mercado. En la sección 3.3.1.3.2 se proporciona una descripción detallada de esta modificación.

4.1.2. *Estructura de la empresa en participación*

(250) Electrabel y el Estado belga tienen pensado crear una empresa en participación al 50/50, que contará con los activos necesarios para la continuidad del funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo.

(251) Bélgica alegó que este enfoque permite al Estado belga tener un control conjunto sobre la empresa del proyecto, puesto que los dos accionistas se incorporan a la empresa en participación en igualdad de condiciones y, como accionistas, con el mismo nivel de riesgo (correspondiente al riesgo y la financiación habituales asumidos por los accionistas) y compensaciones (en particular, dividendos). También permite al Estado belga mantener cierto grado de propiedad de las infraestructuras críticas.

4.1.3. *MOCP y préstamos destinados a los costes de desmantelamiento*

(252) Bélgica explicó que, si los ingresos de BE-NUC no son suficientes para cubrir los costes necesarios para el funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo (los costes del acuerdo de explotación y mantenimiento y otros gastos en capital para la explotación, el combustible y el mantenimiento), el Estado belga, como contraparte del acuerdo de remuneración, está obligado a pagar el déficit correspondiente a BE-NUC (y Luminus). BE-NUC debe presentar un informe anual de conciliación a este respecto. Este pago de gastos de explotación mínimos tiene por objeto garantizar un efectivo suficiente para hacer frente a estos costes, con el fin de salvaguardar la viabilidad y la solvencia a largo plazo de BE-NUC. Además, la contraparte del acuerdo de remuneración proporcionará un pago de capital, que consistirá en una protección del 50 % de los costes del capital invertido en relación con los costes del capital amortizado de la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. El mínimo de gastos de funcionamiento y de capital social se denominan conjuntamente MOCP (según las siglas inglesas) y se aplican a partir de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo.

(253) Bélgica explicó que también pondrá a disposición de BE-NUC y de Luminus, con efectos a partir del 1 de julio de 2025, líneas de crédito para financiar los costes de explotación y mantenimiento soportados durante determinados períodos de parada con arreglo a la cláusula 3.2(A) («Obtención de préstamos destinados a los costes de desmantelamiento») del acuerdo de remuneración. En concreto, el Estado belga concederá préstamos destinados a los costes de desmantelamiento a un tipo de interés máximo y reembolsables con arreglo a un calendario de reembolso específico, en lugar de dotar de capital adicional a BE-NUC y Luminus; dichos préstamos se financiarán en dos tramos:

a) los costes soportados durante la parada de las centrales nucleares (desde el 1 de julio de 2025 en el caso de Doel 4 y el 1 de septiembre de 2025 en el caso de Tihange 3) hasta la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo, y

b) los costes soportados durante el período de las obras programadas para la explotación a largo plazo, que transcurrirá entre la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo y el 31 de diciembre de 2028 (para evitar cualquier duda, toda pérdida adicional provocada por paradas no programadas será cubierta por el MOCP).

(254) Bélgica explicó que el MOCP aborda los riesgos con repercusiones importantes que pueden dar lugar a pérdidas durante la fase de explotación. Junto con los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento previstos durante la fase previa a la reanudación, estas medidas son esenciales para garantizar que el proyecto genere flujos de efectivo suficientes para pagar al operador nuclear y para mantener la viabilidad operativa a largo plazo. Bélgica aduce que, sin estas medidas, la central nuclear podría quebrar en caso de que se produjeran paradas prolongadas o cambios normativos (o políticos) que provocaran indisponibilidad.

(255) A fin de fundamentar estas alegaciones, Bélgica presentó las siguientes observaciones, respaldadas por un análisis independiente elaborado por Compass Lexecon ([109]):

a) Las inversiones comerciales en activos nucleares están expuestas a riesgos incontrolables y de gran impacto relacionados con la reglamentación, las políticas y la tecnología, que pueden afectar a la disponibilidad de las centrales eléctricas. Los proyectos nucleares tienen una estructura de costes predominantemente fija, lo que hace que su rendimiento financiero sea especialmente sensible a los períodos de indisponibilidad. A diferencia del modelo RAB, un sistema de CFD por sí solo es insuficiente para hacer frente a estos riesgos de indisponibilidad de gran impacto, lo que requiere un mecanismo adicional de gestión de riesgos.

b) El MOCP es necesario para proteger parcialmente frente a supuestos de pérdidas importantes que puedan poner en peligro la viabilidad económica y financiera (y la solvencia) de las unidades de explotación a largo plazo. Los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son necesarios para financiar los gastos de funcionamiento fijos necesarios para mantener las unidades de explotación a largo plazo antes de su reactivación y durante las obras previstas para la explotación a largo plazo.

c) Teniendo en cuenta el rendimiento histórico de las centrales nucleares belgas y extranjeras, no es improbable que se produzca un acontecimiento de indisponibilidad importante que afecte a ambas unidades nucleares durante una parte sustancial del año. De cara al futuro, se espera que estos riesgos sistémicos se intensifiquen a medida que el parque nuclear belga se reduzca a partir de 2025. Además, podrían producirse acontecimientos más frecuentes y menos graves que sigan generando pérdidas para el proyecto de explotación a largo plazo, lo que justificaría aún más la necesidad del mecanismo MOCP.

(256) Bélgica concluyó, por tanto, que el MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son adecuados y proporcionados:

a) El MOCP no protege al proyecto de explotación a largo plazo de todos los riesgos operativos, por lo que resulta adecuado, ya que la medida solo es necesaria para hacer frente a situaciones de indisponibilidad importante e impedir la quiebra de BE-NUC. Los accionistas siguen asumiendo otros riesgos operativos, lo que da lugar a numerosos supuestos en los que se reduciría la rentabilidad y no se alcanzaría la TIR del proyecto del 7 %, ni siquiera con la medida de ayuda en vigor.

b) El MOCP es proporcionado, ya que se limita a pagos de déficits que resultan necesarios para evitar pérdidas (componente de los gastos de explotación mínimos) y, en el caso de producirse pérdidas de inversión (es decir, si la TIR del proyecto es negativa), solo cubre el 50 % de las aportaciones de capital (componente de pago de capital). En otras palabras, incluso con el MOCP, los accionistas pueden perder hasta el 50 % de su inversión.

c) El préstamo destinado a los costes de desmantelamiento proporciona liquidez a través de una financiación que se limita al déficit de ingresos, por lo que la ayuda es adecuada.

d) El préstamo destinado a los costes de desmantelamiento es proporcionado, ya que se reduce al mínimo necesario para mitigar las pérdidas y tiene un coste, al ser reembolsable con intereses.

(257) Tras el procedimiento de investigación formal, Bélgica decidió imponer un límite máximo de 2 000 millones EUR a los posibles pagos del MOCP a través del ejercicio de su(s) derecho(s) de rescisión en virtud del acuerdo de remuneración, excepto si un análisis del Estado belga demuestra que dicha rescisión podría afectar negativamente a la seguridad del suministro de Bélgica o que no sería adecuada desde el punto de vista financiero. Véanse más detalles en la sección 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Préstamos participativos e instrumento de capital circulante*

(258) Según Bélgica, el Estado belga y Electrabel, como accionistas, acuerdan financiar su parte proporcional de las necesidades de financiación de BE-NUC o los déficits de financiación inesperados (en la medida en que atañan a costes y gastos que no estén financiados por otros mecanismos como los ingresos de BE-NUC, los pagos por diferencia a BE-NUC en virtud del acuerdo de remuneración, el préstamo destinado a los costes de desmantelamiento, etc., de manera que se evite que los costes se cubran dos veces).

([109]) Compass Lexecon, Nota informativa — *Supplemental note on SDC Loan and MOCP* [«Nota complementaria sobre el préstamo destinado a los costes de desmantelamiento y el MOCP», documento en inglés], 22 de agosto de 2024.

(259) Bélgica explicó que Electrabel y el Estado belga celebraron acuerdos individuales e idénticos con BE-NUC en relación con los préstamos participativos. Los tipos de interés no se han fijado, pero los acuerdos relativos a los préstamos participativos establecen que el tipo de interés de cada préstamo participativo será un tipo de plena competencia determinado por el consejo de administración de BE-NUC de conformidad con el acuerdo de accionistas, en función de los tipos vigentes en el mercado y de cualquier financiación mediante deuda de terceros comparable que pueda estar disponible en el momento pertinente. Los plazos de reembolso de los importes y los tipos de interés son idénticos.

(260) Bélgica explicó que el instrumento de capital circulante sirve para financiar la necesidad de capital circulante derivada del funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo. BE-NUC podrá recurrir a dicho instrumento si la diferencia entre sus entradas y salidas de efectivo es inferior a los gastos operativos estimados del siguiente período de gasto establecido en el acuerdo de remuneración. El importe del instrumento de capital circulante debe ser, como mínimo, el gasto operativo agregado medio estimado para un período de tres meses. Bélgica aclaró que, en efecto, el instrumento de capital circulante sirve de puente intraanual al MOCP anual, y funciona como una línea de crédito renovable que sería reembolsada anualmente, en caso de utilizarse, por el MOCP facilitado por Estado belga.

(261) Bélgica aclaró que Electrabel propondrá una metodología para el préstamo participativo de Electrabel, descrita en una hoja de condiciones, que se comunicará al consejo de administración de BE-NUC y se reproducirá posteriormente para el préstamo del Estado belga, así como para el instrumento de capital circulante. Los plazos de reembolso de los importes y los tipos de interés son idénticos. Bélgica informó de que la metodología todavía se estaba debatiendo y se comunicaría en una fase posterior.

4.2. **Posición de Bélgica sobre el EMSA**

4.2.1. *Adjudicación del EMSA a través de un procedimiento de licitación competitivo*

(262) En cuanto a la adquisición de servicios de gestión de la energía en virtud del EMSA, Bélgica sostuvo que la adquisición de estos servicios se lleva a cabo mediante un procedimiento de licitación competitivo, transparente, no discriminatorio e incondicional. En particular, el contrato del EMSA se adjudicará mediante un procedimiento negociado con convocatoria de licitación previa (artículo 120 de la Ley belga de contratación pública de 17 de junio de 2016), que es un procedimiento habitual en el sector de los servicios públicos. Bélgica concluye, por tanto, que el EMSA no supone una ventaja para el gestor de energía (el socio del EMSA) y que dicho socio no se beneficia de ayuda estatal.

(263) Bélgica alegó que, si bien la aplicación de las Directivas sobre contratación pública ya ofrece una serie de garantías, dada la importancia de los servicios ofrecidos y la sensibilidad desde el punto de vista de la competencia, se han aplicado disposiciones y salvaguardias adicionales para garantizar que exista una competencia suficiente en la licitación.

(264) Más concretamente, Bélgica ha explicado que, antes de preparar la documentación de la licitación, se puso en marcha una solicitud de información sobre el EMSA para recabar opiniones del mercado, que incluía un gran número de temas relacionados con el contenido del contrato del EMSA. Además, la licitación impone criterios de selección específicos que garanticen que los participantes cualificados/seleccionados sean realmente idóneos para desempeñar la función, habida cuenta de la importancia y la sensibilidad del servicio ofrecido. En la sección 3.3.1.5.1 se ofrece más información sobre el procedimiento de licitación y los criterios de selección.

(265) Como se señala en la sección 3.3.1.5.2, tras el procedimiento de investigación formal, Bélgica decidió conceder la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas al socio del EMSA y sustituir la remuneración fija de dicho socio por una combinación de una comisión fija y una variable, proporcionando así mayores incentivos para modular en función de las señales del mercado, al tiempo que se tienen en cuenta las limitaciones técnicas (y los posibles riesgos de parada automática) de las unidades de explotación a largo plazo.

4.2.2. *Salvaguardias adicionales relativas al gestor de energía*

(266) Bélgica alegó que se han previsto medidas específicas relativas a la posible participación de GEMS, la entidad comercial de Engie (una unidad empresarial del Grupo Engie administrativamente independiente de la unidad empresarial «nuclear»), en el procedimiento de licitación.

(267) Bélgica aclaró además que se han adoptado y aplicado y se adoptarán y aplicarán medidas suficientes para detectar y prevenir eficazmente cualquier posible conflicto de intereses. Estas medidas pueden resumirse de la siguiente manera:

a) La solicitud de información permite realizar pruebas de mercado, y, en este contexto, cualquier parte interesada puede sugerir diferentes condiciones y propuestas que pasarán a reflejarse en la solicitud de información, garantizando de este modo que la licitación no plantee obstáculos en detrimento de cualquier participante interesado con respecto a GEMS (o cualquier empresa del Grupo Engie). Ni Electrabel (ni ninguna empresa del Grupo Engie) participará en el proceso de elaboración de los documentos de licitación tras (obtener los resultados de) la solicitud de información.

b) En caso de que GEMS participara en el procedimiento de licitación, incluso como subcontratista o en cualquier otra calidad, ni Electrabel (o cualquier empresa del Grupo Engie) ni sus administradores o agentes podrán, durante dicho procedimiento, participar en ninguna decisión o deliberación de BE-NUC sobre la oferta (por ejemplo, la decisión de selección y la decisión de adjudicación).

c) Dentro de la organización de Electrabel, se han establecido, y se mantendrán, barreras de información y éticas estrictas entre las personas responsables de la presentación de ofertas en el seno de GEMS y las personas que intervienen en la gestión de BE-NUC. Se establecerán las mismas salvaguardias en caso de que, en última instancia, se elija a GEMS como gestor de energía tras ganar un proceso de licitación.

(268) Bélgica también aclaró que, como último recurso, si no se ha llegado a celebrar un EMSA a su debido tiempo, GEMS prestará temporalmente los servicios del EMSA para garantizar la continuidad. Bélgica alegó que esta medida es necesaria y adecuada para garantizar la continuidad de la prestación del servicio público (la venta de la electricidad generada por las unidades de explotación a largo plazo), pero que esta solución se limitará rigurosamente en el tiempo y al mínimo necesario.

4.2.3. *Conclusión de Bélgica sobre el EMSA*

(269) Bélgica concluyó que el procedimiento de licitación del EMSA excluye cualquier posible ayuda estatal, dado que: i) el Estado belga velará por que BE-NUC siga rigurosamente la legislación y los principios de contratación pública, y ii) el amplio proceso de consulta previo al inicio efectivo de la licitación ofrece salvaguardias adicionales que garantizan que la adquisición de servicios se lleve a cabo a través de un procedimiento de licitación competitivo, transparente, no discriminatorio e incondicional.

(270) Asimismo, Bélgica concluyó que se evita cualquier riesgo de cierre del mercado y otras posibles prácticas contrarias a la competencia por parte de Engie y que se han adoptado todas las medidas y salvaguardias para garantizar el nombramiento de un socio independiente del EMSA. Solo como último recurso, GEMS prestaría temporalmente estos servicios, lo cual es necesario y adecuado para garantizar la continuidad del servicio público.

4.3. **Posición de Bélgica sobre el acuerdo sobre residuos**

4.3.1. *Pasivos por desmantelamiento*

(271) Bélgica aclaró que los pasivos por clausura y desmantelamiento de la explotación a largo plazo derivados del proyecto de explotación a largo plazo (las «discordancias»), si quedan demostrados por Electrabel, correrán a cargo del Estado belga mediante un pago único (completo y definitivo) a tanto alzado en la fecha de cierre de la transacción. Bélgica explicó que el acuerdo de ejecución dispone que el Estado belga y Electrabel deben acordar el importe en un plazo determinado y, de no hacerlo, el asunto se remitirá a la CPN/CNV para que adopte una decisión al respecto.

(272) Bélgica recordó que, dado que esta cuestión seguía pendiente a nivel de la CPN/CNV en el momento de la Decisión de incoación, su proporcionalidad no se evaluó en la Decisión de incoación.

(273) Bélgica explicó que el Estado belga y Electrabel no llegaron a un acuerdo sobre el importe en el plazo establecido, de modo que el asunto se remitió a la CPN/CNV para que adoptara una decisión al respecto. Más concretamente, Bélgica aclaró que:

a) El 12 de diciembre de 2023, Electrabel remitió su propuesta de revisión al Estado belga: Electrabel alegó que los pasivos por clausura y desmantelamiento de la explotación a largo plazo ascenderían a 689,9 millones EUR (valores de 2021) y a 580 millones EUR (valores de 2023).

b) El 25 de enero de 2024, el Estado belga respondió a la propuesta de revisión. En su respuesta, el Estado belga consideró que Electrabel no había aportado pruebas suficientes sobre cada una de estas repercusiones y que los costes presentados por Electrabel no se habían calculado con suficiente precisión y que, por lo tanto, los pasivos por clausura y desmantelamiento de la explotación a largo plazo equivalen a cero.

c) Dado que los nuevos debates entre Electrabel y el Estado belga no propiciaron un acuerdo mutuo sobre el importe de los pasivos por clausura y desmantelamiento de la explotación a largo plazo, el asunto se remitió a la CNV/CPN.

d) La CNV/CPN solicitó asesoramiento a ONDRAF/NIRAS y a la FANC/AFCN, que presentaron sus observaciones el 25 y el 27 de marzo de 2024, respectivamente. ONDRAF/NIRAS presentó nuevas observaciones por escrito el 6 de junio de 2024.

e) El 24 de junio de 2024, la CPN/CNV emitió su dictamen sobre los pasivos por clausura y desmantelamiento de la operación a largo plazo y llegó a la conclusión de que el proyecto de explotación a largo plazo repercute con un aumento de los costes de clausura (costos instantáneos) de [100 – 500] millones EUR (valores de 2021). Los costos instantáneos calculados deben descontarse utilizando el tipo de descuento y la tasa de inflación determinados en el momento de la revisión trienal de 2022. Sobre esta base, el aumento de los costes de clausura y desmantelamiento asciende a [100 – 500] millones EUR (valores de 2023).

(274) Por consiguiente, Bélgica llegó a la conclusión de que el importe destinado a la transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo, según se determinan en el dictamen de la CPN/CNV de 24 de junio de 2024, es proporcionado.

4.3.2. *Posición de Bélgica sobre la proporcionalidad del límite de residuos*

(275) Además, el 30 de agosto de 2024, Bélgica presentó un análisis independiente complementario realizado por Compass Lexecon, que exponía un análisis económico sobre el diseño del límite de residuos que examinaba, entre otras cosas, el tipo de descuento del 3 % y ofrecía explicaciones adicionales sobre cómo los riesgos adicionales detectados por la CPN/CNV o bien ya están cubiertos por la prima de riesgo calculada por el Estado belga o bien tienen una probabilidad o impacto limitados.

4.3.2.1. Inquietudes relacionadas con el factor de descuento

(276) Bélgica alegó que las preocupaciones de la Comisión en relación con el tipo de descuento se derivan de un análisis realizado por la CPN/CNV en su asesoramiento de 7 de marzo de 2023 al ministro de Energía ([110]), en el que la CPN/CNV considera que el tipo de descuento que debe utilizarse para los gastos de combustible gastado debe aproximarse gradualmente a la tasa de rentabilidad exenta de riesgo a largo plazo (calculada en un 2,17 %), y sugiere el uso de un tipo de descuento en dos fases (3,17 % durante los primeros treinta años, y 2,17 % después del primer período de treinta años).

([110]) CPN/CNV, «Asesoramiento al ministro de Energía en relación con la transferencia de la responsabilidad financiera de ENGIE al Estado belga por la gestión de residuos radiactivos y combustible gastado de las siete centrales nucleares belgas», 7 de marzo de 2023.

(277) Bélgica se refirió a un análisis independiente elaborado por Compass Lexecon ([111]), que demostró que el tipo de descuento del 3 % retenido por el Estado belga es proporcionado, basándose en: i) un análisis económico del enfoque recomendado por la CPN/CNV, ii) otros enfoques pertinentes, y iii) el precedente alemán en el caso SA.45296.

a) En primer lugar, el análisis independiente del tipo de descuento demostró que el enfoque en dos fases sugerido por la CPN/CNV para fijar el tipo de descuento equivale a descontar las series de pagos con un tipo de descuento único del 2,9 % ([112]). Además, el análisis reveló que los tipos propuestos por la CPN/CNV se han calculado a lo largo de un período concreto de tipos de interés constantemente bajos y que, al actualizar el cálculo basándose en los datos sobre el tipo OLO disponibles en el momento de la Decisión de incoación de 22 de julio de 2024, el enfoque en dos fases da lugar a un tipo de descuento equivalente del 3,2 % ([113]), es decir, 24 puntos básicos por encima del tipo de descuento mantenido por el Estado belga.

b) En segundo lugar, el análisis independiente sugirió que el enfoque en dos fases propuesto por la CPN/CNV no es la única solución para fijar un tipo de descuento que se acerque gradualmente a la tasa de rentabilidad exenta de riesgo a largo plazo. En efecto, el tipo de descuento debería representar la rentabilidad que Hedera puede obtener al invertir hoy la cantidad a tanto alzado en activos exentos de riesgo. Este análisis confirma que, al invertir en una cartera de determinados títulos de renta fija, incluidos bonos del Estado belga con diferentes vencimientos, el Estado belga podría garantizar un tipo superior al 3 % ([114]).

c) Por último, el análisis independiente puso de manifiesto que, en el precedente alemán relativo a la transferencia al Estado alemán de las responsabilidades en materia de residuos nucleares (asunto SA.45296), el tipo de descuento era del 4,58 %, sobre la base de una tasa de rentabilidad prevista a treinta años por la Autoridad Europea de Seguros y Pensiones de Jubilación (AESPJ), que era del 1,994 % en el momento de la decisión de la Comisión en junio de 2017. La Comisión consideró aceptable el factor de descuento del 4,58 % para las responsabilidades de Alemania en materia de residuos radiactivos y combustible gastado. Ante el considerable aumento del tipo de la AESPJ, el tipo de descuento del 3 %, mucho más bajo, propuesto por el Estado belga parece coherente con el nivel actual de los tipos de interés.

4.3.2.2. Inquietudes relacionadas con los riesgos considerados en el acuerdo sobre el límite de residuos

(278) Bélgica sostuvo que las preocupaciones de la Comisión relativas a los riesgos considerados en el acuerdo sobre el límite de residuos también tienen su origen en el asesoramiento de la CPN/CNV al ministro de Energía (véase la nota 113), según el cual deben tenerse en cuenta tres riesgos:

a) Sobrecostes: El riesgo de que puedan subestimarse los costos instantáneos previstos y, por tanto, las contingencias puedan resultar insuficientes.

b) Subestimación de la inflación en la construcción: El riesgo de que la inflación real en la construcción sea superior al objetivo de inflación del 2 % previsto por el Banco Central Europeo en el tipo de descuento de la CPN/CNV.

c) Riesgo de inversión: El riesgo de que Hedera no pueda alcanzar la tasa de rentabilidad esperada tras las variaciones de los tipos de interés, que es un escenario poco probable según la CPN/CNV.

([111]) Compass Lexecon, Nota informativa — *Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design* [«Análisis de las preocupaciones de la Comisión Europea en relación con el diseño del límite máximo de residuos nucleares», documento en inglés], 30 de agosto de 2024.

([112]) Este valor ha sido sustituido por el análisis de Compass Lexecon realizado a partir de datos más detallados en el documento «CL — Respuesta a las inquietudes de la CE sobre el tipo de descuento — 291124», presentado el 30 de noviembre de 2024, que arroja un tipo equivalente del 2,8 %.

([113]) Este valor ha sido sustituido por el análisis de Compass Lexecon realizado a partir de datos más detallados en el documento «CL — Respuesta a las inquietudes de la CE sobre el tipo de descuento — 291124», presentado el 30 de noviembre de 2024, que arroja un tipo equivalente del 3,1 %.

([114]) Esta información se ha completado con la respuesta a la pregunta 5.4 de la solicitud de información de 1 de octubre. En la práctica, a fin de protegerse frente al riesgo de inflación, Hedera se centrará en una gestión dinámica de activos y pasivos, basada en una cartera diversificada que incluya activos que permitan al fondo protegerse contra la inflación. Por ejemplo, Hedera podría diseñar una cartera basada (entre otros) en bonos e instrumentos de deuda, capital, bienes inmuebles y derivados, con el objetivo a largo plazo de conseguir una rentabilidad del 1 % en términos reales, minimizando al mismo tiempo el riesgo de volatilidad.

(279) El análisis independiente de Compass Lexecon puso de manifiesto que se habían tenido en cuenta estos riesgos y demostró que el enfoque adoptado por el Estado belga es prudente y contempla suficientes contingencias para cubrir estos riesgos.

a) Por lo que se refiere al riesgo de sobrecostes, el análisis indicó que los costes de la gestión de residuos nucleares se auditan y actualizan con frecuencia en Bélgica, y que el límite de residuos se ha basado en los datos más recientes disponibles. Además, el límite de residuos incluye en sí mismo un importe base y una prima de riesgo. El importe base se basa en un inventario de residuos y en un escenario de referencia industrial de ONDRAF/NIRAS, que representan la situación «probable» (es decir, un escenario de riesgo del percentil 50), lo que significa que las contingencias mantenidas serán suficientes para cubrir los sobrecostes con una probabilidad del 50 %. La prima de riesgo, añadida al importe base, se basa en una nota de ONDRAF/NIRAS que adopta un enfoque ascendente para detectar y cuantificar algunos riesgos adicionales, que abarcan: i) el riesgo de sobrecostes adicionales para la instalación de almacenamiento geológico que no esté ya cubierta por las contingencias del importe base, ii) el riesgo de que se elija otra solución técnica distinta de la instalación de almacenamiento geológico a una profundidad de 400 m, iii) el riesgo de sobrecostes adicionales por la explotación y el mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento en el emplazamiento de Belgoprocess, para el funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento de combustible gastado después de 2050 y para la construcción de instalaciones adicionales que no estén ya cubiertas por las contingencias del importe base, y iv) el riesgo de regulación de que algunos residuos no puedan optar al almacenamiento en superficie. Además, el análisis señaló que la prima de riesgo supone 5 185 millones EUR, es decir, el 53 % del importe base (9 815 millones EUR), que es sustancialmente superior a la prima de riesgo del 35 % contemplada en la metodología desarrollada para la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares al Estado alemán en el asunto similar SA.45296. La metodología utilizada en el precedente alemán era similar, pero el escenario de referencia del caso belga se beneficia de datos más recientes, incluidas observaciones sobre proyectos en Suiza y Finlandia, por lo que se basa en un conjunto de datos más actualizado.

b) Por lo que se refiere al riesgo de subestimar la inflación de los costes de construcción, el análisis reveló que la evolución de los costes de construcción medida por la Association Belge des Experts («ABEX») no difiere sustancialmente de la inflación medida por el IPC. Según el análisis, el motivo de las inquietudes de la CPN/CNV era que la inflación de los costes de construcción fue superior a la normal en 2022 y este repunte de la inflación se tiene en cuenta en la prima de riesgo. El análisis también indicó que la inflación a largo plazo considerada en Alemania en el asunto similar SA.45296 fue del 1,60 %, mientras que, en el caso que nos ocupa, la inflación a largo plazo se fija en el 2 %, que es el objetivo del BCE.

c) Por lo que se refiere al riesgo de inversión y a la preocupación manifestada por la CPN/CNV de que el fondo Hedera encargado de las provisiones pueda estar expuesto al riesgo de una rentabilidad insuficiente para cubrir los gastos, el análisis puso de manifiesto que, al invertir hoy en una cartera de bonos con diferentes vencimientos y mantenerlos hasta su vencimiento, el fondo recibirá cupones a un tipo de interés que no varía, de modo que no estaría expuesto a los cambios en el tipo de interés (utilizando técnicas de gestión de activos y pasivos para adecuar los activos a los pasivos en el momento de su vencimiento). Sin embargo, el análisis mencionó dos riesgos residuales a los que el fondo estaría expuesto con este enfoque:

— En primer lugar, para calcular los intereses recibidos en el momento del pago de los cupones, el fondo deberá reinvertir con frecuencia en bonos de nueva emisión. Este riesgo puede cubrirse, dado que el fondo tiene un flujo relativamente seguro de pagos por la gestión de residuos, de modo que es posible diseñar una cartera de títulos de renta fija que se ajuste a los plazos de los gastos.

— En segundo lugar, el plazo de vencimiento más largo de los bonos belgas es de cincuenta años, mientras que los gastos de combustible gastado se extienden hasta el año 2135. Sin embargo, los gastos que se producen transcurridos 50 años son limitados, ya que representan solo el 13 % del total de los gastos no descontados, y se dispone de algunos títulos de renta fija con un vencimiento a más largo plazo, como los bonos austriacos a cien años.

(280) Este análisis se ha completado con la respuesta a la pregunta 5.4 de la solicitud de información de 1 de octubre de 2024. Bélgica alegó que, en la práctica, la cartera de Hedera debía diseñarse para ser capaz de afrontar todos los supuestos económicos verosímiles para el período, especialmente en términos de nivel de inflación. El objetivo de Hedera es lograr una rentabilidad del 1 % en términos reales (es decir, un 1 % por encima del nivel de inflación). A tal fin, Hedera formulará una estrategia que tenga en cuenta el riesgo de que dicha rentabilidad no se logre en determinados regímenes económicos (por ejemplo, en caso de un período prolongado de elevada inflación) con una cartera compuesta únicamente de bonos. Por lo tanto, Hedera se centrará en una gestión dinámica de activos y pasivos, basada en una cartera diversificada que incluya activos que permitan al fondo protegerse contra la inflación. Por ejemplo, Hedera podría diseñar una cartera basada (entre otros) en bonos e instrumentos de deuda, capital, bienes inmuebles y derivados, con el objetivo a largo plazo de conseguir una rentabilidad del 1 % en términos reales, minimizando al mismo tiempo el riesgo de volatilidad. Por último, cabe señalar que Hedera limitará su exposición al capital, los bonos y los bienes inmuebles belgas. Con ello se pretende garantizar la diversificación y que el fondo esté suficientemente disociado de la economía belga.

4.4. La posición de Bélgica sobre los efectos acumulativos de las submedidas

(281) Bélgica alegó que los diferentes componentes y submedidas del proyecto de explotación a largo plazo respondían a las peticiones de Engie para acordar la extensión de la vida útil y que todos se recogieron en los documentos globales de la transacción firmados el 13 de diciembre de 2023. Sin embargo, Bélgica también observó que los componentes del proyecto de explotación a largo plazo difieren en una serie de elementos y son complementarios entre sí, lo que limita cualquier posible efecto acumulativo que pueda surgir.

(282) Bélgica se remitió a la jurisprudencia, que tiene en cuenta los siguientes aspectos para la evaluación de las medidas consecutivas, entre ellos:

— el objeto, la naturaleza y el contexto de las intervenciones en cuestión,

— su cronología,

— su finalidad,

— las circunstancias de la empresa en el momento de dichas intervenciones,

— la identidad de los concedentes o beneficiarios de las mismas (incluidas su naturaleza jurídica y su situación financiera/económica), y

— la cuestión de si las distintas intervenciones estaban previstas o eran previsibles en el momento de la primera intervención.

4.4.1. *Objeto y naturaleza de los componentes 1, 2 y 3*

(283) Bélgica alegó que el objeto y la naturaleza de los tres componentes del proyecto de explotación a largo plazo son intrínsecamente diferentes y señaló que la Comisión, en su Decisión de incoación, no consideró específicamente las diferencias o similitudes entre el objeto y la naturaleza de los componentes 1, 2 y 3. A este respecto, Bélgica alegó cuanto sigue:

a) El componente 1 consiste en medidas financieras y estructurales para apoyar el funcionamiento viable a largo plazo de BE-NUC, en particular a través de un CFD que proporciona apoyo a los ingresos y reduce la exposición al riesgo derivado de los precios de mercado, así como en una serie de mecanismos de remuneración que cubren otros déficits financieros a fin de salvaguardar la viabilidad económica a largo plazo como consecuencia de la exposición a cierto riesgo en materia de volumen/rendimiento operativo.

b) El componente 2 consiste en la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado con respecto a todo el parque nuclear de Bélgica y, por lo tanto, abarca un período de tiempo muy extenso, que supera en gran medida la aplicación de los componentes 1 y 3.

c) El componente 3 consiste en garantías jurídicas para proteger frente a futuros cambios legislativos y, por lo tanto, tiene un objeto muy diferente al de los componentes 1 y 2.

4.4.2. *Finalidad de los componentes 1, 2 y 3*

(284) Bélgica señaló que el objetivo general de los tres componentes está relacionado con la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. Sin embargo, Bélgica alegó que la finalidad específica de cada componente por separado constituye un elemento pertinente en la evaluación:

a) El principal objetivo del componente 1 es reducir la incertidumbre en materia de ingresos y garantizar la viabilidad a largo plazo del proyecto de explotación a largo plazo evitando la insolvencia y la quiebra de BE-NUC. Al mismo tiempo, también pretende evitar una remuneración excesiva de los accionistas y limitar el apoyo del Estado belga como contraparte del acuerdo de remuneración. En particular, las medidas financieras subyacentes del componente 1 abordan los distintos riesgos de manera proporcionada: el CFD reduce el riesgo relacionado con los precios del mercado mayorista, el MOCP gestiona los riesgos de gran impacto de una indisponibilidad repentina que provoque pérdidas durante la fase de funcionamiento, y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento velan por que haya un flujo de efectivo suficiente durante el período de parada y las obras programadas en relación con la explotación a largo plazo. Bélgica alegó que todo ello también fue reconocido por la Comisión en el considerando 208 de la Decisión de incoación.

b) El componente 2 se ocupa de la gestión de las responsabilidades medioambientales y los pasivos por desmantelamiento a largo plazo del parque nuclear belga, que son independientes de las preocupaciones de carácter operativo y financiero de BE-NUC que se abordan en el componente 1. El principal objetivo de este componente es transferir las responsabilidades futuras relativas a los residuos nucleares, lo cual constituye un objetivo distinto al de garantizar las finanzas operativas. Bélgica alegó que la Comisión parecía confirmar esta finalidad separada del componente 2 en el considerando 208 de la Decisión de incoación.

c) El componente 3 ofrece garantías jurídicas para proteger frente a futuros cambios legislativos. Este componente aborda el riesgo de regulación debido a un posible cambio en determinadas políticas y normativas del Estado belga, y no está directamente vinculado a los aspectos financieros, operativos o de responsabilidad cubiertos por los demás componentes.

4.4.3. *Beneficiarios directos de los componentes 1, 2 y 3*

(285) Bélgica también alegó que los componentes 1, 2 y 3 tienen beneficiarios directos distintos. Bélgica reconoció que la identificación de los beneficiarios de cada medida constituye un punto importante a la hora de evaluar la existencia de efectos acumulativos. A este respecto, el Estado belga formuló las siguientes observaciones:

a) El componente 1 se refiere a un conjunto de mecanismos de financiación con beneficiarios específicos para cada medida. Bélgica señaló que, contrariamente a lo que se indica en el considerando 182 de la Decisión de incoación, BE-NUC y Luminus, y no Electrabel y Luminus, son las beneficiarias directas del CFD, de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, del MOCP y del instrumento de capital circulante (los beneficios para Electrabel se derivarían indirectamente de su capacidad de accionista).

b) Por lo que se refiere al componente 2, la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y el acuerdo sobre pasivos adicionales por desmantelamiento derivados de la operación a largo plazo benefician a Electrabel como operador nuclear, así como a Luminus y EDF Belgium en su calidad de empresas contribuyentes. Por lo tanto, Bélgica concluyó que el componente 2 no beneficia a BE-NUC.

c) El componente 3 establece que determinadas medidas unilaterales adoptadas por el Estado (federal) belga generarían un derecho a indemnización en favor de Electrabel e indirectamente también de Luminus.

4.4.4. Efectos acumulativos de los componentes 1, 2 y 3

(286) Los componentes 1, 2 y 3 difieren considerablemente en cuanto a objeto y naturaleza, finalidad y beneficiarios, se han introducido al mismo tiempo y sirven al objetivo general de extender la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. Como se ha demostrado anteriormente, cada componente responde a una finalidad específica que los hace complementarios entre sí, lo que limita los posibles efectos acumulativos que puedan surgir.

(287) Con respecto a la posibilidad de que el perfil de riesgo de Electrabel se vea modificado gracias a los componentes 2 y 3, estas medidas pueden beneficiar efectivamente a Electrabel como operador nuclear y, en consecuencia, mejorar el perfil de riesgo de Electrabel en general. Los componentes 2 y 3 no alteran el perfil de riesgo de BE-NUC, la principal beneficiaria del componente 1. Según se ha evaluado en un análisis independiente realizado por Compass Lexecon, el perfil de riesgo de BE-NUC, habida cuenta de los riesgos concretos que afectan al proyecto, y la distribución de riesgos entre el Gobierno belga y BE-NUC constituyen el factor pertinente para evaluar la proporcionalidad del componente 1.

5. LA POSICIÓN DE ENGIE

(288) Engie presentó sus observaciones sobre la Decisión de incoación el 9 de septiembre de 2024. En su escrito, Engie aporta pruebas y análisis en apoyo de su argumento de que las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación no estarían fundadas. La respuesta de Engie a la Decisión de incoación analiza la medida inicial descrita en la Decisión de incoación. La medida actual incluye cambios (introducidos para disipar las dudas planteadas por la Comisión en su Decisión de incoación) con respecto a la medida inicial, y se expone detalladamente en la sección 3 de la presente Decisión. La posición de Engie está en consonancia con la posición de las autoridades belgas.

(289) Engie alegó que el proyecto de explotación a largo plazo constituye un acuerdo global y es el resultado de exhaustivas y constantes negociaciones con el Gobierno belga, con el principio rector de mantener su compromiso con Bélgica y contribuir a la seguridad del suministro del país aceptando la petición de Bélgica de extender la vida útil de dos reactores nucleares, revirtiendo así su estrategia pública de poner fin a las operaciones nucleares en Bélgica después de 2025 (véase el considerando 23). Además, Engie adujo que el proyecto de explotación a largo plazo tiene efectos positivos en el mercado interior por las siguientes razones:

a) En primer lugar, el proyecto de explotación a largo plazo es esencial para garantizar la seguridad del suministro eléctrico de Bélgica en los próximos años, al tiempo que puede reducir el coste de financiación del mecanismo de capacidad belga. Este efecto positivo también beneficiará, indirectamente, a los Estados miembros vecinos interconectados con Bélgica, que pueden importar electricidad (teniendo en cuenta que estas exportaciones no corresponden a ventas directas, sino a operaciones de balance gestionadas por los GRT).

b) En segundo lugar, el proyecto de explotación a largo plazo contribuye a la consecución de los objetivos de descarbonización del Pacto Verde.

(290) Engie también alegó que existen varias diferencias entre el proyecto de explotación a largo plazo (extensión de la vida útil de Doel 4 y Tihange 3) y la extensión de la vida útil de Doel 1, Doel 2 y Tihange 1 en 2015 («explotación a largo plazo existente»):

a) En primer lugar, el Estado belga inició el proyecto de explotación a largo plazo en 2022, después de que Engie tomara la decisión (a partir de 2020) de abandonar las actividades nucleares y reorientar sus actividades para centrarse en las energías renovables y las infraestructuras energéticas. Por lo tanto, esto exigió a Engie revertir por completo su estrategia, que en sí misma aumentó los costes del proyecto de explotación a largo plazo, en particular porque Electrabel no había realizado estudios preliminares de seguridad ni hecho previsión alguna ante la posibilidad de una nueva extensión de la vida útil o una extensión de la vida útil de la explotación a largo plazo existente. En cambio, en el momento de la explotación a largo plazo existente, Electrabel todavía realizaba estudios preliminares relativos a la extensión de las operaciones de los reactores nucleares belgas, dado que este escenario se consideraba probable en aquel momento.

b) En segundo lugar, el ajustado calendario del proyecto de explotación a largo plazo generó varios costes. A petición del Gobierno belga, la reactivación de las unidades de explotación a largo plazo se adelantó al 1 de noviembre de 2025 (en lugar de la fecha inicialmente prevista de 1 de noviembre de 2026).

c) En tercer lugar, aparte de la incertidumbre en cuanto a reglamentación, se prevé que BE-NUC se vea expuesta a una mayor volatilidad de los precios de mercado (en comparación con la situación en 2015) habida cuenta de la creciente cuota de las energías renovables en la combinación energética. Además, las condiciones del mercado también eran sustancialmente diferentes en 2015, cuando las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles y más estables representaban un mayor porcentaje de la combinación energética, y rara vez se daban precios bajos o negativos.

d) En cuarto lugar, los resultados financieros de la explotación a largo plazo existente se han visto negativamente afectados por acontecimientos de indisponibilidad y un gasto en capital superiores a lo previsto, así como por el menor precio de la electricidad capturado. Desde 2016, se han registrado varios deterioros de valor en las cuentas de Engie en relación con sus actividades nucleares, lo que ha generado considerables pérdidas financieras para el Grupo Engie (de ahí la conclusión de que estas actividades no pueden ser asumidas por un operador privado del mercado por sí solo y sin un mecanismo equilibrado de distribución de riesgos).

e) Por último, la propia AFCN/FANC puso claramente de relieve en un documento de posición de 2021 las numerosas diferencias entre la explotación a largo plazo existente y el actual proyecto de explotación a largo plazo ([115]). A fin de posibilitar la reanudación para el 1 de noviembre de 2025, un año antes de lo previsto inicialmente, la AFCN/FANC autorizó que las mejoras de seguridad necesarias se realizaran a lo largo de un período de tres años después de la reanudación (con fecha límite de 31 de diciembre de 2028), mientras que, en el caso de la explotación a largo plazo existente, la AFCN/FANC había autorizado un período de cinco años después de la reanudación para llevar a cabo las obras necesarias.

(291) Engie alegó que todos estos factores llevaron a Engie y al Estado belga a celebrar un acuerdo integral que contemplaba tanto la extensión de la vida útil solicitada (sujeta a una reducción de la exposición al riesgo de Engie) como la gestión del combustible gastado y los residuos nucleares transferidos, y consideró que la explotación a largo plazo existente no constituye una referencia pertinente para evaluar la necesidad y la idoneidad de las diversas medidas del actual proyecto de explotación a largo plazo.

(292) Los principales argumentos de Engie en relación con las dudas planteadas por la Comisión en la Decisión de incoación se exponen con más detalle a continuación.

5.1. Posición de Engie sobre la calificación de ayuda estatal del proyecto de explotación a largo plazo como «una única intervención» y sobre su efecto incentivador

5.1.1. *Única intervención*

(293) La Comisión considera que los tres componentes de la medida pueden evaluarse como parte de una única intervención del Estado belga, en la medida en que todos ellos están relacionados con el mismo hecho, es decir, la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo.

(294) Engie alegó que no tiene objeciones a la calificación de «única intervención», en la medida en que esta se corresponde con los criterios establecidos por la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea ([116]). En particular, Engie estuvo de acuerdo con la opinión de la Comisión, recogida en el considerando 208 de la Decisión de incoación, de que los tres componentes de la medida son interdependientes y contribuyen en su conjunto a la ejecución del acuerdo sobre la extensión de la vida útil, lo que permite considerarlos una única intervención. Engie reconoció que tenía requisitos previos relativos a su exposición al riesgo y a la gestión del combustible gastado y de los residuos nucleares, lo que desembocó en un acuerdo integral y general que iba más allá de la mera puesta en marcha de un mecanismo de remuneración para extender el funcionamiento de las unidades nucleares. Sin embargo, sin cuestionar esta propuesta de calificación de «única intervención», Engie señaló que algunas de las submedidas del proyecto de explotación a largo plazo no constituyen ayuda estatal, dado que no confieren una ventaja selectiva a Electrabel, en particular:

a) el acuerdo de servicios de administración («ASA»), en virtud del cual Electrabel puede prestar servicios administrativos (incluidos servicios de secretaría, contabilidad y fiscalidad) a BE-NUC, que es un acuerdo estándar de mercado que se celebrará en condiciones de plena competencia;

([115]) AFCN/FANC, 28 de noviembre de 2021, *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*, p. 5 (traducción de cortesía), disponible en: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «La situación de Doel 4 y de Tihange 3 no puede compararse con la de las unidades Doel 1 y 2 (en su caso, la decisión de concederles una explotación a largo plazo se adoptó en el último momento en 2014). Las unidades Doel 1 y 2 pudieron reactivarse con relativa rapidez durante el invierno de 2015, dado que: i) el expediente de explotación a largo plazo de estos reactores se había elaborado y aprobado ya en 2012, de modo que se conocían perfectamente las modificaciones necesarias para la reanudación (relativas a la cualificación de los equipos y a la gestión del envejecimiento), y ii) el artículo 30 del Real Decreto PSIN aún no había entrado en vigor y, gracias a ello, las modificaciones del diseño de seguridad podían escalonarse a lo largo de las distintas paradas programadas entre 2015 y 2020. [...] Extender el funcionamiento seguro de los reactores nucleares Doel 4 y Tihange 3 requiere un plan de acción ampliado que se ocupe principalmente de los elementos responsables de garantizar la seguridad nuclear. Este plan de acción abarca el diseño, el control y la construcción/fabricación/instalación de un número potencialmente elevado de componentes. Por lo tanto, la preparación y la aplicación de las modificaciones necesarias para cumplir los nuevos requisitos de seguridad llevará años».

([116]) Engie se refirió aquí a la sentencia del Tribunal General de 15 de septiembre de 1998, BP Chemicals/Comisión, asunto T-11/95: «Cuando las intervenciones consecutivas tienen vínculos tan estrechos entre sí, especialmente a la luz de su cronología, su finalidad y la situación de la empresa que resulta imposible disociarlas, estas intervenciones pueden ser consideradas una "única intervención"».

b) la externalización de la venta de la electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo en virtud del acuerdo de servicios de gestión de la energía («EMSA»), que se adjudicará mediante un procedimiento de licitación competitivo, transparente, no discriminatorio e incondicional, garantizando así el cumplimiento de las condiciones del mercado, y

c) la indemnización por parte del Estado belga de las pérdidas por cobertura de costes en caso de no haber cierre, que no va más allá de las responsabilidades en condiciones normales de mercado en transacciones comparables, conforme a las cuales cada parte es responsable de los costes soportados en relación con el (la preparación del) acuerdo en caso de no haber cierre a causa de cualquiera de las partes. Engie seguirá teniendo que asumir dichos costes al 100 % si es responsable de que la transacción no salga adelante y se prevé una división en caso de que ninguna de las partes sea responsable de que no haya cierre.

5.1.2. *Efecto incentivador*

(295) Engie subrayó que el efecto incentivador, que la Comisión consideró verosímil en su evaluación según figura en los considerandos 229 y 239 de la Decisión de incoación, no es hipotético, sino que no cabe duda de que Electrabel no habría proseguido la explotación de las unidades de explotación a largo plazo sin el proyecto de explotación a largo plazo, incluidos los tres componentes. Engie alegó a este respecto que:

a) Electrabel ya había empezado a aplicar su estrategia de retirada total de las actividades nucleares y no tenía la posibilidad de revertir esta decisión (publicada en la comunicación financiera pública de Engie ([117])) en el marco jurídico entonces aplicable.

b) La posición de Engie quedó claramente reflejada en los documentos de posición de la AFCN/FANC y en los informes sobre la viabilidad del proyecto de explotación a largo plazo para Doel 4 y Tihange 3 ([118]).

c) La comunicación de Engie en torno a la negociación del proyecto de explotación a largo plazo con el Gobierno belga dejó muy claro que, sin un mecanismo de distribución de riesgos y una solución para los costes de combustible gastado y residuos nucleares derivados de la explotación de las siete centrales nucleares belgas, Electrabel no se plantearía la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo ([119]). Esta postura quedó clara desde el inicio de las conversaciones sobre el proyecto de explotación a largo plazo, tal como se indica en un informe de la AFCN/FANC y en la comunicación del director ejecutivo de Engie (como se señala en el considerando 6 de la Decisión de incoación).

(296) Además, Engie subrayó que el incentivo para que Electrabel siguiera explotando las unidades de explotación a largo plazo se deriva de todo el paquete de medidas de apoyo facilitado por el proyecto de explotación a largo plazo, que se ha calibrado adecuadamente para tal fin. Ninguna de las submedidas adoptadas aisladamente podría haber proporcionado incentivos suficientes. Del mismo modo, la supresión de cualquier elemento del paquete habría llevado a Engie a negarse a llevar a cabo el proyecto de explotación a largo plazo. Engie concluye que, por lo tanto, no debe considerarse que las medidas mencionadas en el considerando 235 de la Decisión de incoación proporcionen individualmente un incentivo específico (o adicional), sino que deben considerarse en su conjunto.

([117]) Como consecuencia de ello, Engie deterioró sus activos nucleares en 2020. Engie, documento de registro universal de 2020, sección 1.4.1, p. 13. Puede consultarse en el siguiente enlace: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Véase, por ejemplo, AFCN/FANC, 28 de noviembre de 2021, *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3* [«Posición de la AFCN sobre el proyecto de explotación a largo plazo para Doel 4 y Tilhange 2»], p. 5 (traducción de cortesía), disponible en: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «[E]l operador Electrabel anunció en noviembre de 2020 que el Gobierno belga había optado claramente en su acuerdo gubernamental por una eliminación completa de la energía nuclear para el año 2025. Menos de cinco años antes de esa fecha, el operador de las centrales nucleares de Doel y Tihange decidió que ya no era posible prepararse para una posible extensión de la explotación de sus unidades Doel 4 y Tihange 3. Por consiguiente, Electrabel decidió dedicar todos sus recursos a preparar el cierre definitivo y el desmantelamiento de los siete reactores nucleares de los emplazamientos de Doel y Tihange. Por lo tanto, el operador interrumpió el proyecto "LTO G2 Preparation" en ese momento».

([119]) Véase, por ejemplo, AFCN/FANC, 17 de enero de 2022, *Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B - Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*, p. 9 (traducción de cortesía), disponible en: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. «[...] Electrabel desearía tener certezas antes de adoptar medidas por su cuenta. Si el Gobierno desea activar el Plan B [la explotación a largo plazo de Doel 4 y Tihange 3], tendrá que conceder prioridad a las conversaciones con Electrabel sobre las condiciones y certezas necesarias antes de proseguir con el desarrollo del Plan B (tarea 1). La AFCN vuelve a llamar la atención del Gobierno sobre el hecho de que prácticamente todas las acciones del Plan B que son competencia de la AFCN (creación del expediente de explotación a largo plazo) requieren la cooperación de Electrabel. Según Electrabel, todo debate sobre una posible explotación a largo plazo está supeditado a la existencia de un marco reglamentario claro, estable y coherente en materia de seguridad nuclear. La AFCN comprende este punto de vista y, por lo tanto, tiene previsto continuar el trabajo para la aclaración del marco reglamentario relativo a la seguridad nuclear durante el primer trimestre de 2022.».

5.2. **Posición de Engie sobre la necesidad, la idoneidad y la proporcionalidad de las diversas submedidas del componente 1**

5.2.1. *Creación de una empresa en participación*

(297) Engie consideró que la creación de una estructura conjunta en la que el Estado belga posea una participación del 50 % es necesaria para alcanzar los objetivos del proyecto de explotación a largo plazo, es decir, la puntual reactivación de las unidades de explotación a largo plazo a más tardar en noviembre de 2025. Engie alegó que solicitó un mecanismo de distribución de riesgos al 50/50 con el Estado belga antes de adoptar el acuerdo sobre el proyecto de explotación a largo plazo.

(298) Según Engie, los mecanismos de remuneración por sí solos no se adecuaban a este propósito, por varios motivos: i) el acuerdo de remuneración deja riesgos residuales para Engie, ii) sin la empresa en participación, Engie habría tenido que soportar temporalmente el 100 % de las pérdidas a la espera de la indemnización/compensación de otro modo prevista en los acuerdos, y iii) Engie estaba limitando su exposición a la energía nuclear y no quería asumir por sí sola el gasto en capital necesario de más de [2 000 – 2 500] millones EUR para el proyecto de explotación a largo plazo, ni respaldar por sí sola todas las posibles pérdidas debidas a las indisponibilidades inesperadas y los sobrecostes.

(299) Además, Engie alegó que anticipó que, a través de la participación financiera del Estado belga en las pérdidas y ganancias derivadas de las unidades de explotación a largo plazo (en particular los dividendos), se incentivaría aún más a este último a tener en cuenta las unidades de explotación a largo plazo en sus futuras decisiones políticas. Por consiguiente, Engie llegó a la conclusión de que la creación de la estructura conjunta se ajustaba a los intereses tanto del Estado belga como de Engie.

(300) Engie sostuvo asimismo que la empresa en participación es adecuada y proporcionada, dado que Engie, un operador privado, podrá contrarrestar cualquier riesgo de que el Estado belga actúe de forma sesgada mediante su control conjunto sobre las decisiones estratégicas relativas a BE-NUC, y que el Estado belga y Engie ejercerán sus derechos en la gestión de BE-NUC en pie de igualdad.

5.2.2. *Posición de Engie sobre el CFD*

(301) En cuanto a la necesidad del CFD, Engie alegó que, dadas las deficiencias del mercado relacionadas con la industria nuclear y la elevada volatilidad del mercado de la electricidad que se espera en los próximos años, el proyecto de explotación a largo plazo está expuesto a un gran riesgo de déficit de financiación, lo que hace del CFD un instrumento necesario para alcanzar un objetivo de interés común. Engie también aludió a la brevedad de la extensión de la vida útil (diez años) en comparación con las inversiones medias en el sector nuclear, los importantes costes y el hecho de que las unidades de explotación a largo plazo no funcionarán al 100 % de su capacidad durante los tres primeros años, dado que se llevarán a cabo simultáneamente las obras para la extensión de la explotación a largo plazo.

(302) Engie sostuvo que el diseño del CFD y el MPRA son adecuados y proporcionados para preservar los incentivos para que las unidades de explotación a largo plazo reaccionen eficazmente a las señales del mercado. A este respecto, Engie formula los mismos argumentos que el Estado belga en relación con las limitaciones técnicas, reglamentarias y económicas de las unidades de explotación a largo plazo (véase la sección 2.1). Engie alegó que, incluso en la actualidad, en ausencia del CFD y con un parque de cinco reactores que permite una mayor estrategia de diversificación, Engie tiene una flexibilidad muy limitada para ajustar la producción de electricidad nuclear en respuesta a las señales del mercado a corto y medio plazo. Según Engie, dentro de este reducido margen de maniobra, el CFD se ha diseñado para incentivar plenamente a BE-NUC a reaccionar ante las señales de precios, en la medida en que sea técnicamente viable.

a) En primer lugar, Engie subrayó que, a diferencia de las fuentes flexibles de generación de electricidad y las unidades de generación más recientes u otros tipos de reactores nucleares, las unidades de explotación a largo plazo se han diseñado para la generación de carga base y tienen capacidades de modulación muy limitadas, de modo que su comportamiento racional no es realizar modulaciones cada vez que los precios son negativos o inferiores a sus costes marginales a corto plazo. Engie aclaró que la AFCN/FANC no permitió la modulación económica de la potencia de las unidades nucleares en Bélgica hasta 2015, y bajo estrictas limitaciones técnicas, como se explica en los considerandos 13 a 15 de la presente Decisión. Por lo tanto, habida cuenta de estas limitaciones (combinadas con el riesgo de parada automática con cada modulación, el riesgo de desequilibrio que conllevaría dicha parada y la ausencia de ahorro de combustible durante la modulación), Engie explicó que el operador nuclear no puede ajustar libremente la producción de electricidad de las unidades en respuesta a precios negativos, y que debe hacerse el mejor uso posible de las limitadas capacidades de modulación.

b) En segundo lugar, el MPRA y el cambio en la duración del ciclo del combustible garantizan que las paradas planificadas se fijen durante el período estival, cuando los precios han estado históricamente, y se espera que estén, en su nivel más bajo. Esto garantizará que las unidades de explotación a largo plazo estén disponibles cuando se espera que la demanda de electricidad, y los precios, alcancen su nivel más alto. Engie añadió también que se tarda unos doce meses en preparar una parada planificada de una unidad nuclear, que esta debe comunicarse con antelación al mercado y que en ella intervienen un gran número de partes interesadas. Una vez programada, el operador nuclear no puede cambiar la fecha de parada sin la aprobación previa del gestor de red. Por lo tanto, en la práctica, si bien las paradas pueden planificarse en vista de las condiciones del mercado a largo plazo, la programación de una operación de mantenimiento de una central nuclear no responde a las señales del mercado a corto plazo.

c) En tercer lugar, Engie alegó que el MPRA ofrece el incentivo suficiente para que BE-NUC maximice y capte el precio de mercado más elevado programando paradas cuando se espera que los precios se sitúen en su nivel más bajo, y está firmemente en desacuerdo con la opinión preliminar de la Comisión de que los efectos del MPRA «son pequeños en la práctica» (como se menciona en el considerando 290 de la Decisión de incoación).

(303) Por último, en lo que respecta a los parámetros del diseño del CFD, Engie alegó que el precio del mercado diario es el PRM adecuado.

a) En primer lugar, Engie sostuvo que los productos a largo plazo no tienen ninguna repercusión en las decisiones de despacho de una central nuclear cuyo coste marginal a corto plazo es intrínsecamente muy bajo. Los precios a plazo de la electricidad nunca se han vuelto negativos en ningún mercado europeo, y puede considerarse muy improbable que tal circunstancia se dé en el futuro. En consecuencia, Engie alegó que los productos a largo plazo no proporcionan las señales de mercado necesarias para arbitrar las decisiones sobre el despacho, sino que, independientemente del precio de referencia del mercado elegido, el despacho siempre se guiará por la comparación entre el coste marginal a corto plazo y los costes de oportunidad, por una parte, y el precio del mercado diario, por otra (teniendo en cuenta las capacidades de flexibilidad de la central).

b) En segundo lugar, Engie alegó que el uso de productos a plazo como precio de referencia del mercado expondría a BE-NUC a riesgos significativos e incontrolables derivados de la disponibilidad insuficiente de productos adecuados a largo plazo en el mercado belga, ya que:

— El mercado a plazo belga se caracteriza por una liquidez baja y decreciente. Los volúmenes negociados en el mercado a un año son sustancialmente inferiores a la producción anual prevista de las unidades de explotación a largo plazo ([120]). Esta discrepancia pone de relieve la inviabilidad de utilizar productos de mercado a largo plazo como precio de referencia para el CFD.

— La iliquidez del mercado a plazo no solo lo convierte en una referencia deficiente para calcular el pago por diferencia con respecto al precio de ejercicio, sino que también introduce riesgos considerables relacionados con la formación de los precios, las distorsiones del mercado y los costes de ejecución. En cambio, el precio del mercado diario ofrece la mayor liquidez y transparencia en la formación de los precios, evitando así problemas relacionados con la falta de transparencia de la liquidez, los costes de reproducción, los costes de cobertura *proxy* (cobertura cruzada) y los requisitos de constitución de márgenes.

— El mercado a plazo belga carece de la granularidad suficiente para constituir un precio de referencia del mercado adecuado ([121]).

([120]) Por ejemplo, en 2024, solo se espera que se negocien 9 TWh de electricidad en el mercado anual, mientras que se calcula que las unidades de explotación a largo plazo producen 14 TWh anuales.

([121]) Los productos a plazo están en su mayoría periodificados, junto con el trimestre siguiente y el mes siguiente. Sin embargo, dado el patrón de producción fluctuante e incierto de las unidades de explotación a largo plazo debido a las paradas previstas (todavía más agravadas durante las obras para la explotación a largo plazo hasta 2029 y las incertidumbres en torno a los trabajos y la planificación) y a las indisponibilidades imprevistas, el uso de un producto a largo plazo como precio de referencia del mercado daría lugar a un riesgo sustancial de volumen y a un coste significativo de la cancelación de las coberturas a plazo en caso de no producción, lo que pondría aún más en peligro la generación de flujos de efectivo y la viabilidad financiera de BE-NUC.

c) Engie alegó que el hecho de que su parque de reactores nucleares vaya a reducirse considerablemente a partir de 2025 debido a la clausura de cinco de los siete reactores plantea riesgos adicionales. Esta reducción aumentará el riesgo de indisponibilidad, ya que las interrupciones de la actividad o los problemas operativos de las unidades de explotación a largo plazo no pueden compensarse con otros activos. Por consiguiente, el patrón de producción de BE-NUC se volverá más incierto, lo que aumentará el riesgo de que no se consiga suministrar electricidad con arreglo a contratos a largo plazo. En estos supuestos, BE-NUC se vería obligada a recomprar electricidad a precios potencialmente más elevados, lo que provocaría importantes pérdidas financieras, además de una pérdida de ingresos como consecuencia de la reducción de la generación. Estas pérdidas se verían agravadas por la falta de liquidez de los mercados a largo plazo, en los que los amplios diferenciales comprador-vendedor y los limitados volúmenes de negociación podrían inflar aún más el coste del cumplimiento de las obligaciones contractuales ([122]).

5.2.3. *Posición de Engie sobre el MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento*

(304) Engie hizo hincapié en que la necesidad del MOCP y de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento está principalmente vinculada al contexto particular del proyecto de explotación a largo plazo, como consecuencia de: i) la decisión tardía de extender la vida útil de Doel 4 y Tihange 3 y el calendario restringido para preparar y llevar a cabo las obras necesarias destinadas a la explotación a largo plazo, ii) el envejecimiento de los activos y el aumento del riesgo sistémico al disponer de dos unidades con la misma tecnología, iii) la reanudación y el funcionamiento simultáneos de las unidades de explotación a largo plazo durante los tres primeros años, y iv) el coste normalizado de la energía de la extensión nuclear, cuya ponderación tiene más que ver con la explotación y el mantenimiento que la de un activo nuclear de nueva creación.

(305) Engie alegó además que tanto el MOCP como los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son estrictamente necesarios, dado que: i) los pagos adeudados por el Estado belga en virtud del acuerdo de remuneración no cubren acontecimientos de indisponibilidad importante, causados por problemas técnicos o por contingencias reglamentarias internacionales o emergencias nucleares; ii) contrariamente a lo que se afirma en el considerando 269, letra b), de la Decisión de incoación, estos acontecimientos inesperados no son supuestos «extremos y poco probables», sino que es probable que se produzcan en los próximos diez años, y iii) solo se cubren los acontecimientos que quedan por encima de un determinado umbral.

a) El acuerdo de remuneración permite ajustes del precio de ejercicio del CFD a favor de BE-NUC a través de «situaciones de reapertura» concretas, que, sin embargo, presentan limitaciones y exclusiones. Por ejemplo, la parada de una o de ambas unidades de explotación a largo plazo como medida de seguridad a raíz de una emergencia o exigida por un cambio en la normativa internacional no estaría cubierta por el acuerdo de remuneración. Además, los acontecimientos de indisponibilidad debidos a determinadas cuestiones técnicas, como las siguientes, no estarían cubiertos por el acuerdo de remuneración: paradas por motivos de seguridad tras inspecciones reglamentarias rutinarias, que forman parte de las operaciones previstas; las mejoras obligatorias exigidas por la normativa internacional vigente o ampliamente aprobada, como las derivadas de la Directiva 2014/87/Euratom del Consejo posterior a Fukushima ([123]); paradas preventivas debidas a incidentes internacionales, que constituyen respuestas reglamentarias previsibles; la imposición de normas medioambientales más estrictas por las autoridades regionales, que a menudo afectan a múltiples sectores; perturbaciones de la cadena de suministro que impidan el mantenimiento o las reparaciones necesarios, y la degradación imprevista de equipos esenciales.

b) La probabilidad de que se produzcan tales acontecimientos técnicos, reglamentarios o situaciones de emergencia no es tan baja como se indica en la Decisión de incoación y podría repercutir tanto en el coste de explotación de las unidades de explotación a largo plazo como en su disponibilidad. Engie comentó lo siguiente al respecto:

— No puede descartarse un accidente como el de Chernóbil o el de Fukushima, a pesar del rigor de la normativa vigente en materia de seguridad nuclear.

— La inclusión del MOCP en el acuerdo se basó en la experiencia y los antecedentes de explotación del parque nuclear belga por parte de Electrabel: durante el período 2012-2022, se produjeron once acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista por razones técnicas que afectaron a las siete unidades nucleares belgas.

— Existen varios ejemplos recientes de indisponibilidad prolongada de otros parques nucleares en el mundo (por ejemplo, Ringhals 4 en Suecia en 2022, Civaux 1 en Francia en 2021 y Taishan 1 en China en 2021).

([122]) Engie sufrió esta situación en 2018, cuando se produjo una indisponibilidad simultánea de varias unidades, lo que dejó a la empresa con tan solo una media del 52 % de su capacidad nominal en funcionamiento. Engie tuvo que recomprar sus coberturas a plazo en un contexto en el que los precios belgas habían aumentado considerablemente y las capacidades de interconexión estaban saturadas, y terminó el año con una pérdida de EBITDA de [0 – 500] millones EUR por sus actividades nucleares (frente a un beneficio de [0 – 500] millones EUR el año anterior).

([123]) Directiva 2014/87/Euratom del Consejo, de 8 de julio de 2014, por la que se modifica la Directiva 2009/71/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares (DO L 219 de 25.7.2014, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Todos aquellos acontecimientos que den lugar a costes inferiores a un umbral de 5 millones EUR no se consideran «situaciones de reapertura» y, por lo tanto, no son compensados por la contraparte del acuerdo de remuneración.

(306) Engie alegó que el MOCP no es una subvención ilimitada (contrariamente a lo que sugirió la Comisión en su Decisión de incoación) habida cuenta de los derechos de rescisión que, según establece el acuerdo de remuneración, puede ejercer la contraparte del acuerdo de remuneración, lo que permitiría limitar su exposición.

(307) Engie sostuvo que el Estado belga había accedido a la ampliación de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento para cubrir la parte de los costes que trascienda a la fecha de reanudación como consecuencia del adelanto de la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo (de 2026 a 2025), a petición suya, lo que implica que las obras para la explotación a largo plazo deben llevarse a cabo mientras estén en funcionamiento las unidades, lo que dará lugar a la generación de menores ingresos durante los tres primeros años de funcionamiento. Esto siguió el principio fundamental acordado entre Engie y el Estado belga de que los accionistas están expuestos a cualquier coste derivado de la extensión de la explotación a largo plazo, mientras que BE-NUC financia los costes de explotación y mantenimiento con sus propios ingresos.

(308) En cuanto a la proporcionalidad de los mecanismos financieros facilitados por el proyecto de explotación a largo plazo, Engie alegó que estos no protegen a BE-NUC de ningún riesgo operativo, como sugirió la Comisión en la Decisión de incoación. BE-NUC está parcialmente expuesta, entre otras cosas, a un riesgo de disponibilidad durante toda la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, así como a sobrecostes de explotación tras la fecha de ajuste, lo que puede impedir que genere efectivo y afectar negativamente a su tasa de rentabilidad. Estos costes atañen, entre otras cosas, al aumento de los costes de personal (programas de retención y costes adicionales de contratación/formación para la continuación de las operaciones), de los costes de explotación y mantenimiento [aumentos de los precios de los materiales, escasez de piezas de recambio y componentes esenciales en la cadena de suministro, requisitos de la ANFC/FANC (todas las modificaciones del proyecto están sujetas a la revisión exhaustiva y la posible impugnación por parte de la AFCN/FANC antes de su aprobación), grandes averías imprevistas de los equipos antes de la reanudación, etc.] y de los costes de combustible (los contratos están parcialmente vinculados a la evolución del mercado).

(309) Además, Engie alegó que Electrabel, como operador de las unidades de explotación a largo plazo, tiene fuertes incentivos para maximizar la disponibilidad de dichas unidades en condiciones normales de funcionamiento, a fin de evitar el pago de indemnizaciones por daños y perjuicios si la disponibilidad disminuye por debajo del [90 – 100] % en cualquier año contractual.

(310) Engie presentó una simulación que mostraba el impacto que tendrían en la rentabilidad de la explotación a largo plazo acontecimientos no cubiertos por el MOCP: i) situaciones de disponibilidad reducida durante la fase de funcionamiento con fines ilustrativos (aumento de la tasa de parada forzosa) y ii) el aumento de algunos gastos de explotación después de la fecha de ajuste como consecuencia de costes imprevistos, así como una combinación de ambas circunstancias. El cuadro 16 muestra que estos acontecimientos podrían tener un efecto negativo significativo en la TIR de BE-NUC.

Cuadro 16

Impacto en la rentabilidad de la explotación a largo plazo (100 %) de acontecimientos no cubiertos por el MOCP

	Hipótesis de base (no se reduce la disponibilidad)	Tasa de interrupción forzosa + 5 %	Tasa de interrupción forzosa + +10 %
Hipótesis de base (no hay sobrecostes de explotación)		TIR = [5 – 10] % VAN = menos de [100 – 300] millones EUR	TIR = [0 – 5] % VAN = menos de [200 – 400] millones EUR
OPEX + 5 %	TIR = [5 – 10] % VAN = menos de [0 – 200] millones EUR	TIR = [5 – 10] % VAN = menos de [100 – 300] millones EUR	TIR = [0 – 5] % VAN = menos de [200 – 400] millones EUR
OPEX + 10 %	TIR = [5 – 10] % VAN = menos de [0 – 200] millones EUR	TIR = [0 – 5] % VAN = menos de [100 – 300] millones EUR	TIR = [0 – 5] % VAN = menos de [200 – 400] millones EUR

Fuente: Respuesta de Engie a la Decisión de incoación.

(311) Engie también alegó que el tipo de interés de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento es proporcionado y adecuado, como demuestra un análisis independiente ([124]). Engie añadió que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento están destinados a ser reembolsados, siempre que BE-NUC genere suficiente efectivo, más intereses, al final del período de explotación a largo plazo.

5.2.4. *Posición de Engie sobre las condiciones del instrumento de capital circulante y de los préstamos participativos*

(312) Engie aclaró que el tipo de interés de los préstamos participativos y del instrumento de capital circulante será un tipo determinado en condiciones de plena competencia por el consejo de administración de BE-NUC en función de los tipos vigentes en el mercado y de cualquier financiación mediante deuda de terceros comparable que pueda estar disponible en el momento pertinente.

(313) Engie también aclaró que ha elaborado una hoja de condiciones en la que se describe la metodología utilizada para fijar los tipos de interés. Engie explicó que esta metodología es coherente con las políticas crediticias de Engie sobre la determinación de los precios de transferencia y está en consonancia con el principio BEPS de la OCDE, que garantiza que el tipo de interés se fije en condiciones de plena competencia (véase el considerando 63).

(314) Por consiguiente, Engie concluyó que el tipo de interés tanto del instrumento de capital circulante como de los préstamos participativos es proporcionado.

5.2.5. *Posición de Engie sobre el EMSA*

(315) En primer lugar, Engie recalcó que la entidad del Grupo Engie («GEMS») que podría ser seleccionada como socio del EMSA tras presentarse al procedimiento de licitación, o como solución alternativa temporal, será totalmente independiente de la unidad empresarial «nuclear». Engie aclaró que, desde enero de 2024, se han puesto en marcha los procedimientos de licitación adecuados, por una parte, y los cortafuegos dentro del grupo Engie, por otra, para evitar toda intervención de Electrabel en la selección del socio del EMSA.

(316) En segundo lugar, Engie sostuvo que no existe ningún riesgo de cierre del mercado derivado de la posible selección de GEMS en la licitación del EMSA. Engie alegó que GEMS actuará con arreglo a un mandato muy concreto determinado en la estrategia BIS (para el que no puede establecer excepciones), remunerado mediante una comisión, y que la propiedad de la electricidad permanecerá en manos de BE-NUC hasta su venta. Por lo tanto, dado que las correspondientes ventas de BE-NUC no podrían atribuirse a GEMS/al Grupo Engie, la posición de Electrabel en el mercado belga no podría reforzarse en caso de que GEMS fuera nombrada socio del EMSA.

(317) En tercer lugar, el procedimiento de licitación para seleccionar al socio del EMSA cumple los requisitos de competitividad, transparencia y carácter no discriminatorio e incondicional establecidos en la práctica de la Comisión. Se ha publicado a escala de la UE y especificará los criterios de cualificación (especialmente en lo relativo a la solidez financiera y la experiencia operativa del solicitante). Por lo tanto, si GEMS resultara seleccionada a través del procedimiento de licitación, su nombramiento como socio del EMSA podría considerarse proporcionado. Engie también alegó que, incluso si el procedimiento de licitación no fuera fructífero y se designara a GEMS como socio del EMSA, a modo de solución alternativa, se cumpliría de todos modos el criterio de proporcionalidad: GEMS recibirá una remuneración en condiciones de mercado, a un precio determinado por un experto independiente en caso de desacuerdo entre las partes, de modo que dicha remuneración no vaya más allá de lo estrictamente necesario para alcanzar el objetivo del EMSA. Además, Engie explicó que esta solución alternativa solo sería temporal y que el Estado belga reanudaría inmediatamente la organización de una nueva licitación.

([124]) Nota informativa de Compass Lexecon de 22 de agosto de 2024: *Supplementary note on MOCP and SDC Loan* [«Nota complementaria sobre el MOCP y el préstamo destinado a los costes de desmantelamiento», documento en inglés], apartado 1.12.

5.3. **Posición de Engie sobre el acuerdo sobre residuos**

(318) Engie alegó que el importe agregado del límite de residuos es suficiente para cubrir cualquier riesgo adicional que no se hubiera tenido en cuenta en el cálculo del importe base. Engie señala, además, que el límite de residuos se fija para transferir al Estado unos riesgos considerablemente inferiores a los del precedente alemán validado por la Comisión. En particular, Engie adujo lo siguiente:

a) Los residuos no se transferirán automáticamente a Hedera tras el pago del límite de residuos. Solo se transferirán los residuos que cumplan unos criterios contractuales de transferencia («CCT») muy estrictos; de lo contrario, Electrabel seguirá asumiendo la responsabilidad sobre ellos. Los CCT han sido acordados entre expertos y se basan en las mejores prácticas actuales. Además, en caso de que Electrabel necesite transferir más volúmenes, deberá pagar un importe adicional a Hedera (las «tasas de ajuste por volumen»).

b) En el caso alemán, persistían dudas sobre la ubicación de los emplazamientos de eliminación de residuos, mientras que en el caso que nos ocupa ya se conoce la instalación de almacenamiento definitivo de residuos de categoría A, lo que reduce considerablemente las incertidumbres.

c) A diferencia del caso alemán, el importe base del proyecto de explotación a largo plazo ya incluye un elevado nivel de contingencias.

d) El caso alemán utilizó un tipo de descuento nominal del 4,58 % (determinado en relación con los tipos de la AESPJ). Ante el considerable aumento del tipo de la AESPJ (+ 56 puntos básicos), el tipo de descuento del 3 % (nominal), mucho más bajo (– 158 puntos básicos), utilizado en el proyecto de explotación a largo plazo parece plenamente coherente con el nivel actual de los tipos de interés. Además, el tipo real del 1 % utilizado en el proyecto de explotación a largo plazo es conservador en comparación con otros países europeos.

e) Hedera podrá generar una rentabilidad de la inversión suficiente para cubrir sus obligaciones de pago. El estudio de gestión de activos y pasivos realizado por [...] para la revisión de 2022 de la CPN respalda esta opinión.

(319) Por consiguiente, Engie llegó a la conclusión de que el importe pagado por Electrabel en el marco del acuerdo sobre residuos cubrirá adecuadamente las incertidumbres asumidas por el Gobierno belga y, por lo tanto, será proporcionado.

(320) En cuanto a los pasivos por desmantelamiento, Engie alegó que Electrabel, como operador nuclear de las siete unidades nucleares belgas, seguirá siendo responsable de sus obligaciones de desmantelamiento. Engie reconoció, no obstante, que Bélgica cubrirá (el aumento de) los costes de clausura derivados directamente del proyecto de explotación a largo plazo, mediante un pago único (total y final) a tanto alzado a Electrabel.

(321) Engie se refirió al asesoramiento de la CPN/CNV sobre los pasivos por clausura y desmantelamiento de la explotación a largo plazo, en el que llegó a la conclusión de que el impacto de la explotación a largo plazo en los costes de clausura (costes instantáneos) es un aumento de dichos costes (discordancia) de [100 – 500] millones EUR (en valores de 2021) o, en valores actualizados, de [100 – 500] millones EUR (valores de 2023). Por consiguiente, Engie llegó a la conclusión de que el importe destinado a la transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados de la explotación a largo plazo, según los determina la CPN/CNV, es proporcionado.

6. **OBSERVACIONES DE TERCEROS**

(322) Además de las observaciones de Engie, la Comisión recibió observaciones de siete terceros encuestados durante la consulta pública sobre la Decisión de incoación, que duró hasta el 9 de septiembre de 2024.

(323) Se recibieron observaciones de los Estados miembros, empresas, asociaciones y organizaciones no gubernamentales. Las observaciones de terceros se tratarán también en las secciones pertinentes de la evaluación, sin mencionar específicamente la observación de que se trate.

(324) A continuación se ofrece una descripción de los comentarios y observaciones de terceros que resultan pertinentes para la evaluación de la ayuda estatal, agrupados por temas.

6.1. **Observaciones sobre la existencia de ayuda**

(325) No se recibieron observaciones con respecto a la existencia de ayuda.

6.2. **Observaciones sobre la compatibilidad de la ayuda**

6.2.1. *Observaciones relativas a la idoneidad y la necesidad de la medida*

(326) La mayoría de los terceros consultados expresaron su apoyo a las preocupaciones de la Comisión planteadas en la Decisión de incoación en relación con la idoneidad y la necesidad de la medida.

6.2.1.1. Observaciones generales

(327) Un tercero no estuvo de acuerdo con la Comisión en cuanto a la existencia y pertinencia de las deficiencias del mercado expuestas por el Estado belga y alegó que, sencillamente, la tecnología nuclear no es rentable y no debe apoyarse mediante financiación estatal. Esta parte recordó que, en general, con arreglo a las normas sobre ayudas estatales de la UE, las ayudas de explotación solo están permitidas en circunstancias excepcionales y deben limitarse a tecnologías que aún no sean comercializables o que aún no estén maduras, siempre que se cumplan determinadas condiciones. Este tercero se mostró en desacuerdo con la idoneidad y la necesidad de apoyar la energía nuclear, que consideró una tecnología madura y poco rentable.

(328) Tres de los siete terceros alegaron que la energía nuclear no es una tecnología adecuada para abordar los problemas de seguridad del suministro debido a la escasa flexibilidad de las centrales nucleares, que tienen que producir continuamente, ya que no es deseable una gran modulación.

6.2.1.2. Idoneidad del diseño del CFD

(329) Cinco de los siete encuestados compartieron las inquietudes de la Comisión en cuanto a la idoneidad del diseño del CFD. Las principales inquietudes fueron las siguientes: i) la conformidad con la legislación de la UE, ii) la fijación del precio de ejercicio en ausencia de un procedimiento competitivo (como en el caso de los parques eólicos marinos), iii) los limitados incentivos para ajustar la producción a las condiciones del mercado, ya que (en el diseño original del CFD) el umbral para reducir la producción solo se establece tras seis horas de precios negativos en los mercados de la electricidad, y iv) la elección del precio de referencia.

(330) Sin embargo, un tercero reconoció las dificultades que afrontan los operadores nucleares a la hora de reaccionar a las señales del mercado debido a las limitadas capacidades de modulación de las centrales nucleares. Además, un tercero alegó que, en lo que respecta al diseño del CFD, no debería existir una solución única y que los Estados miembros deberían tener flexibilidad para ajustar el diseño del CFD en función de las circunstancias concretas. Por ejemplo, los principios de diseño del CFD deben aplicarse de manera distinta a las tecnologías nucleares que a las fuentes de energía intermitentes, y debe reconocerse que las centrales nucleares sirven como capacidad de carga base.

(331) La Comisión observa que ninguno de los terceros tenía observaciones concretas sobre cómo mejorar el diseño del CFD propuesto por el Estado belga en el momento de la Decisión de incoación.

6.2.2. *Observaciones relativas a la proporcionalidad de la medida*

(332) Seis de los siete encuestados manifestaron su apoyo a las preocupaciones que planteó la Comisión en la Decisión de incoación en relación con la proporcionalidad de la medida.

6.2.2.1. Observaciones sobre el paquete de medidas financieras

(333) En general, cinco de los siete encuestados consideraron que el paquete de medidas de remuneración financiera (incluidos el CFD, el MOCP y varios préstamos) no sería proporcionado. Estos terceros estuvieron de acuerdo con la evaluación preliminar de la Comisión en la Decisión de incoación, según la cual el paquete de medidas de remuneración financiera ofrecería a Engie una reducción total del riesgo.

(334) Una parte alegó que el Gobierno belga se encuentra en la posición más desfavorable en este acuerdo, ya que se le acumulan los compromisos financieros para incentivar a Engie a participar en el mismo, dado que los riesgos son asumidos en última instancia por los contribuyentes belgas.

(335) Una parte comparó el acuerdo, al igual que la Comisión, con la anterior extensión de la vida útil de Doel 1, Doel 2 y Tihange 1 en 2015, y recordó que esa extensión de la vida útil se logró sin ayuda estatal.

(336) Por lo que se refiere a la remuneración y al cálculo de la tasa interna de rentabilidad (TIR), un tercero señaló que, aunque este nivel de rentabilidad puede ser típico de la industria nuclear, el nivel actual de la TIR ignoraría los numerosos elementos de reducción del riesgo que se recogen en el acuerdo propuesto. Aunque no se facilitaron indicaciones concretas de lo que implicaría una TIR proporcionada, se consideraría necesario un ajuste a la baja.

(337) La Comisión observa un consenso general entre los terceros sobre la necesidad de investigar cuidadosamente el paquete de medidas de remuneración financiera.

6.2.2.2. Observaciones relativas al acuerdo sobre residuos

(338) Como observación general, un tercero recordó que el funcionamiento de las centrales nucleares genera sustancias de vida muy larga y extremadamente peligrosas que no se producen de forma natural en ningún lugar del planeta. Esta parte alegó que en el coste total de la producción de electricidad debe contemplarse también un plan creíble para tratar estas sustancias después de su uso para producir energía.

(339) En cuanto a la gestión de los residuos nucleares, la misma parte sostuvo que los depósitos geológicos profundos no pueden constituir un almacenamiento seguro indefinido, ya que formaciones geológicas que han permanecido estables durante largos períodos de la historia de la Tierra pueden llegar a ser inestables a largo plazo, debido al cambio climático o a la propia radiación. Por lo tanto, el principio de cautela apunta a un almacenamiento en superficie o en lugares de fácil acceso, así como al reacondicionamiento cada cincuenta o cien años.

(340) En cuanto a los aspectos económicos del acuerdo sobre residuos, varios terceros consideraron que el acuerdo es demasiado positivo para Engie, ya que se estarían subestimando los costes de tratamiento de los residuos nucleares.

(341) La Comisión señala que la mayoría de los terceros no facilitaron información concreta sobre qué parte del acuerdo sobre residuos plantea problemas, qué parámetros deberían modificarse y cuál sería un valor razonable y proporcionado para dicho acuerdo. Solo una parte alegó que Bélgica también debería tener en cuenta los costes destinados a identificar un depósito de residuos nucleares, pero tampoco facilitó más detalles.

6.2.3. *Observaciones recibidas sobre el posible falseamiento de la competencia y el comercio entre los Estados miembros*

6.2.3.1. Efectos sobre las fuentes de energía renovables y la descarbonización

(342) Seis de los siete terceros sostienen que el apoyo a la energía nuclear no es respetuoso con el clima a pesar de contribuir a la reducción de las emisiones de CO_2. Estos terceros señalaron que el apoyo a la energía nuclear ralentiza el desarrollo de fuentes de energía renovables y no contribuye a la consecución de los objetivos climáticos. En particular, se formularon los siguientes argumentos a este respecto:

a) A un tercero le preocupaba que el nivel y la forma de las subvenciones públicas para las centrales nucleares de Doel y Tihange pudieran reducir los incentivos para la expansión de las energías renovables y retrasar así la descarbonización del sistema energético europeo y la electrificación de la economía. Otro tercero señaló que, dado que la producción de energía solar y eólica tendrá que adaptarse a la poca flexibilidad de la producción de energía nuclear, su producción se verá perjudicada. En particular, esto se debe a que las fuentes de energía renovables están expuestas a la competencia, mientras que los Estados miembros absorben los riesgos de los operadores nucleares.

b) Algunos terceros alegaron que la energía nuclear no puede constituir una estrategia legítima para descarbonizar las economías de la UE, ya que la energía nuclear no es competitiva en términos de costes, vincula demasiados recursos escasos (no solo financieros, sino también recursos humanos y materiales) y sufre sistemáticamente retrasos.

c) Un tercero alegó que, aunque la tecnología nuclear puede contribuir a la descarbonización en mayor medida que otras tecnologías, el equilibrio ambiental general es negativo (por ejemplo, debido al almacenamiento definitivo de los residuos nucleares).

d) Un tercero señaló que la ayuda estatal concedida a Engie podría penalizar a un gran número de agentes más pequeños del futuro sistema energético descentralizado. Esta parte instó a la Comisión a considerar el clima de inversión para las instalaciones solares y eólicas en Bélgica, es decir, otras tecnologías más rentables que pueden no requerir ayuda estatal, antes de retener grandes cantidades de ayuda estatal para las centrales nucleares. Esta misma parte también pidió que se evaluara la futura necesidad de electricidad de carga base.

(343) En cambio, un tercero no estuvo de acuerdo con los argumentos expuestos anteriormente y alegó que la energía nuclear desempeña un papel importante en la consecución de los objetivos climáticos de la UE y en la seguridad del suministro. Esta parte pidió a la Comisión que tuviera en cuenta la complejidad de las inversiones en energía nuclear y que concediera cierto margen de discreción a los Estados miembros a la hora de elegir un conjunto de medidas de ayuda adecuadas para apoyar las inversiones en energía nuclear.

6.2.3.2. Falta de procedimiento de licitación y ventas de electricidad nuclear

(344) Un tercero lamentó que el contrato propuesto entre el Estado belga, Engie y Electrabel para la extensión de la vida útil de Doel 4 y Tihange 3 se haya negociado sin organizar un procedimiento de licitación. Según este encuestado, una combinación de una cartera de energías renovables a gran escala y de almacenamiento de baterías podría haber aportado un perfil de generación de electricidad similar al de la energía nuclear.

(345) En cuanto a las ventas de energía nuclear en el acuerdo actual, otro encuestado afirmó que debería ser una parte independiente quien prestara los servicios de gestión de la energía cuando no se pueda contratar a ningún adjudicatario en el marco de un procedimiento de licitación.

6.2.4. *Otras observaciones formuladas por terceros*

(346) Un tercero sostuvo que el uso de la energía nuclear para la producción de electricidad infringe el principio de que quien contamina paga y el principio de cautela enunciado en el artículo 191 del TFUE.

(347) Varios terceros manifestaron su preocupación por cuestiones de seguridad relacionadas con el funcionamiento de la tecnología nuclear.

a) Una parte consideró que no pueden descartarse accidentes graves en las centrales nucleares, lo que también tendría implicaciones para otros Estados miembros.

b) En términos más generales, la misma parte consideró que recientemente se ha hecho evidente el peligro de las centrales nucleares en los conflictos armados, ya que las infraestructuras nucleares civiles no están concebidas, en principio, para contrarrestar los efectos directos e indirectos de los acontecimientos bélicos. Por lo tanto, las centrales nucleares pueden convertirse en objetivos potenciales, cuya destrucción podría causar contaminación radiactiva, lo que no solo representa un enorme riesgo para la seguridad, sino que también puede desestabilizar el suministro energético de un país.

c) Otra parte alegó que toda extensión de la vida útil de una central nuclear, a pesar de que se realicen actualizaciones y mejoras de seguridad, conlleva un aumento del riesgo de que se produzcan efectos negativos relacionados con la calidad y la fiabilidad de los componentes de dichos reactores nucleares, que se merman con el tiempo. Según esta parte, el envejecimiento provoca una tendencia a que los componentes de reactores muy contaminados funcionen mal y a que aumenten las interrupciones operativas.

d) Una parte recordó que la disponibilidad de uranio y torio sigue siendo limitada, y que la dependencia de los Estados miembros de la UE de las importaciones de minerales de uranio se acerca al 100 %. Esta parte refuta la idea de un «ciclo del combustible», según la cual el reprocesamiento del combustible gastado no puede repetirse con la mayor frecuencia posible, y afirma que el reprocesamiento plantea importantes riesgos para la seguridad, la salud, el medio ambiente y la proliferación.

(348) Un tercero alegó que tenía dudas sobre la ejecución de la evaluación de impacto ambiental. En particular, señaló que, en la consulta pública, no se habrían tenido en cuenta cuestiones clave relativas a las mejoras de seguridad necesarias y a la gestión del envejecimiento. Esta parte manifestó que había presentado una ampliación de su posición sobre el asunto, que no se había tomado en consideración.

(349) Por último, un tercero recordó que, aunque uno de los argumentos presentados por Bélgica para llevar a cabo el proyecto de explotación a largo plazo es la reducción de su dependencia del gas natural de Rusia, la industria nuclear europea sigue dependiendo en gran medida de Rusia para obtener combustible nuclear, dado que Rusia desempeña un papel clave tanto en la producción como en el reprocesado de uranio. Según este encuestado, sería más fácil encontrar fuentes alternativas de gas natural que eliminar la actual función de Rusia en la industria nuclear europea.

7. **RESPUESTA DE BÉLGICA A LA RESPUESTA DE TERCEROS**

(350) El 30 de octubre de 2024, las autoridades belgas enviaron su respuesta a las observaciones presentadas por terceros.

(351) En general, el Estado belga acogió con satisfacción las opiniones expresadas, pero consideró que varios de los puntos planteados eran de naturaleza meramente política, ambiguos o respondían a una comprensión incorrecta del proyecto de explotación a largo plazo.

(352) Además, Bélgica explicó que la mayoría de las cuestiones planteadas ya se habían tratado en sus escritos anteriores y en su respuesta a la Decisión de incoación. A continuación se destacan los principales argumentos esgrimidos por Bélgica en respuesta a las preocupaciones expresadas por los terceros consultados. En particular, se destacan las respuestas a las observaciones directamente pertinentes para la evaluación de la ayuda estatal.

(353) En cuanto a la crítica expresada por algunos terceros según la cual deberían haberse tenido en cuenta otros mecanismos de financiación u otras tecnologías de producción (por ejemplo, que el procedimiento de licitación para el perfil de generación de electricidad hubiera estado abierto a otros productores de energía, el uso del mecanismo de capacidad belga, la inversión en energías renovables a gran escala y el almacenamiento de baterías), Bélgica respondió lo siguiente:

a) Bélgica se refirió a los importantes costes de inversión que implican los proyectos nucleares y a la existencia de deficiencias del mercado adicionales en comparación con otras tecnologías (véase el considerando 39), lo que hace imposible que el proyecto de explotación a largo plazo se financie a través del mecanismo de capacidad belga. Además, Bélgica alegó que un mecanismo de subasta, como las subastas del mecanismo de capacidad belga, no constituye una herramienta adecuada para financiar la generación de energía nuclear, por lo que las unidades de explotación a largo plazo requieren un paquete de apoyo específico.

b) Bélgica recordó que, de conformidad con el artículo 194, apartado 2, del TFUE, los Estados miembros tienen autonomía para determinar sus políticas energéticas, lo que incluye la opción de incorporar la energía nuclear a su combinación energética, y que una combinación diversa de métodos de producción de energía es fundamental para mantener una red eléctrica fiable y equilibrada. Bélgica decidió en 2022 que las capacidades nucleares en cuestión debían formar parte de la combinación energética belga durante otros diez años, y esta decisión sobre la combinación energética no puede depender del resultado de una subasta.

c) Además, Bélgica subrayó que solo Electrabel puede explotar razonablemente las unidades de explotación a largo plazo como propietaria (mayoritaria) actual de dichas unidades y único operador de centrales nucleares en Bélgica. Bélgica recordó que el acceso a la capacidad de generación nuclear requiere conocimientos técnicos especiales, incluidos los específicos de cada país, de los que no disponen todos los agentes del mercado, y que, en el presente caso, una licitación no habría aportado resultados significativos, ya que no podría haberse seleccionado a ningún operador distinto de Electrabel.

(354) En cuanto a las observaciones de terceros sobre el paquete de diferentes medidas (apoyo financiero, acuerdo sobre residuos) destinadas a respaldar el proyecto de explotación a largo plazo, en las que señalaron que resultarían excesivas, no se ajustarían a los incentivos del mercado y no serían proporcionadas, Bélgica alega que los acuerdos contemplan diversos mecanismos que animarán a BE-NUC a responder a las señales del mercado en la mayor medida posible, dentro de las limitaciones técnicas de las instalaciones. En particular:

a) Por lo que se refiere al CFD, Bélgica reiteró que su diseño se ve determinado por las limitaciones técnicas, reglamentarias y económicas de las unidades de explotación a largo plazo. Tiene un mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias, con una TIR de entre el 6 y el 8 % que incentiva a BE-NUC a: i) optimizar su estructura de costes antes de fijar y revisar el precio de ejercicio, ii) maximizar la producción de las centrales cuando se esperen precios elevados y el sistema eléctrico roce la escasez (por ejemplo, durante el invierno), iii) mitigar los posibles beneficios extraordinarios, iv) activar modulaciones en caso de períodos prolongados de precios negativos, y v) garantizar que las paradas previstas para las explotaciones a largo plazo, el mantenimiento y la recarga de combustible se hayan programado durante el verano, cuando los precios tienden a situarse en su nivel más bajo.

b) En cuanto a la combinación de varias submedidas financieras además del CFD, Bélgica alegó que estas medidas se limitan al mínimo necesario y que cada una de ellas cubre riesgos específicos relacionados con el proyecto de explotación a largo plazo (y, por tanto, son complementarias). Bélgica recordó que: i) el MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son esenciales para garantizar que BE-NUC genere flujos de efectivo suficientes para pagar al operador y mantener la viabilidad operativa a largo plazo, y ii) la estructura de la empresa en participación, los préstamos participativos y el instrumento de capital circulante están diseñados para ofrecer condiciones idénticas tanto al Estado belga como a Electrabel en su calidad de accionistas y se suscribirán en condiciones de mercado.

c) Bélgica alegó que el proyecto de explotación a largo plazo no es contrario al principio de que quien contamina paga ni al principio de cautela, y recordó que ya se ha constatado que proyectos nucleares similares en Alemania y el Reino Unido, tanto con respecto a los mecanismos de financiación como al sistema de límite de residuos, respetan dichos principios, y han sido por ende aprobados por la Comisión.

d) Por lo que se refiere al acuerdo sobre residuos, Bélgica alegó que las correspondientes responsabilidades en materia de residuos nucleares se transferirán al Estado belga mediante un pago a tanto alzado de 15 000 millones EUR, cuyo importe se determinó sobre la base de una metodología sólida y de aportaciones de expertos. Bélgica también señaló que la responsabilidad última de la gestión segura del combustible gastado y de los residuos nucleares radiactivos recae en los Estados miembros y es un principio fundamental, consagrado en el artículo 4, apartado 1, de la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo ([125]).

(355) En cuanto a las observaciones de terceros según las cuales se obstaculiza el desarrollo de las energías renovables, Bélgica alegó que la demanda de electricidad seguirá aumentando, lo que creará oportunidades para todos los tipos de producción de electricidad. Bélgica también hizo hincapié en su intención de desarrollar y apoyar el futuro desarrollo del sector de las energías renovables.

(356) En cuanto a la observación de un tercero sobre la evaluación de impacto ambiental, Bélgica adujo que se había llevado a cabo una evaluación de impacto ambiental del proyecto de explotación a largo plazo a iniciativa del SPF de Economía, y que esta se organizó cumpliendo plenamente la legislación belga y el Convenio de Aarhus ([126]). Además, Bélgica subrayó que las autoridades belgas y Engie han respetado todas las normas de contratación pública.

(357) En lo que respecta a las inquietudes manifestadas por terceros sobre las ventas de electricidad procedente de la generación de energía nuclear, Bélgica recalcó que se establecen salvaguardias específicas para ofrecer garantías adicionales en relación con el socio del EMSA. Bélgica subrayó que Engie quedará excluida del procedimiento de selección y toma de decisiones y que se adoptarán medidas suficientes para evitar conflictos de intereses cuando GEMS participe en la licitación del EMSA.

(358) En cuanto a la observación relativa a la continua dependencia de Rusia, Bélgica alegó que los contratos de suministro de Synatom negociados o en fase de negociación a través de la supervisión de la Agencia de Abastecimiento de Euratom excluyen explícitamente a los proveedores de uranio natural y a los servicios de conversión de Rusia.

8. **EVALUACIÓN DE LA MEDIDA**

8.1. **Existencia de ayuda estatal**

(359) Con arreglo al artículo 107, apartado 1, del TFUE, son incompatibles con el mercado interior, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre los Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen con falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.

(360) Una medida constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE si cumple cuatro condiciones acumulativas. En primer lugar, la medida debe ser financiada por el Estado o mediante fondos estatales. En segundo lugar, debe otorgar una ventaja al beneficiario. En tercer lugar, debe favorecer a determinadas empresas o actividades económicas (es decir, debe haber cierto grado de selectividad). En cuarto lugar, debe poder afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros y falsear la competencia en el mercado interior.

([125]) Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, de 19 de julio de 2011, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos (DO L 199 de 2.8.2011, p. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Convenio de la CEPE sobre el acceso a la información, la participación del público en la toma de decisiones y el acceso a la justicia en materia de medio ambiente, conocido como «Convenio de Aarhus». El Convenio de Aarhus es un acuerdo medioambiental multilateral mediante el cual se aumentan y se hacen transparentes las oportunidades de acceso de los ciudadanos a la información medioambiental y se garantiza un procedimiento de reglamentación fiable.

(361) En la sección 4.1.1 de la Decisión de incoación, la Comisión explicó que los tres componentes de la medida notificada se planificaron conjuntamente y son inseparables. Con arreglo al punto 81 de la Comunicación de la Comisión relativa al concepto de ayuda estatal, hay varias medidas distintas que pueden considerarse una «única intervención». Este podría ser el caso, en particular, cuando las intervenciones consecutivas tienen vínculos tan estrechos entre sí, especialmente a la luz de su cronología, su finalidad y la situación de la empresa, que resulta imposible disociarlas ([127]). Por ejemplo, es posible evaluar como una única intervención una serie de intervenciones estatales que tienen lugar en relación con la misma empresa en un período de tiempo relativamente corto, están vinculadas entre sí, o se planearon o eran previsibles en el momento de la primera intervención ([128]).

(362) La Comisión explicó en los considerandos 204 y 208 de la Decisión de incoación que los tres componentes de la medida, incluidos todos sus subcomponentes, tenían como objetivo conjunto la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, puesto que se planificaron conjuntamente, responden al mismo objetivo y se establecen en el mismo acuerdo, a saber, el acuerdo de ejecución de 13 de diciembre de 2023 (véase el considerando 24), y conforme al mismo acto legislativo, a saber, la Ley Phoenix relativa a la seguridad del abastecimiento de energía y la reforma del sector de la energía nuclear (véase la sección 3.5.2), y son todos concedidos por la misma autoridad otorgante, a saber, el Estado belga. Además, fue el Gobierno belga quien inició la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares y, por ende, el proyecto de explotación a largo plazo, y la participación de Engie y Electrabel en el acuerdo estaba supeditada a la obtención de un nivel adecuado de remuneración, una garantía contra los cambios jurídicos relativos a la producción de electricidad a partir de fuentes nucleares y una reducción adicional del riesgo en lo que respecta al coste de los residuos nucleares (véase el considerando 23). Por consiguiente, los tres componentes de la medida notificada, incluidos sus subcomponentes, están estrechamente vinculados entre sí y habría sido imposible disociarlos, ya que juntos constituyen una condición necesaria para la participación de Engie y Electrabel en el proyecto de explotación a largo plazo.

(363) A la luz de lo anterior, la Comisión consideró que los tres componentes debían examinarse conjuntamente como una única intervención. Los tres componentes son interdependientes y tienen efectos mutuamente beneficiosos para los resultados del proyecto de explotación a largo plazo. La Comisión también llegó a la conclusión preliminar —que se aplica a los tres componentes de la medida considerados conjuntamente— de que la intervención implicaría ayuda estatal, ya que se concedió con cargo a fondos estatales imputables al Estado belga, de que conferiría una ventaja económica selectiva y de que podría afectar al comercio entre Estados miembros y falsear la competencia en el mercado interior.

(364) Durante la investigación formal la Comisión no ha encontrado ninguna razón para modificar su evaluación con respecto a estos aspectos. Dado que los tres componentes de la medida se planificaron conjuntamente, responden al mismo objetivo, se establecen por el mismo acuerdo y la misma ley, son concedidos por la misma autoridad otorgante y resultaron todos necesarios para convencer a Engie y Electrabel de que participaran en el proyecto de explotación a largo plazo, la Comisión considera que forman parte de una única intervención y deben examinarse conjuntamente como una única intervención.

8.1.1. *Imputabilidad y existencia de recursos estatales*

(365) Para que una medida pueda calificarse de ayuda en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE, debe concederse directa o indirectamente mediante recursos estatales.

(366) Como se explica en el considerando 213 de la Decisión de incoación, fue el Estado belga (de acuerdo con Engie) quien decidió la combinación de submedidas del proyecto de explotación a largo plazo, tal como se describe en la sección 3 de la presente Decisión, en el momento de la firma del acuerdo de ejecución, el 13 de diciembre de 2023. Además, el proyecto de explotación a largo plazo conlleva la creación de una entidad de propiedad parcialmente estatal (BE-NUC) y la autoridad que concede la ayuda es el Estado belga.

([127]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 19 de marzo de 2013, Bouygues y Bouygues Télécom/Comisión y otros, asuntos acumulados C-399/10 P y C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, apartado 104; sentencia del Tribunal General de 13 de septiembre de 2010, Grecia y otros/Comisión, asuntos acumulados T-415/05, T-416/05 y T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, apartado 177; sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 15 de septiembre de 1998, BP Chemicals/Comisión, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, apartados 170 y 171.

([128]) Sentencia de 15 de diciembre de 2021, Oltchim SA/Comisión, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, apartados 93 a 197.

(367) Como se explica en el considerando 214 de la Decisión de incoación, el proyecto de explotación a largo plazo consiste en una serie de submedidas que implican una transferencia de recursos estatales en beneficio de BE-NUC, la empresa en participación de nueva creación propiedad del Estado belga y de Electrabel. En particular, un CFD respaldado por el Estado, que permite que la empresa en participación reciba una remuneración complementaria en caso de que los precios de mercado provoquen un déficit de ingresos de explotación, expone al Estado a una transferencia de recursos estatales en beneficio de la empresa en participación.

(368) Por las razones expuestas anteriormente, la Comisión considera que la medida se concede a través de recursos estatales y que es imputable al Estado en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

8.1.2. *Ventaja económica selectiva*

(369) Una medida se considera selectiva cuando solo favorece a determinadas empresas o producciones. La Comisión reitera que la presente medida, incluidos sus diversos subcomponentes, evaluados tanto conjuntamente como por separado, confiere una ventaja selectiva en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

(370) Como se explica en el considerando 217 de la Decisión de incoación, el proyecto de explotación a largo plazo, en particular los tres componentes de la medida notificada, consiste en la extensión de la vida útil de dos reactores nucleares con vistas a ofrecer electricidad en el mercado de la energía y contribuir así a la seguridad del suministro. La medida proporcionará a las principales beneficiarias, Electrabel y Luminus, así como a BE-NUC, una ventaja específica: i) que no se pone a disposición de otros operadores de energía en situaciones jurídicas y fácticas similares, habida cuenta del objetivo y de los efectos de la medida (proporcionar financiación e ingresos estables para extender la vida útil de dos reactores nucleares y garantizar la seguridad del suministro eléctrico en Bélgica), y ii) que no habrían obtenido en condiciones normales de mercado y sin un acuerdo específico sobre los distintos componentes de la medida. Esta ventaja es selectiva en tanto en cuanto favorece a los propietarios y al operador de las unidades de explotación a largo plazo, que se encuentran en una situación jurídica y de hecho comparable a la de otros proveedores de capacidad de generación que no tienen la oportunidad de explotar centrales nucleares en Bélgica, pero que también pueden contribuir a la seguridad del suministro (como las centrales de gas, los operadores de respuesta a la demanda y los proveedores de almacenamiento).

(371) Además, como se explica en el considerando 218 de la Decisión de incoación, muchas de las submedidas individuales que forman parte del proyecto de explotación a largo plazo confieren una ventaja económica selectiva a Electrabel o Luminus (y a las empresas contribuyentes, cuando proceda). Por ejemplo, el acuerdo de remuneración del componente 1 incluye un CFD bidireccional, que establece un flujo de ingresos fijo para la producción de electricidad a partir de fuentes nucleares, protegiendo así a los propietarios de las centrales de los riesgos de mercado. El Estado belga también proporciona un préstamo participativo, préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y un mínimo de gastos de funcionamiento y de capital social para cubrir los costes de puesta en marcha de las unidades de explotación a largo plazo y su posible falta de rentabilidad. Estos préstamos y acuerdos no están a disposición de otros competidores y, por ende, confieren una ventaja económica selectiva a Electrabel, como parte de BE-NUC, y a Luminus. El componente 3 proporciona protección para la recuperación de costes a Engie y Luminus en caso de que se produzcan cambios legislativos o estratégicos, con lo que se reduce el riesgo de la inversión y se transmite al Estado y se confiere un beneficio económico que no podría haberse obtenido en condiciones normales de mercado y que no está a disposición de otros operadores del mercado.

(372) Bélgica alega que el procedimiento de licitación del EMSA se llevará a cabo de conformidad con la Ley belga de contratación pública de 17 de junio de 2016 y con el Real Decreto de 18 de junio de 2017 sobre contratación pública en los sectores de los servicios públicos. El socio del EMSA se seleccionará mediante una licitación abierta, transparente, no discriminatoria e incondicional. El procedimiento de licitación competitivo del EMSA, que utiliza y cumple los procedimientos previstos en las Directivas sobre contratación pública, garantiza que la transacción, en este caso la adquisición de servicios de gestión de la energía, se ajuste a las condiciones del mercado y excluya que se confiera cualquier ventaja al gestor de energía. Por consiguiente, el proyecto de explotación a largo plazo no confiere una ventaja selectiva al socio del EMSA.

(373) Por las razones expuestas anteriormente, la Comisión concluye que el proyecto de explotación a largo plazo confiere una ventaja económica selectiva a los beneficiarios de la medida.

8.1.3. *Amenaza de falseamiento indebido de la competencia y efecto sobre el comercio*

(374) Como señaló la Comisión en el considerando 221 de la Decisión de incoación, el mercado de la electricidad se ha liberalizado y los productores de electricidad participan en el comercio entre los Estados miembros, de modo que una ventaja concedida a los productores de electricidad nuclear puede falsear la competencia y afectar al comercio entre Estados miembros. La electricidad de fuentes nucleares se vende generalmente en el mercado interior de la electricidad, donde entra en competencia con todas las fuentes de electricidad, incluidas las de otros Estados miembros. Además, el mercado belga de la electricidad está muy interconectado en la región central de cálculo de la capacidad.

(375) Por lo tanto, la Comisión reitera su posición de que la ventaja concedida a los beneficiarios a través del proyecto de explotación a largo plazo amenaza con falsear la competencia y afectar al comercio entre Estados miembros.

8.1.4. *Conclusión sobre la existencia de la ayuda*

(376) La Comisión concluye que los componentes 1, 2 y 3 de la medida notificada (junto con el proyecto de explotación a largo plazo), al ser diferentes medidas que pertenecen a una única intervención estatal, constituyen ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE.

8.2. **Legalidad de la ayuda**

(377) Como señaló la Comisión en el considerando 224 de la Decisión de incoación, la medida se notificó a la Comisión el 21 de junio de 2024 y no se ha aplicado hasta la fecha. Bélgica ha confirmado que, antes del cierre de la transacción, no se llevarán a cabo trabajos reales distintos de los trabajos preparatorios que forman parte de las actividades de desarrollo en el marco del JDA++. El cierre de la transacción y la ejecución de la medida se supeditan a la aprobación de la medida por parte de la Comisión, ya que la aprobación de la ayuda estatal es una condición previa para la aplicación del acuerdo de ejecución.

(378) Por consiguiente, las autoridades belgas han cumplido las obligaciones de notificación y suspensión con arreglo al artículo 108, apartado 3, del TFUE.

8.3. **Compatibilidad de las medidas con el mercado interior**

(379) Puesto que se ha constatado que la medida implica ayuda estatal, la Comisión ha analizado con más detenimiento si esta podría considerarse compatible con el mercado interior.

8.3.1. *Base jurídica de la evaluación*

(380) La Comisión ha evaluado la medida notificada con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE, que dispone que la Comisión puede considerar compatibles «las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades o de determinadas regiones económicas, siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común».

8.3.2. *Condición positiva: desarrollo de una actividad económica*

8.3.2.1. *Contribución al desarrollo de una actividad económica*

(381) El artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE dispone que la Comisión puede considerar compatibles con el mercado interior «las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades o de determinadas regiones económicas, siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común». Por tanto, de acuerdo con esta disposición del Tratado, para que una ayuda sea compatible debe contribuir al desarrollo de determinadas actividades económicas ([129]).

(382) La intervención estatal puede ser necesaria para facilitar o incentivar el desarrollo de determinadas actividades económicas que, de no existir la ayuda, no se produciría o no al mismo ritmo o en las mismas condiciones.

([129]) Sentencia de 22 de septiembre de 2022, Austria/Comisión, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 20 y 24.

(383) Bélgica alega que los tres componentes de la medida reducen los principales factores de riesgo que surgen en las inversiones en activos de generación de energía nuclear. Como se explica en la sección 3.1 de la presente Decisión y en la sección 2.3 de la Decisión de incoación, el objetivo de la medida notificada es permitir la inversión en dos reactores nucleares existentes para garantizar su funcionamiento durante un período prolongado de diez años (en particular a través del componente 1 de la medida, véase la sección 3.3.1), contribuyendo así a la seguridad del suministro en Bélgica y garantizando la financiación de los residuos nucleares y el combustible nuclear gastado a largo plazo (en particular a través del componente 2 de la medida, véase la sección 3.3.2). Además, Bélgica sostiene que las protecciones jurídicas (a través del componente 3 de la medida, véase la sección 3.3.3) son necesarias para sacar adelante el proyecto de explotación a largo plazo reduciendo determinados riesgos que se considera que escapan al control del inversor.

(384) La Comisión recuerda que el Tribunal de Justicia reconoció que el desarrollo de nuevas capacidades nucleares es una actividad económica en el sentido del artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE ([130]) y ha establecido que el artículo 107 del TFUE puede aplicarse a las inversiones en generación de energía nuclear ([131]). Dado que el proyecto de explotación a largo plazo contribuye al desarrollo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía nuclear en Bélgica, contribuye al desarrollo de una actividad económica en Bélgica.

(385) Por consiguiente, la Comisión considera que la medida facilita el desarrollo de determinadas actividades económicas, tal como exige el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

8.3.2.2. Efecto incentivador

(386) Solo puede considerarse que una ayuda estatal facilita una actividad económica si tiene un efecto incentivador. El efecto incentivador se da cuando la ayuda induce al beneficiario a modificar su comportamiento para que desarrolle la actividad económica objeto de la ayuda y siempre que el cambio de comportamiento no se fuese a producir sin dicha ayuda.

(387) Como se explica en los considerandos 5 y 6 de la Decisión de incoación y en los considerandos 19 y 23 de la presente Decisión, Bélgica ha aclarado que, en ausencia de ayuda, Engie no tendría los incentivos necesarios para seguir invirtiendo en el desarrollo de la capacidad de generación de electricidad nuclear, en particular porque, antes de la decisión del Gobierno belga relativa al proyecto de explotación a largo plazo en marzo de 2022, Bélgica tenía previsto eliminar completamente la energía nuclear (véase la sección 2.2). Además, Bélgica explicó que existen importantes deficiencias del mercado relacionadas con las inversiones en recursos de generación de energía en general, y en la generación de energía nuclear en particular (véase la sección 3.1). Es poco probable que la inversión en energía nuclear sin ayuda estatal sea rentable debido a la incertidumbre de la evolución del mercado de la electricidad, en particular en el caso de una extensión de la vida útil por un período limitado de diez años.

(388) Como se explica en el considerando 19 de la presente Decisión y en el considerando 5 de la Decisión de incoación, Engie ya había anunciado sus planes de abandonar el sector nuclear en Bélgica y había adaptado su comunicación y su estrategia en consecuencia. En respuesta a la consulta pública relativa a la Decisión de incoación, Engie confirmó que no cabe duda de que Electrabel no habría proseguido la explotación de las unidades de explotación a largo plazo sin el proyecto de explotación a largo plazo, incluidos los tres componentes (véase la sección 5.1.2).

(389) Bélgica alega asimismo que las actividades de desarrollo realizadas a raíz de la celebración del JDA++ antes del cierre de la transacción son simplemente trabajos preparatorios y estudios de viabilidad, y que las obras propiamente dichas no se acometerán antes del cierre formal de la transacción (véase la sección 3.3.1.1).

(390) La Comisión considera que todos los componentes de la medida tienen el mismo objetivo específico y son necesarios para que el proyecto de explotación a largo plazo salga adelante.

a) Los mecanismos de apoyo financiero en el marco del componente 1 de la medida notificada son necesarios para reducir el riesgo del proyecto de explotación a largo plazo y cubrir sus costes de inversión, lo que incluye un beneficio razonable, en particular dado que, con arreglo a la base jurídica actual, el operador nuclear tiene que cesar de nuevo sus actividades nucleares tras la extensión de la vida útil de diez años, lo que genera una incertidumbre todavía mayor en relación con los ingresos procedentes de la generación de energía nuclear.

([130]) *Ibidem*, apartado 63.
([131]) *Ibidem*, apartado 32.

b) Engie y Electrabel también exigieron el acuerdo sobre residuos en el marco del componente 2 de la medida y el acuerdo sobre protecciones jurídicas en caso de modificación de las leyes relativas a la generación de energía nuclear (componente 3) antes de plantearse su participación en el proyecto de explotación a largo plazo y su reincorporación al negocio nuclear en Bélgica.

(391) En vista de lo anterior, la Comisión considera que la medida tiene un efecto incentivador, ya que anima a los beneficiarios a ejercer una actividad económica que no realizarían sin la medida.

8.3.2.3. Respeto de las disposiciones pertinentes del Derecho de la UE

(392) Como se explica en la Decisión de incoación, el Tribunal de Justicia dictaminó en la sentencia Hinkley Point C ([132]) que «una ayuda de Estado que infringe disposiciones o vulnera principios generales del Derecho de la Unión no puede declararse compatible con el mercado interior». En concreto, el Tribunal aclaró que, en relación con el sector de la energía nuclear, «al que es aplicable el Tratado Euratom, una ayuda de Estado en favor de una actividad económica perteneciente a dicho sector cuyo examen ponga de manifiesto que infringe normas del Derecho de la Unión en materia de medio ambiente no puede declararse compatible con el mercado interior con arreglo a dicha disposición».

(393) Además, el Tribunal de Justicia destacó que el Derecho derivado, como la Directiva 2011/92/UE, en virtud de la cual determinados proyectos están sujetos a una evaluación de impacto ambiental, se aplica a las centrales nucleares y a otros reactores nucleares.

(394) Asimismo, el Tribunal aclaró que el artículo 194 del TFUE sobre la política energética de la Unión no se opone a las inversiones en energía nuclear ([133]). Según la jurisprudencia ([134]), toda vez que, en virtud del TFUE, los Estados miembros de la UE pueden elegir libremente si incluir la energía nuclear en su combinación energética, ha de considerarse que los objetivos y los principios del Derecho de la Unión en materia de medio ambiente no están en contradicción con los objetivos que persigue el Tratado Euratom, de modo que no puede considerarse que los principios de protección del medio ambiente, de cautela, de quien contamina paga y de sostenibilidad se opongan, en cualquier circunstancia, a la concesión de ayudas a la construcción o la explotación de una central nuclear.

(395) Así pues, el hecho de que la medida se refiera a la energía nuclear no hace que sea incompatible con el mercado interior. Bélgica ha optado por la energía nuclear para abordar los problemas de seguridad del suministro y contribuir a la descarbonización de su combinación energética (véanse las secciones 2.3 y 2.4).

(396) Como se menciona en el considerando 240 de la Decisión de incoación y en el considerando 222 de la presente Decisión, Bélgica explicó que el desarrollo del proyecto de explotación a largo plazo estuvo precedido de un proceso de evaluación de impacto ambiental amplio y abierto realizado de conformidad con los requisitos del Derecho derivado de la UE ([135]). En respuesta a la observación de un tercero a este respecto (véase el considerando 348), Bélgica reiteró que se había llevado a cabo una evaluación de impacto ambiental del proyecto de explotación a largo plazo a iniciativa del SPF de Economía belga, y que esta se organizó cumpliendo plenamente la legislación belga y el Convenio de Aarhus (véase el considerando 356). Por consiguiente, la Comisión no tiene indicio alguno de que el proyecto de explotación a largo plazo infrinja alguna de las disposiciones de la legislación medioambiental de la UE.

(397) El proyecto de explotación a largo plazo fue comunicado a la Comisión y las autoridades belgas lo notificaron de conformidad con el artículo 41 del Tratado Euratom.

(398) No se descarta que Electrabel necesite realizar obras de construcción para adaptar las unidades de explotación a largo plazo a los requisitos impuestos por la autoridad responsable de la seguridad. Según la jurisprudencia, «cuando la Comisión sigue el procedimiento en materia de ayudas de Estado, está obligada, en virtud del sistema

([132]) Sentencia de 22 de septiembre de 2022, Austria/Comisión, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 44 y 45.
([133]) Sentencia de 22 de septiembre de 2022, Austria/Comisión, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, apartados 48 y 49.
([134]) *Ibidem*, apartado 49.
([135]) Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (DO L 26 de 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

general del Tratado, a respetar la coherencia entre las disposiciones que regulan las ayudas de Estado y las disposiciones específicas diferentes de las relativas a las ayudas de Estado y, de este modo, a apreciar la compatibilidad de la ayuda en cuestión con esas disposiciones específicas». No obstante, tal obligación solo se impone a la Comisión en relación con las modalidades de una ayuda tan indisolublemente vinculadas con al objeto de la ayuda que sea imposible evaluarlas por separado. [...] Por el contrario, si la modalidad en cuestión puede desvincularse del objeto de la ayuda, la Comisión no está obligada a apreciar su conformidad con las disposiciones distintas de las relativas a las ayudas de Estado en el marco del procedimiento previsto por el artículo 108 [del] TFUE» ([136]). En su sentencia relativa a las ayudas estatales a la central nuclear Paks II, el Tribunal General confirmó que la Comisión no está obligada a comprobar si algún aspecto de una medida de ayuda o algún elemento relacionado con una ayuda —a falta de un vínculo indisociable— no es conforme con el Derecho de la Unión ([137]). En el asunto correspondiente, el Tribunal General observó, además, que «[l]a organización de un procedimiento de contratación pública y el eventual recurso a otra empresa para construir los reactores no modificaría ni el objeto de la ayuda [...] ni el beneficiario de esa ayuda [...]» ([138]).

(399) Como se menciona en el considerando 243 de la Decisión de incoación, la Comisión considera que la evaluación de la compatibilidad de la medida notificada podría verse afectada por un posible incumplimiento de la Directiva 2014/25/UE si produjera falseamientos indebidos adicionales de la competencia y del comercio en el mercado de la electricidad (mercado en el que operan los beneficiarios). La Comisión observa que la Directiva 2014/25/UE es pertinente en lo que respecta a la adjudicación directa a empresas concretas de (potenciales) obras de construcción en las unidades de explotación a largo plazo.

(400) En el presente asunto, aun cuando Electrabel subcontrató la totalidad o parte de las (potenciales) obras de construcción relacionadas con el proyecto de explotación a largo plazo, que podrían estar sujetas a la normativa sobre contratación pública, la Comisión considera que no existe un «vínculo indisociable» entre los aspectos de la ayuda y de la contratación pública, ya que es posible evaluarlos por separado. La medida notificada apoya la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares independientemente de cómo se elijan los futuros contratistas. La ejecución de la ayuda notificada tampoco depende de la aplicación exacta de las normas de contratación pública. Por consiguiente, la explotación de las unidades de explotación a largo plazo y las condiciones de comercialización de la electricidad son separables de los aspectos de contratación pública que afectan a los trabajos de reacondicionamiento de los reactores nucleares. Por lo tanto, la Comisión puede valorar la medida sin evaluar los aspectos de los trabajos de reacondicionamiento relativos a la contratación pública, ya que estos aspectos no están vinculados de forma indisociable ni a la actividad económica promovida por la ayuda ni a sus modalidades.

(401) En cuanto al EMSA, Bélgica alega que se está llevando a cabo una licitación pública para la selección de un socio del EMSA y que el procedimiento de licitación respeta las normas de la legislación belga en materia de contratación pública (véase la sección 3.3.1.5.1). El Gobierno belga actúa como entidad adjudicadora en nombre y por cuenta de BE-NUC (dado que BE-NUC aún no está plenamente operativa), pero será la propia BE-NUC quien celebre el contrato del EMSA. Habida cuenta de la actividad de BE-NUC, se decidió aplicar las normas de los sectores de los servicios públicos. La entidad adjudicadora seleccionará a las partes admisibles y las invitará a presentar una oferta, sobre la base del proyecto de contrato del EMSA propuesto por la entidad adjudicadora, y podrá haber negociaciones y ofertas posteriores. Por consiguiente, la Comisión puede concluir que la licitación del EMSA respeta las normas de contratación pública belgas y de la UE pertinentes.

(402) Bélgica confirmó que las autoridades belgas y Engie han respetado las normas de contratación pública en lo relativo al procedimiento de licitación del EMSA (véase el considerando 143) y las normas de contratación pública en términos generales (véase el considerando 356). Por las razones mencionadas en los considerandos 398 a 401, la Comisión no tiene indicios de que el proyecto de explotación a largo plazo infrinja ninguna disposición de la legislación sobre contratación pública.

([136]) Véase la sentencia de 3 de diciembre de 2014, Castelnou Energía, asunto T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, apartados 181 a 184. Sentencia de 30 de noviembre de 2022, Lufthansa/Comisión, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 30.

([137]) Sentencia de 30 de noviembre de 2022, Austria/Comisión, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 32.

([138]) Sentencia de 30 de noviembre de 2022, Austria/Comisión, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, apartado 37. El razonamiento relativo a la necesidad de un «vínculo indisociable» para que la Comisión evalúe la compatibilidad del Derecho de la Unión con determinadas modalidades de ayuda ha sido aprobado por el Tribunal de Justicia en el asunto Braesch. Véase la sentencia de 31 de enero de 2023, Comisión/Braesch y otros, C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, apartados 96 a 99.

(403) Como se menciona en el considerando 245 de la Decisión de incoación y en la sección 3.3.2.1 de la presente Decisión, en lo que respecta a la transferencia de responsabilidades en relación con los residuos nucleares y el combustible nuclear gastado, el acuerdo se ajusta a las disposiciones establecidas en la Directiva 2011/70/Euratom. El Tratado Euratom y el Derecho derivado pertinente atribuyen a los operadores de las instalaciones nucleares la responsabilidad primordial de garantizar la gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos radiactivos, así como su financiación, de conformidad con el principio establecido en el artículo 4, apartado 3, de la Directiva 2011/70/Euratom. Sin embargo, el Estado es responsable en última instancia de la gestión responsable y segura de los residuos radiactivos y del combustible gastado y de garantizar que se disponga de los recursos financieros adecuados para dicha gestión. Las autoridades belgas han demostrado que el objetivo de la medida es garantizar la financiación de la gestión del combustible gastado y de los residuos nucleares como requisito previo para la gestión responsable y segura de estos materiales. Por lo tanto, la Comisión no tiene indicios de que la parte relativa al acuerdo sobre residuos del proyecto de explotación a largo plazo infrinja las disposiciones establecidas en la Directiva 2011/70/Euratom.

(404) Dado que el proyecto de explotación a largo plazo recibe apoyo en forma de un CFD bidireccional, la Comisión considera que los principios establecidos en el artículo 19 *quinquies*, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943 ([139]), modificado por el Reglamento (UE) 2024/1747 (en lo sucesivo, el «Reglamento sobre la electricidad»), se aplican a todos los CFD bidireccionales a partir de la entrada en vigor de dicho Reglamento el 16 de julio de 2024. Esto incluye los casos en los que un Estado miembro, sin tener la obligación de hacerlo en virtud del Reglamento sobre la electricidad, decide introducir un CFD bidireccional relativo a las inversiones destinadas a extender la vida útil de las instalaciones existentes, como en el caso del proyecto de explotación a largo plazo. En este contexto, y a fin de mejorar las decisiones de modulación, las autoridades belgas introdujeron algunas modificaciones en el diseño del CFD traspasando al socio del EMSA la autoridad decisoria con respecto a las modulaciones económicas, como se explica en la sección 3.3.1.5.2. Además, Bélgica intensificó el mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias (el MPRA actualizado) para ajustar mejor la ayuda financiera a los cambios en los precios de mercado (véase el considerando 107). La Comisión reconoce que el tamaño de las centrales es relativamente grande en comparación con la liquidez del mercado intradiario y de balance en Bélgica, que las centrales en cuestión dependen de una tecnología nuclear antigua con una flexibilidad limitada, que las centrales están sujetas a requisitos de seguridad especialmente rigurosos y que la prórroga y la introducción de modulaciones económicas aumentan el riesgo de paradas (véase la sección 2.1). Al mismo tiempo, la Comisión reconoce que, aunque los mercados intradiario y de balance belgas están cada vez más integrados con los mercados vecinos, siguen siendo bastante pequeños en comparación con el tamaño de las dos centrales. En este contexto, la Comisión reconoce que las autoridades belgas introdujeron algunas modificaciones en el diseño del CFD, con el fin de adaptarlo a los objetivos del artículo 19 *quinquies*, apartado 2, del Reglamento sobre la electricidad, garantizando que las unidades de explotación a largo plazo se modulen en función de las señales del mercado y, en particular, también velando por que, en la medida de lo técnicamente posible, haya un calendario eficiente de producción y mantenimiento.

(405) Como se menciona en el considerando 247 de la Decisión de incoación y en el considerando 110 de la presente Decisión, Bélgica alega que cualquier ingreso procedente del CFD bidireccional se destinará al presupuesto general del Estado (con sujeción a una contabilidad separada) y se utilizará principalmente para financiar los pagos de la contraparte del acuerdo de remuneración con arreglo al CFD para las unidades de explotación a largo plazo. Cuando los ingresos del CFD superen los importes necesarios para financiar los costes del CFD para las unidades de explotación a largo plazo, podrían utilizarse para financiar los costes de otro CFD. Bélgica se compromete a que, si los ingresos sobrantes del CFD se utilizan para distribuirse a empresas, dicha distribución se lleve a cabo de conformidad con el artículo 19 *quinquies*, apartado 2, letras d) y e), del Reglamento sobre la electricidad. Bélgica informará previamente a la Comisión en caso de que ingresos procedentes del CFD se distribuyan a empresas y, en caso necesario, notificará dicha medida (véase el considerando 110). Mediante este compromiso, la Comisión considera que Bélgica proporcionó garantías suficientes en relación con el cumplimiento de los principios establecidos en el artículo 19 *quinquies*, apartado 2, letras d) y e), del Reglamento sobre la electricidad. Bélgica también confirmó que el diseño del CFD incluye cláusulas de penalización en caso de extinción anticipada unilateral indebida del contrato, de conformidad con el artículo 19 *quinquies*, apartado 2, letra f), del Reglamento sobre la electricidad (véase el considerando 110).

([139]) Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DO L 158 de 14.6.2019, p. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), modificado por el Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión (DO L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Como también se menciona en el considerando 248 de la Decisión de incoación, en lo que respecta a la conformidad de la empresa en participación con el Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo ([140]), de las observaciones del Estado belga y de Engie se desprende que no puede considerarse que la empresa en participación prevista esté plenamente operativa en el sentido del artículo 3 de dicho Reglamento. Por consiguiente, de ello se desprende que la medida no es notificable a la Comisión Europea en lo que respecta a su conformidad con dicho Reglamento.

(407) Como se indica en el considerando 249 de la Decisión de incoación y en la sección 3.6 de la presente Decisión, por lo que se refiere a la financiación de la medida, las autoridades belgas explicaron que los costes relativos al proyecto de explotación a largo plazo quedan cubiertos por el presupuesto del Estado en caso necesario. Los beneficios del proyecto también se destinarían al presupuesto del Estado. No se hipotecan recursos a la medida y, por lo tanto, la medida no infringe el artículo 30 ni el artículo 110 del TFUE.

(408) Por las razones expuestas anteriormente, la Comisión concluye que la medida propuesta no infringe, de por sí, ninguna disposición pertinente del Derecho de la UE.

8.3.2.4. Conclusión

(409) A la luz de lo anterior, la Comisión concluye que el proyecto de explotación a largo plazo cumple la primera condición (positiva) de la evaluación de compatibilidad (es decir, que la ayuda facilite el desarrollo de una actividad económica).

8.3.3. *Condición negativa: la ayuda no puede alterar indebidamente las condiciones de los intercambios comerciales en forma contraria al interés común*

8.3.3.1. Determinación del mercado afectado por la ayuda

(410) Como se señala en la Decisión de incoación, el proyecto de explotación a largo plazo se creó para contribuir a la seguridad del suministro eléctrico en el mercado belga, reduciendo al mismo tiempo la dependencia de Bélgica de los combustibles fósiles (con lo que también se contribuye a la descarbonización del sistema energético belga). Al mismo tiempo, se ha establecido que el mercado belga está bien interconectado en la región central de cálculo de la capacidad (véase el considerando 374).

(411) En vista de lo anterior, los mercados pertinentes para la evaluación de las medidas en cuestión son los mercados eléctricos de Bélgica y el mercado eléctrico de la región central de cálculo de la capacidad.

8.3.3.2. Determinación de los efectos positivos de la medida de ayuda

(412) Como se menciona en el considerando 254 de la Decisión de incoación y en el cuadro 2 de la presente Decisión, se espera que la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares represente entre el 12 y el 16 % de la generación de electricidad en Bélgica, lo que permite continuar generando electricidad a partir de fuentes nucleares y, por ende, mantener la generación necesaria en el lado del suministro en consonancia con la combinación energética específica elegida por Bélgica. Junto con la capacidad adquirida a través del mecanismo de capacidad, es necesario mantener los dos reactores nucleares más jóvenes en el mercado durante otros diez años para hacer frente al continuo aumento de la demanda de electricidad en Bélgica, tal como revela el último análisis de la cobertura del GRT belga (véase la sección 2.4). Por lo tanto, el proyecto de explotación a largo plazo tiene efectos positivos en el mercado, ya que ayudará a abordar los problemas de cobertura y contribuirá a la seguridad del suministro en Bélgica.

(413) Además, las inversiones en fuentes de energía nuclear proporcionan activos de generación fiables con bajas emisiones de carbono. Al garantizar la seguridad del suministro cuando se retiren los combustibles más contaminantes y reducir la dependencia del gas natural, la generación nuclear, gracias a sus bajas emisiones de carbono por MWh de electricidad producida, contribuye (junto con el desarrollo de las energías renovables) a la consecución de los objetivos nacionales y europeos de descarbonización.

(414) El proyecto de explotación a largo plazo también apoyará directamente los objetivos de REPowerEU, ya que reducirá la dependencia de los combustibles fósiles importados (en particular del gas), que están sujetos a fluctuaciones de precios y riesgos geopolíticos, y con ello reforzará la seguridad energética (véase el considerando 21).

([140]) Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas (DO L 24 de 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) A la luz de las consideraciones anteriores, la Comisión concluye que el proyecto de explotación a largo plazo tiene efectos positivos en el mercado, ya que aumentará la seguridad del suministro y contribuirá a la descarbonización de la combinación energética de Bélgica. Dado que la región central de cálculo de la capacidad está bien interconectada, es probable que estos efectos positivos beneficien a los Estados miembros vecinos que importan electricidad de Bélgica.

8.3.3.3. Necesidad de la intervención estatal

(416) Para determinar si una medida de ayuda es necesaria, la Comisión debe evaluar si la medida se encuadra en una situación en la que la medida podría aportar una mejora sustancial que el mercado por sí solo no puede lograr. Una ayuda que mejore la situación financiera de la empresa beneficiaria, pero que no sea necesaria para alcanzar el objetivo perseguido, no puede considerarse compatible con el mercado interior.

(417) En el presente caso, Bélgica desea extender la vida útil de sus dos reactores nucleares más recientes para abordar los problemas de seguridad del suministro, reduciendo al mismo tiempo el consumo de combustibles fósiles y contribuyendo así a la descarbonización. La Comisión debe evaluar si la ayuda estatal destinada a mantener la energía nuclear en el mercado es necesaria para alcanzar estos objetivos.

(418) En la sección 2.3.2 de la Decisión de incoación y la sección 3.1 de la presente Decisión, la Comisión explicó que la existencia de deficiencias del mercado es un factor pertinente para evaluar la necesidad de la ayuda y reconoció que existen determinadas deficiencias del mercado que requieren una intervención estatal en relación con el desarrollo de la energía nuclear ([141]). En particular, en el caso de las inversiones en energía nuclear, la deficiencia del mercado se debe principalmente a una serie de riesgos particulares que son difíciles de gestionar para los inversores comerciales ([142]), tales como:

a) la complejidad de la tecnología nuclear, que conduce a la exposición a riesgos técnicos y de gestión de proyectos, así como a riesgos de mercado e inversión (debido a la intensidad de capital de las inversiones y a la volatilidad de los mercados de la energía), que se abordan en el componente 1 de la medida;

b) los riesgos a largo plazo relacionados con la gestión de residuos nucleares y la clausura y el desmantelamiento de las centrales nucleares, que se abordan en el componente 2 de la medida, y

c) la exposición a riesgos relacionados con decisiones reglamentarias y políticas, que se abordan en el componente 3 de la medida.

(419) Según Bélgica, cada uno de los tres componentes del proyecto de explotación a largo plazo se ocupa de uno de los riesgos y deficiencias del mercado mencionados en el considerando 418.

(420) Bélgica también alega que su mecanismo de capacidad no es un mecanismo de financiación adecuado para la capacidad de energía nuclear en Bélgica, en particular teniendo en cuenta el corto espacio de tiempo en el que se ha decidido la extensión de la vida útil, las incertidumbres y las deficiencias del mercado adicionales relacionadas con las inversiones en energía nuclear en comparación con otras tecnologías, las características específicas del mecanismo de capacidad, que tiene subastas anuales de resultado incierto, y el hecho de que el calendario es incompatible con el del proyecto de explotación a largo plazo (véanse la sección 3.3.4 y el considerando 353). Además, Bélgica sostiene que la medida notificada, incluido el paquete de submedidas, era necesaria para convencer a Engie de que iniciara negociaciones sobre la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, puesto que Engie ya había tomado la decisión de poner fin a todas las actividades nucleares en Bélgica (véase el considerando 19).

([141]) Decisión de la Comisión de 13 de enero de 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido — Apoyo a la central nuclear de Hinkley Point C (DO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerandos 382 a 385.

([142]) Véanse, por ejemplo, la Decisión de la Comisión de 13 de enero de 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido — Apoyo a la central nuclear de Hinkley Point C (DO L 109 de 28.4.2015, p. 44); la Decisión de la Comisión de 24 de julio de 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hungría — Desarrollo de dos reactores nucleares en la central nuclear de Paks II (DO L 317 de 1.12.2017, p. 45); la Decisión de la Comisión de 17 de marzo de 2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica — Extensión de la vida útil de las centrales nucleares Tihange 1, Doel 1 y Doel 2 (DO C 142 de 5.5.2017, p. 1), y la Decisión de la Comisión de 16 de junio de 2017, SA.45296 (2017/N), Alemania — Transferencia de responsabilidades en materia de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado en Alemania (DO C 254 de 4.8.2017, p. 1).

(421) Por lo tanto, Bélgica aduce que es poco probable que la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares tenga lugar sin ayuda estatal, en particular sin un modelo de remuneración adecuado (componente 1), un acuerdo sobre la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado (componente 2) y disposiciones de protección jurídica (componente 3), cada uno de los cuales aborda una de las deficiencias del mercado antes mencionadas.

(422) La necesidad de cada uno de los tres componentes de la medida se evalúa (por separado) en las secciones 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 y 8.3.3.3.3. La evaluación de la necesidad combinada de los componentes 1, 2 y 3, así como de sus posibles efectos acumulativos, se presenta en la sección 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Necesidad del componente 1

(423) Por lo que se refiere a los riesgos técnicos, de gestión de proyectos, de mercado y de inversión mencionados por Bélgica, la Comisión ha reconocido en decisiones anteriores que las inversiones en nuevos proyectos de energía nuclear están sujetas a un importante riesgo, dada la combinación de los siguientes factores: elevados costes de capital inicial, largos plazos de construcción y la necesidad de un largo período de funcionamiento para recuperar los costes de inversión. La Comisión reconoció además que la falta de instrumentos financieros basados en el mercado y de otros tipos de contratos para protegerse contra estos riesgos sustanciales constituye una deficiencia del mercado que es propia de algunas tecnologías, entre ellas la energía nuclear ([143]). Sin embargo, en este caso se trataba de inversiones en nuevas centrales nucleares. En cambio, el presente asunto atañe a inversiones en la extensión de la vida útil de dos operadores nucleares ya existentes. Por lo tanto, la Comisión considera que la cuestión de si invertir en la extensión de la vida útil de los dos reactores nucleares no habría surgido en ausencia de ayuda.

(424) En primer lugar, en cuanto a la observación de la Comisión en el considerando 295 de la Decisión de incoación, según la cual la extensión de diez años de la vida útil de Doel 1, Doel 2 y Tihange 1 en 2015 se produjo sin un paquete de medidas de apoyo financiero ([144]), Engie alegó como respuesta a la consulta pública (véase el considerando 290) que las circunstancias de ambos proyectos no son comparables, dado que en el presente caso: i) el Gobierno belga tomó la decisión sobre el proyecto de explotación a largo plazo después de que Engie iniciara los preparativos para abandonar la actividad nuclear, ii) existen costes adicionales relacionados con el ajustado calendario del actual proyecto de explotación a largo plazo, que también reconoció la autoridad de seguridad nuclear (AFCN/FANC), y iii) el aumento de la cuota de energías renovables en el sistema energético provoca una mayor volatilidad de los precios del mercado en comparación con la situación y las expectativas de 2015.

(425) En segundo lugar, por lo que respecta a las dudas de la Comisión sobre la necesidad de disponer del paquete completo de medidas de remuneración, Bélgica y Engie alegaron que cada parte del componente 1 cumple un objetivo específico y que los subcomponentes son complementarios. Bélgica aclaró con más detalle las medidas financieras establecidas (véase también el considerando 68).

a) Los costes de explotación y mantenimiento del proyecto de explotación a largo plazo se financian con los ingresos de explotación derivados de la explotación a largo plazo, con lo cual, gracias al CFD, se garantiza un flujo estable de ingresos de explotación. Como explicó Bélgica, dadas las deficiencias del mercado relacionadas con la industria nuclear y la elevada volatilidad del mercado de la electricidad que se espera en los próximos años, el proyecto de explotación a largo plazo está expuesto a un gran riesgo de déficit de financiación, lo que hace del CFD un instrumento necesario para obtener unos ingresos de explotación estables. La Comisión considera que un CFD diseñado adecuadamente constituye un instrumento necesario para garantizar un flujo de ingresos estable en un entorno de mercado incierto. La Comisión ya reconoció en la Decisión de incoación que existe un alto riesgo de que el proyecto de explotación a largo plazo tenga un VAN negativo en ausencia de un CFD. Además, la Comisión también está de acuerdo en que la extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo (diez años) abarca un período de tiempo breve en comparación con la duración media de las inversiones en el sector nuclear (con mayor razón teniendo en cuenta que las unidades de explotación a largo plazo no funcionarán a una capacidad del 100 % durante los tres primeros años debido a la necesidad de llevar a cabo obras para la extensión de la explotación a largo plazo simultáneamente), mientras que los costes para que las unidades de explotación a largo plazo cumplan las normas de seguridad son significativos.

([143]) Decisión de la Comisión de 13 de enero de 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido — Apoyo a la central nuclear de Hinkley Point C (DO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerandos 382 y 383.

([144]) En ese caso solo se concedieron protecciones jurídicas contra el riesgo de bloqueo político (similares a las concedidas a través del componente 3 de la medida actual).

b) El MOCP y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento complementan el CFD para garantizar la estabilidad financiera a largo plazo, ya que no puede descartarse que se produzcan períodos de indisponibilidad importante imprevista durante el período de diez años. De hecho, los datos facilitados por Electrabel muestran que la probabilidad de que esto suceda no es poca, sino que, basándose en su experiencia con los reactores nucleares belgas durante el período 2012-2022, es probable que sí ocurra (véase el cuadro 10). Los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento tienen por objeto asegurar un efectivo suficiente durante la fase de reanudación del proyecto de explotación a largo plazo, cuando aún deberán realizarse obras importantes y las unidades de explotación a largo plazo no podrán funcionar a plena capacidad, y está previsto que se devuelvan al final del período de diez años. En cambio, el MOCP está disponible durante todo el período de diez años, pero solo cubre situaciones de indisponibilidad importante imprevista. Un instrumento de capital circulante sirve de puente intraanual al MOCP anual. Bélgica presentó tres supuestos que ilustraban el impacto de la aparición de acontecimientos de indisponibilidad importante imprevista. Como se desprende claramente del cuadro 11, sin el MOCP y sin los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, la empresa en participación podría declararse en quiebra en caso de darse tales situaciones, lo que no es improbable a lo largo de todo el período de diez años.

c) Por consiguiente, la Comisión reconoce que el CFD, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, el MOCP y el instrumento de capital circulante constituyen medidas complementarias, y que todos estos elementos son necesarios para garantizar que BE-NUC tenga, en todo momento, suficiente liquidez para pagar sus gastos de explotación, mantenimiento y combustible a fin de permitir un funcionamiento seguro y fiable de las unidades de explotación a largo plazo.

d) Puesto que Engie estaba limitando su exposición a la energía nuclear (véase el considerando 19) y no quería asumir por sí sola el gasto en capital necesario de más de [2 000 – 2 500] millones EUR para el proyecto de explotación a largo plazo, ni respaldar por sí sola todas las posibles pérdidas debidas a indisponibilidades inesperadas y sobrecostes, solicitó al Estado belga un mecanismo de distribución de riesgos al 50 % antes de suscribir el acuerdo sobre el proyecto de explotación a largo plazo (véase el considerando 23), e insistió en que se añadiera una estructura de empresa en participación (la creación de BE-NUC) a los mecanismos de remuneración previstos en el acuerdo de remuneración con el fin de cubrir los riesgos de financiación y solvencia restantes. Los requisitos de gasto en capital del proyecto de explotación a largo plazo son financiados por los accionistas de la empresa en participación sobre una base *pari passu*, ya sea mediante capital o mediante préstamos participativos.

— Incluso con los mecanismos de remuneración financiera del acuerdo de remuneración, subsisten riesgos significativos que Engie no quería afrontar por sí sola. Engie facilitó una simulación que mostraba el impacto que podrían tener los acontecimientos de disponibilidad reducida o el aumento, durante la fase de funcionamiento, de los gastos de funcionamiento que no están cubiertos por el MOCP, lo que puede tener un efecto negativo significativo en la rentabilidad de BE-NUC, como se muestra en el cuadro 16.

— A través de la estructura de la empresa en participación, la financiación del gasto en capital puede producirse sin exposición a la deuda, lo que en el presente caso sería muy costoso o difícil de conseguir, ya que los bancos comerciales no están dispuestos a verse expuestos a activos nucleares.

— La introducción de préstamos participativos además de la inyección de capital responde a consideraciones financieras, ya que concede más flexibilidad en el diseño de los calendarios de detracción y reembolso y optimiza la estructura financiera con respecto a los ingresos imponibles.

e) Por consiguiente, la Comisión concluye que la creación de una empresa en participación, en la que los riesgos relacionados con los sobrecostes y las paradas forzosas no cubiertos por los demás instrumentos financieros se comparten con el Estado belga, puede considerarse necesaria.

f) El JDA++ cubre los costes relacionados con las actividades de desarrollo que deben acometerse para cumplir las expectativas de la autoridad responsable de la seguridad en relación con el proyecto de explotación a largo plazo. Dado el ajustado calendario de este proyecto, la Comisión considera que era en efecto necesario establecer un acuerdo y llegar a una conclusión sobre la financiación de estas actividades.

g) En cuanto a las submedidas restantes del componente 1, como ya se mencionó en la Decisión de incoación, la Comisión considera que:

— el acuerdo de explotación y mantenimiento permite garantizar la cobertura de todos los costes de explotación y mantenimiento en cualquier momento, por lo que es necesario,

— la celebración de un acuerdo sobre prácticas administrativas y sobre las ventas de energía es imprescindible para que el proyecto de explotación a largo plazo sea operativo en la práctica, de modo que el ASA y el EMSA son necesarios, y

— es práctica habitual, como parte de cualquier acuerdo entre dos partes, acordar condiciones para el caso de que finalmente no se cierre la transacción, de modo que la indemnización de las pérdidas por cobertura de costes a falta de cierre es necesaria.

(426) En tercer lugar, la Comisión recuerda las observaciones de terceros que alegaron que el suministro de energía también podría garantizarse mediante tecnologías más baratas y consideraron que las subvenciones en el sector nuclear ralentizarían los avances en otras tecnologías más baratas y respetuosas con el clima (en particular las renovables). Bélgica alegó que los Estados miembros tienen autonomía para determinar sus políticas energéticas, lo que incluye la opción de incorporar la energía nuclear a su combinación energética, y que una combinación diversa de métodos de producción de energía es fundamental para mantener una red eléctrica fiable y equilibrada. Dado que la concentración del mercado ha disminuido en los últimos años gracias a una mayor cuota de energías renovables en la combinación energética belga (véanse los considerandos 34 a 37), y dadas las recientes inversiones del Estado belga en el parque eólico marino Princess Elisabeth ([145]), la Comisión no ve ninguna razón para concluir que el proyecto de explotación a largo plazo obstaculizaría el desarrollo de las energías renovables en Bélgica. La necesidad de invertir tanto en energía nuclear como en energías renovables también es verosímil, ya que las energías renovables todavía presentan algunas desventajas, como la disponibilidad de emplazamientos y la capacidad de conexión a la red. La remuneración conforme al diseño (modificado) del CFD ofrece más incentivos para maximizar la producción en las horas de precio alto (en la medida de lo posible, habida cuenta de la tecnología antigua de las unidades de explotación a largo plazo). Esto reduce el impacto competitivo de la medida en las inversiones en energías renovables basadas en el mercado, ya que cabe esperar que los activos de generación de energías renovables funcionen con especial frecuencia en los períodos de tiempo más baratos (ya que en esos períodos la disponibilidad de recursos renovables es elevada, lo que reduce los precios de mercado).

(427) Por último, por lo que respecta al argumento de Bélgica de que el déficit de financiación de las unidades de explotación a largo plazo no puede resolverse adecuadamente mediante la participación en el mecanismo de capacidad (véanse la sección 3.3.4 y el considerando 353), la Comisión reconoce que el resultado incierto de las subastas del mecanismo de capacidad y el calendario de dichas subastas no son compatibles con el plan de Bélgica de reanudar la operación a largo plazo en 2025. En particular, el Gobierno belga anunció el proyecto de explotación a largo plazo en marzo de 2022 y firmó un acuerdo de ejecución vinculante el 13 de diciembre de 2023 (véase la sección 2.3). En ese momento ya se habían celebrado tres subastas del mecanismo de capacidad.

(428) A la luz del razonamiento anterior, la Comisión considera que todas las submedidas del componente 1 han demostrado ser complementarias y necesarias.

8.3.3.3.2. Necesidad del componente 2

(429) Por lo que se refiere a las deficiencias del mercado y a los riesgos relacionados con los costes inciertos de la gestión de los residuos nucleares y la clausura, como se menciona en el considerando 276 de la Decisión de incoación, la Comisión considera que estos se abordan mediante la transferencia de responsabilidades relativas a los residuos radiactivos y al combustible gastado, así como mediante la transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo. El acuerdo sobre residuos tiene por objeto garantizar la gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos radiactivos, dado que la transferencia garantizará la financiación de los residuos nucleares y aumentará el nivel de seguridad del almacenamiento provisional y el almacenamiento definitivo de estos materiales. Bélgica alega que los pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo solo cubren los costes adicionales dimanantes de dicho proyecto, no cubren ningún gasto de funcionamiento relacionado con la gestión cotidiana o las actividades habituales y, por lo tanto, no tienen efecto distorsionador.

([145]) Véase la Decisión de la Comisión de 13 de septiembre de 2024, SA.107336 (2024/N), Bélgica — Mecanismo de apoyo para el lote 1 de la zona marina Princess Elisabeth (DO C, C/2024/5754, 25.9.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj).

(430) Como señaló la Comisión en decisiones anteriores relativas a la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares en Alemania y el Reino Unido ([146]), la gestión de los residuos radiactivos se caracteriza por plazos largos, lo que puede requerir algún tipo de intervención estatal. Además, la necesidad de intervención estatal en cuanto a la gestión responsable y segura de los residuos radiactivos queda recogida en el artículo 4, apartado 1, de la Directiva 2011/70/Euratom, que establece la responsabilidad última del Estado a este respecto. La transferencia de responsabilidades en materia de gestión de residuos radiactivos y clausura sirve al objetivo de garantizar la financiación de la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos como requisito previo para la gestión responsable y segura de estos materiales. Además, Engie no tenía previsto mantener sus actividades nucleares en Bélgica (véase el considerando 19) y no aceptó entablar negociaciones sobre la extensión de la vida útil hasta que hubo un acuerdo no solo sobre las disposiciones financieras, sino también sobre la transferencia de las responsabilidades relativas a los residuos nucleares (véase el considerando 23).

(431) Por lo que se refiere, en particular, a la transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo, dado que esta transferencia solo cubre los costes adicionales derivados del proyecto de explotación a largo plazo, mientras que las obligaciones habituales por clausura y desmantelamiento siguen recayendo en el operador nuclear, y dado que fue el Gobierno belga, y no Engie ni Electrabel, quien solicitó la extensión de la vida útil, la Comisión considera que esta transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo también es necesaria. En comparación con la evaluación realizada en la Decisión de incoación, los costes adicionales de clausura relacionados con el proyecto de explotación a largo plazo también han sido confirmados en el ínterin por la CPN/CNV (véase el considerando 200).

(432) Además, la Comisión no se opone a liberar los activos no europeos de Electrabel del perímetro de Electrabel, puesto que Engie garantizará que al menos 4 000 millones EUR en activos permanezcan en Electrabel (véanse los considerandos 59 y 181).

(433) A la luz del razonamiento anterior, la Comisión considera, por tanto, que el componente 2 de la medida notificada es necesario.

8.3.3.3.3. Necesidad del componente 3

(434) Por lo que se refiere a las deficiencias del mercado relacionadas con los riesgos reglamentarios y políticos, como se menciona en el considerando 278 de la Decisión de incoación, la Comisión considera que, si bien todas las tecnologías pueden, en principio, sufrir un «bloqueo» político, dada la controvertida naturaleza de la tecnología nuclear, cabe esperar que los proyectos nucleares se vean más afectados por ello ([147]). En particular, Bélgica ha cambiado ya algunas veces su trayectoria política en materia de energía nuclear durante los últimos veinticinco años (véase la sección 2.2), por lo que la Comisión considera que este riesgo está especialmente presente en Bélgica. Asimismo, durante la consulta pública sobre el asunto, la Comisión no recibió ninguna prueba en contrario.

(435) Por consiguiente, la Comisión considera que los riesgos reglamentarios y políticos se abordan eficazmente a través de la medida de protección jurídica y que se necesitan protecciones jurídicas en el caso de la energía nuclear, como también reconoció en su Decisión en el asunto SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Conclusión sobre la necesidad de la medida

(436) En vista de lo anterior, la Comisión concluye que los tres componentes de la medida (incluidos sus subcomponentes) son necesarios para garantizar la extensión de la vida útil de dos reactores nucleares en Bélgica. Además, la Comisión concluye que la medida produce un efecto incentivador para los beneficiarios, lo que garantiza que el proyecto de explotación a largo plazo se lleve a cabo con éxito.

([146]) Véanse la Decisión de la Comisión de 16 de junio de 2017, SA.45296 (2017/N), Alemania — Transferencia de responsabilidades en materia de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado en Alemania (DO C 254 de 4.8.2017, p. 1), y la Decisión de la Comisión de 20 de abril de 2016, SA.34962 (2015/N), Reino Unido — Contrato de transferencia de residuos para nuevas centrales nucleares (DO C 161 de 4.5.2016, p. 1).

([147]) Véanse también los considerandos 384 y 385 de la Decisión de la Comisión en el asunto SA.34947 (véase la nota 144).

([148]) Véase la Decisión de la Comisión de 17 de marzo de 2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica — Extensión de la vida útil de las centrales nucleares Tihange 1, Doel 1 y Doel 2 (DO C 142 de 5.5.2017, p. 1).

8.3.3.4. Idoneidad

(437) Las deficiencias del mercado mencionadas en la sección 3.1, derivadas de: i) un mercado de la energía y un clima de inversión inciertos, ii) costes inciertos relacionados con los residuos nucleares, y iii) la exposición a decisiones políticas impiden al operador nuclear obtener una seguridad de ingresos. En el presente caso, la Comisión considera que esto es especialmente problemático debido a que las unidades de explotación a largo plazo utilizan una tecnología antigua que deja poco margen de flexibilidad, así como dada la limitada duración (diez años) de la extensión de la vida útil. Estas características, especialmente presentes en el caso que nos ocupa, complican aún más la rentabilidad del funcionamiento de las unidades de explotación a largo plazo, de modo que la Comisión considera adecuada la ayuda estatal.

(438) Bélgica sostiene que, debido a las deficiencias del mercado detectadas y a los riesgos específicos relacionados con la energía nuclear, se necesita un mecanismo de apoyo separado para la energía nuclear. Como se menciona en la sección 3.3.4, Bélgica alega que se han tenido en cuenta otras formas de regímenes de ayuda financiera directa (prima regulada fija, CFD unidireccional y modelo de base de activos regulados), pero que no se consideraron adecuadas para apoyar el proyecto de explotación a largo plazo. Bélgica alega que los tres componentes de la medida notificada son necesarios para abordar los riesgos y las deficiencias del mercado. Según Bélgica: i) la configuración concreta del proyecto de explotación a largo plazo y las medidas de apoyo financiero del componente 1 son adecuadas para garantizarle unos ingresos estables al operador nuclear y evitar la insolvencia de la empresa en participación en caso de que se produzcan acontecimientos imprevistos importantes, ii) el límite de residuos y las submedidas conexas del componente 2 son adecuados para garantizar que se disponga de los fondos necesarios para financiar soluciones para la gestión responsable y segura del combustible gastado y de los residuos radiactivos, y iii) las protecciones jurídicas del componente 3 son adecuadas para garantizar la protección frente a los cambios en la opinión pública y en la posición de los responsables políticos con respecto a la energía nuclear.

(439) En las secciones siguientes, la Comisión evaluará, con respecto a cada componente por separado, si los componentes 1, 2 y 3 de la medida notificada, incluidas sus diversas submedidas, son adecuados. La evaluación de la idoneidad combinada de los componentes 1, 2 y 3, así como de sus posibles efectos acumulativos, se presenta en la sección 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Adecuación del componente 1

(440) En primer lugar, como se menciona en los considerandos 285, 300 y 303 de la Decisión de incoación, respectivamente, la Comisión constató que el JDA++, el ASA y la indemnización de las pérdidas por cobertura de costes en caso de que no haya cierre eran medidas adecuadas. En primer lugar, dado el breve período de tiempo previo a la fecha de reanudación de la explotación a largo plazo y la necesidad de iniciar las actividades de desarrollo lo antes posible después de que el Gobierno belga adoptara la decisión de extender la vida útil de dos reactores nucleares, la Comisión considera que la celebración del acuerdo JDA++, antes del cierre definitivo de la transacción, constituye un instrumento adecuado para velar por que el operador nuclear lleve a cabo a tiempo las actividades de desarrollo necesarias. En segundo lugar, la Comisión considera que celebrar un acuerdo sobre prácticas administrativas («ASA»), así como acordar las condiciones aplicables en caso de que no se cierre la transacción, son prácticas habituales, como parte de cualquier acuerdo entre dos partes. Asimismo, durante la consulta pública sobre el asunto, la Comisión no recibió ninguna prueba en contrario en relación con estas tres submedidas. Por consiguiente, la Comisión considera que el JDA++, el ASA y la indemnización de las pérdidas por cobertura de costes en caso de que no haya cierre son medidas adecuadas que deben formar parte del proyecto de explotación a largo plazo.

(441) En segundo lugar, por lo que respecta al CFD, Bélgica alega que el CFD bidireccional es la opción más adecuada para subsanar las deficiencias del mercado y proporcionar una seguridad de ingresos, evitando al mismo tiempo una remuneración excesiva del operador nuclear. Las autoridades belgas han estudiado mecanismos de apoyo alternativos (participación en el mecanismo de capacidad, prima regulada fija, CFD unidireccional, modelo RAB), pero se han considerado menos adecuados (véase la sección 3.3.4). Como se menciona en los considerandos 290 a 293 de la Decisión de incoación, la Comisión tenía varias inquietudes en relación con el diseño del CFD, y muchos de los terceros que respondieron a la consulta pública compartían el punto de vista de la Comisión (véase la sección 6.2.1.2):

a) El diseño (inicial) del CFD conllevaba la concesión de una remuneración fija por MWh de electricidad realmente producida y carecía de incentivos adecuados para producir electricidad y programar el mantenimiento en consonancia con las circunstancias del mercado, lo que comporta un riesgo de falseamientos indebidos de las operaciones de mercado.

b) Además, el régimen de modulaciones predefinido (inicial) solo preveía penalizaciones si la producción de las unidades de explotación a largo plazo no se reducía cuando el precio de la electricidad fuera de menos 20 EUR por MWh o inferior durante más de seis horas, lo que conllevaría una concesión de ayuda en momentos de precios negativos de la electricidad.

c) La Comisión tampoco estaba convencida en aquel momento de que el mecanismo (inicial) de reparto de pérdidas y ganancias tuviera un impacto en la práctica.

d) Por último, se cuestionó si utilizar el precio del mercado diario como precio de referencia del mercado en la fórmula del CFD era la opción más eficiente, y si no sería más adecuado incluir también en el PRM un producto a largo plazo.

(442) En respuesta a las inquietudes de la Comisión en relación con el diseño del CFD, Bélgica realizó algunas modificaciones:

a) Bélgica aclaró en primer lugar que, debido a la antigua tecnología nuclear en la que se basan las unidades de explotación a largo plazo, es imposible conseguir que sean muy reactivas a las señales del mercado. Como se menciona en la sección 2.1, Engie estaba dispuesta a poder valorizar la flexibilidad de las unidades de explotación a largo plazo en los mercados de la energía en el contexto de la medida, destacando al mismo tiempo los consiguientes riesgos de parada derivados de las modulaciones de los reactores. Al mismo tiempo, la autoridad belga de seguridad nuclear impuso una limitación al número de modulaciones económicas por ciclo. Con el fin de responder a las inquietudes de la Comisión y de terceros mencionadas en el considerando 441, letra a), y sin dejar de tener en cuenta las limitaciones técnicas de las instalaciones, Bélgica decidió modificar la remuneración del socio independiente del EMSA. Bélgica incluyó un componente variable en la fórmula de remuneración, de modo que el socio del EMSA tenga incentivos para vender la electricidad nuclear en la medida de lo posible en consonancia con las circunstancias del mercado, teniendo en cuenta al mismo tiempo las restricciones de modulación, tal como se explica en la sección 3.3.1.5.2. Conforme a esta nueva configuración, y a fin de responder a las inquietudes recogidas en el considerando 441, letra b), se ha suprimido el régimen de modulaciones, ya que corresponderá al socio del EMSA decidir cuándo es adecuado activar una modulación económica. El socio del EMSA tendrá los incentivos adecuados para solicitar una modulación económica cuando los precios de mercado sean bajos o negativos, dado que será penalizado si no lo hace.

b) En cuanto a la preocupación manifestada en el considerando 441, letra c), Bélgica intensificó el mecanismo MPRA, de manera que la remuneración en virtud del CFD se ajuste más estrechamente a la evolución de las circunstancias del mercado (véase la sección 3.3.1.3.2).

c) Por lo que respecta a la inquietud recogida en el considerando 441, letra d), Bélgica mantuvo el precio del mercado diario como precio de referencia del mercado en la fórmula del CFD por las razones mencionadas en el considerando 98. En particular, durante la fase de investigación formal, Bélgica recalcó el alto riesgo y el gran impacto que podría suponer la aparición de paradas imprevistas, en particular durante la fase de reanudación del proyecto de explotación a largo plazo. Esto haría que la producción de las unidades de explotación a largo plazo en los tres primeros años de producción fuera muy incierta y, por lo tanto, el hecho de contar con un precio de referencia a largo plazo en el diseño del CFD aumentaría los riesgos de las centrales.

d) Bélgica también confirma que la contraparte del CFD (BE-WATT) formulará una estrategia de gestión de riesgos para su posición abierta, tal como se prevé jurídicamente, y que su aplicación contribuirá a la liquidez de los mercados de la electricidad a plazo (véase el considerando 99). La adopción de la estrategia está sujeta al asesoramiento del regulador, que incluirá una evaluación del impacto de la misma en los mercados de la electricidad pertinentes (véase el considerando 158).

(443) La Comisión considera que las modificaciones relativas al diseño del CFD y su aplicación, así como el compromiso de desarrollar una estrategia de gestión de riesgos que contribuya a la liquidez de los mercados de la electricidad a plazo, son suficientes para resolver las dudas planteadas en la Decisión de incoación. La Comisión reconoce que las unidades de explotación a largo plazo se basan en una tecnología antigua con una flexibilidad limitada, lo que limita la capacidad del operador nuclear para modificar periódicamente la producción de las centrales. Esto contrasta con las tecnologías nucleares más recientes u otros diseños de centrales nucleares (por ejemplo, barras de control grises en lugar de negras) que permiten realizar un seguimiento de carga. Habida cuenta de la limitada prórroga de diez años, la Comisión reconoce que hay que asumir que la tecnología «es un hecho», lo que limita la capacidad del operador nuclear para modificar significativamente el comportamiento de las centrales. Desde este punto de vista,

la Comisión valora los intentos de las autoridades belgas y de Electrabel de adaptar en la medida de lo posible la producción y el mantenimiento a las circunstancias del mercado, por una parte, al haber delegado la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas al socio del EMSA y haber modificado su remuneración, y, por otra, al haber pasado de un ciclo de combustible de dieciocho meses a un ciclo de doce meses para que, en la medida de lo posible, se programe el mantenimiento durante el período estival. En este sentido, la intensificación del mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias también contribuye al objetivo de que la remuneración del CFD se ajuste en la mayor medida posible a las circunstancias del mercado, así como a una mayor exposición al riesgo de mercado. Aunque aún no puede excluirse por completo que se preste apoyo en momentos de precios negativos, debido a la limitada flexibilidad de las centrales y a los problemas de seguridad, la modificación del diseño del CFD junto con la modificación de la fórmula de remuneración del EMSA reducen los incentivos para producir en momentos de precios negativos. La Comisión también reconoce que, especialmente durante la fase de reanudación del proyecto de explotación a largo plazo, existe un alto riesgo de que surjan indisponibilidades y paradas imprevistas, de modo que la exposición a mercados a largo plazo podría entrañar riesgos adicionales, por lo que el precio del mercado diario resulta más adecuado como precio de referencia del mercado en el período inicial del proyecto de explotación a largo plazo. La Comisión también observa que las autoridades belgas tienen libertad para ajustar el precio de referencia del mercado en el diseño del CFD, así como las disposiciones de remuneración del EMSA, tras los tres primeros años del proyecto. Por último, el impacto de la utilización del mercado diario en los mercados a plazo se ve reducido por la estrategia de cobertura que fomentará la liquidez de los mercados a plazo, y el impacto en el mercado intradiario queda mitigado por los costes variables que soporta el socio del EMSA.

(444) En consecuencia, y teniendo en cuenta las circunstancias específicas del presente asunto, que se refiere a unidades nucleares existentes que funcionan con una tecnología antigua con una flexibilidad limitada, la Comisión considera que la modificación del diseño del CFD junto con la modificación de la remuneración del EMSA son adecuadas.

(445) En tercer lugar, la Comisión también expresó su preocupación respecto de la idoneidad de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el MOCP, que cubren, respectivamente, los costes del período de parada y los déficits de flujo de efectivo operativo que puedan surgir, de manera similar a una subvención potencialmente ilimitada, lo que protege a la empresa en participación de cualquier riesgo operativo. Además, el MOCP ofrece una garantía de capital del 50 %. Bélgica alega que, en ausencia de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, el instrumento de capital circulante y el pago de gastos de explotación (OPEX) mínimos y capital, serían necesarias aportaciones de capital adicionales, ya que, en caso de que se produjera una única situación de indisponibilidad, los accionistas de la empresa en participación estarían expuestos a riesgos de insolvencia y a un déficit de financiación, lo que haría que la inversión no fuera rentable.

(446) En respuesta a las preocupaciones de la Comisión en relación con los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el MOCP, Bélgica facilitó aclaraciones adicionales y ajustó estas medidas:

a) Bélgica sostiene que, en principio, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento se reembolsarán. En cuanto al riesgo de que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento no se reembolsen en caso de que las entradas de efectivo sean insuficientes (ya que estos entran en juego una vez reembolsadas las aportaciones de los accionistas), Bélgica sostiene que este escenario es muy improbable y que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento únicamente quedarían sin reembolsar en caso de darse un escenario muy negativo (véase el considerando 132), es decir, en caso de haber varios años de indisponibilidad sustancial, por ejemplo, menos del 60 % cada año entre 2029 y 2035. Aunque no es improbable, este riesgo es pequeño y solo se materializa en circunstancias extremas, que implicarían un acontecimiento imprevisto importante o una serie de acontecimientos imprevistos importantes durante un largo período de tiempo y, en última instancia, podrían conllevar el fin de la instalación [véase la letra b)]. Esta situación perjudicaría a los accionistas: los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento solo se reembolsarán íntegramente si el proyecto no genera suficientes beneficios para poder pagar rendimientos de la inversión de los accionistas, por lo que dichos préstamos no benefician desproporcionadamente a los accionistas.

b) Del mismo modo, Bélgica sostiene que el MOCP solo entra en juego en caso de darse una situación muy negativa y que Engie corre igualmente el riesgo de perder el 50 % de su inversión de capital. Sin embargo, para responder a la preocupación de que el MOCP acabe por resultar una subvención ilimitada, Bélgica ha fijado un límite a los pagos de este mecanismo. Como se explica en el considerando 121, la contraparte del acuerdo de remuneración (es decir, el Estado belga) ejercerá su(s) derecho(s) de rescisión en virtud de dicho acuerdo en caso de que el MOCP alcance un importe desembolsado de 2 000 millones EUR.

c) Por último, Bélgica facilitó información adicional sobre el riesgo de que se produjera un acontecimiento de indisponibilidad importante imprevista en el período de diez años de la extensión de la vida útil, que, según se ha demostrado, no es un riesgo menor (véanse los considerandos 114 a 118) y sus efectos tienen un gran impacto en la rentabilidad del proyecto de explotación a largo plazo (véase el cuadro 11).

(447) Por consiguiente, la Comisión concluye que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el MOCP son instrumentos necesarios y adecuados para salvaguardar la viabilidad del proyecto de explotación a largo plazo, en particular a la luz de las circunstancias particulares del presente asunto, que atañe a reactores nucleares existentes que funcionan con una tecnología antigua y que, por ende, están sujetos a riesgos de paradas importantes imprevistas. Desde esta perspectiva, dado que la extensión de la vida útil se acota a un período de diez años, lo que limita la posibilidad de recuperar pérdidas significativas, el MOCP ofrece un mecanismo de protección a la empresa en participación protegiéndola del riesgo operativo. Sin garantías adicionales en forma de MOCP y préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, es probable que un inversor privado no asumiera el riesgo de emprender el proyecto de explotación a largo plazo. Teniendo en cuenta la posible magnitud de los pagos del MOCP en caso de parada prolongada de una de las dos unidades de explotación a largo plazo, durante varios años, parecía necesario limitar este mecanismo a un importe que se corresponda con las prácticas del mercado y que permita disponer de tiempo suficiente para restablecer el funcionamiento normal de la unidad o unidades de explotación a largo plazo. La Comisión acoge con satisfacción que se limiten los (potenciales) pagos del MOCP, de modo que la exposición del Estado belga pueda al menos cuantificarse y conocerse de antemano.

(448) En cuanto a la participación del Estado belga en la empresa en participación, Bélgica alega que esto permite al Estado belga ejercer el control conjunto de la empresa del proyecto, ya que los dos accionistas se incorporan a la empresa en participación en igualdad de condiciones. También permite al Estado belga mantener cierto grado de propiedad de las infraestructuras críticas. Por consiguiente, la Comisión concluye que la empresa en participación es adecuada.

(449) En cuarto lugar, por lo que respecta al EMSA, la Comisión considera apropiado elegir un socio para vender la electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo en el mercado mayorista, a condición de que este socio actúe con total independencia y no en interés de Electrabel. Sin embargo, la Comisión albergaba dudas sobre la limitación de las ventas al mercado mayorista diario. Bélgica aclaró que el socio del EMSA tiene libertad para vender la electricidad generada por las unidades de explotación a largo plazo en cualquier mercado y esto no se limita al mercado diario (véase el considerando 152). Bélgica también confirmó que el socio del ESMA será seleccionado mediante un procedimiento de licitación competitivo y que se establecerán salvaguardias para garantizar que Engie no tenga ninguna influencia en el procedimiento de licitación ni en su resultado (véanse las secciones 3.3.1.5.1 y 3.3.1.5.3). Además, en caso de que GEMS sea seleccionada como socio del EMSA, Bélgica y Engie se comprometen a establecer las salvaguardias necesarias para que no haya ninguna interferencia con las demás actividades comerciales de GEMS (véase la sección 3.3.1.5.3). Por lo tanto, la Comisión considera que el planteamiento del acuerdo del EMSA y de la selección del socio del EMSA es adecuado.

(450) Por último, la Comisión albergaba dudas sobre la idoneidad de la combinación de los diversos mecanismos de remuneración que se suman al CFD y estimaba que el paquete de submedidas del componente 1 solo puede considerarse adecuado en la medida en que no dé lugar a falseamientos indebidos adicionales del comercio y de la competencia. Dado que la Comisión no tiene indicios de que el socio del EMSA no vaya a operar de forma independiente, ni de que Engie vaya a estar protegida de todos los riesgos de mercado (habida cuenta del ajuste del mecanismo MPRA, del límite máximo aplicado al MOCP y del riesgo de capital del 50 %), la Comisión puede concluir que todas las submedidas del componente 1 pueden considerarse adecuadas, tanto individual como conjuntamente.

8.3.3.4.2. Adecuación del componente 2

(451) Como se menciona en el considerando 304 de la Decisión de incoación, la gestión de residuos radiactivos requiere plazos largos y, por lo tanto, puede necesitar algún tipo de intervención estatal; en el artículo 4, apartado 1, de la Directiva 2011/70/Euratom, se establece la responsabilidad última del Estado en relación con la gestión responsable y segura de los residuos radiactivos.

(452) Por lo tanto, la Comisión considera que la transferencia de responsabilidades en relación con los residuos nucleares y el combustible gastado a un organismo público independiente, Hedera, es un medio adecuado para otorgar al Estado belga una mayor responsabilidad en relación con el almacenamiento definitivo del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos y garantizar su financiación durante un largo período de tiempo. La Comisión tampoco ha identificado ninguna medida o disposición alternativa, distintas de las descritas en la sección 3.3.2.2, que permita a Bélgica alcanzar estos objetivos igualmente bien.

(453) Por lo que se refiere a la transferencia de los pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo (las «discordancias de clausura»), tal como se menciona en la sección 3.3.2.4, dicha transferencia solo cubre los costes adicionales derivados del proyecto de explotación a largo plazo, mientras que los pasivos por clausura y desmantelamiento habituales permanecen en manos del operador nuclear. De hecho, la CPN/CNV confirmó que existen discordancias que afectan a los costes de clausura y desmantelamiento y cuantificó el importe. Dado que fue el Gobierno belga, y no Engie/Electrabel, quien solicitó la extensión de la vida útil, la Comisión considera que la transferencia de las discordancias de clausura, mediante un pago único a tanto alzado por parte del Estado belga, es adecuada.

(454) Por último, la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares al fondo Hedera, organismo público separado que garantiza que los fondos se destinen a su finalidad prevista y controla los costes relacionados con las responsabilidades transferidas, todo ello bajo el control de un organismo gubernamental independiente (la CPN/CNV), justifica que se liberen los activos no europeos de Electrabel del perímetro de Electrabel y garantiza la adecuación de la transferencia de responsabilidades en relación con los residuos radiactivos y el combustible gastado.

(455) Por lo tanto, la Comisión considera que el componente 2 de la medida notificada, incluidas sus submedidas, es adecuado para subsanar la deficiencia del mercado relacionada con los costes inciertos de la gestión de residuos y la clausura.

8.3.3.4.3. Adecuación del componente 3

(456) La Comisión considera que la tecnología nuclear está especialmente sujeta a un bloqueo político. Por lo tanto, como ya se ha indicado en el considerando 306 de la Decisión de incoación, la Comisión considera adecuado celebrar un acuerdo sobre protecciones jurídicas para abordar la deficiencia del mercado relacionada con los riesgos políticos y de regulación, como también reconoció la Comisión en su Decisión en el asunto SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Conclusión sobre la idoneidad de la medida

(457) La Comisión considera que las modificaciones de la medida, en particular la modificación del diseño del CFD, la intensificación del MPRA y el límite máximo impuesto al MOCP, así como las aclaraciones adicionales sobre la combinación de submedidas, son suficientes para que la Comisión llegue a una conclusión sobre la idoneidad del componente 1. Asimismo, la Comisión tiene en cuenta las circunstancias específicas del caso, que consiste en una inversión en centrales nucleares existentes basadas en una tecnología antigua y por un período de tiempo limitado. Por lo que se refiere a los componentes 2 y 3, la investigación formal no ha aportado pruebas que permitan desviarse de la conclusión anterior de la Comisión de que los componentes 2 y 3 son adecuados.

(458) En vista de lo anterior, la Comisión considera que las submedidas de los componentes 1, 2 y 3 constituyen una forma adecuada de respaldar el proyecto de explotación a largo plazo.

8.3.3.5. Proporcionalidad

(459) A fin de evaluar la proporcionalidad de una medida, la Comisión debe verificar que esta se limita al nivel mínimo que permite completar con éxito el proyecto de explotación a largo plazo para conseguir los objetivo que se persiguen.

(460) En la Decisión de incoación, la Comisión explicó que la evaluación de la proporcionalidad debe tener en cuenta la combinación de medidas de apoyo propuestas por las autoridades belgas, es decir, la combinación de los componentes 1, 2 y 3, incluida la combinación de submedidas dentro de cada componente.

(461) En las secciones siguientes, la Comisión evaluará en primer lugar si los componentes 1, 2 y 3 de la medida notificada, incluidas sus diversas submedidas, son proporcionados. La evaluación de la proporcionalidad combinada de los componentes 1, 2 y 3, así como de sus posibles efectos acumulativos, se presenta en la sección 8.3.3.6.

([149]) Véase también el considerando 103 de la Decisión de la Comisión en el asunto SA.39487 (véase la nota 25).

8.3.3.5.1. Proporcionalidad del componente 1

(462) Como se señala en el considerando 331 de la Decisión de incoación, se constató que el JDA++, el acuerdo de explotación y mantenimiento, el ASA y la indemnización de las pérdidas por cobertura de costes en caso de no haber cierre se habían establecido en condiciones de mercado y, por lo tanto, pueden considerarse proporcionados. Como se menciona en el considerando 324 de la Decisión de incoación, la Comisión reconoció que la aplicación de un procedimiento de licitación para el acuerdo de explotación y mantenimiento puede no resultar adecuada, dada la sensibilidad y la naturaleza específica de las unidades de explotación a largo plazo, de manera que su proporcionalidad puede evaluarse a través del nivel de margen obtenido por Electrabel mediante la ejecución del acuerdo, que debe fijarse en condiciones de mercado. Dado que los niveles de los márgenes establecidos en el acuerdo de explotación y mantenimiento se ajustan a los aplicados en el marco del acuerdo de asociación de explotación a largo plazo con Luminus, que es un acuerdo de referencia pertinente, puesto que abarca servicios similares, la Comisión consideró que el acuerdo de explotación y mantenimiento era proporcionado. Además, durante la consulta pública sobre el asunto, la Comisión no recibió ninguna prueba en contrario en lo que respecta a la proporcionalidad del acuerdo JDA++, el acuerdo de explotación y mantenimiento, el ASA y la indemnización de las pérdidas por cobertura de costes en caso de no haber cierre.

(463) La empresa en participación también se consideró proporcionada en la Decisión de incoación, ya que el Gobierno belga y Electrabel ejercerán sus derechos en igualdad de condiciones: la gestión de la empresa en participación, así como los costes e ingresos, se repartirán equitativamente.

(464) En esta sección, la Comisión evalúa la proporcionalidad de la tasa interna de rentabilidad (TIR) del proyecto de explotación a largo plazo, así como de las submedidas financieras restantes del componente 1: el MOCP, el instrumento de capital circulante, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y los préstamos participativos. A fin de garantizar la proporcionalidad de la medida de ayuda estatal y evitar una sobrecompensación, dicha medida debe garantizar la tasa de rentabilidad mínima para que el beneficiario realice la inversión. En otras palabras, el tipo mínimo con el que se subsana el déficit de financiación del proyecto. El déficit de financiación se define como la diferencia entre el VAN de la hipótesis factual y de la hipótesis contrafactual y es, al mismo tiempo, el importe mínimo de ayuda estatal necesario para que la medida tenga un efecto incentivador sobre la empresa y el importe máximo de ayuda estatal proporcionado para activar la inversión.

(465) El concepto de déficit de financiación está profundamente arraigado en la toma de decisiones empresariales ordinarias. Cuando las empresas que maximizan los beneficios deciden si emprenden un proyecto, consideran el valor generado por el proyecto en cuestión frente a otras vías de acción y eligen la que tenga el mayor rendimiento esperado. Así pues, para que las empresas estén dispuestas a emprender un proyecto que no sea el que obtenga el mayor rendimiento esperado, puede ser necesario incentivarlas mediante ayudas estatales que cubran el déficit de financiación.

(466) Con el fin de determinar qué parte de las diferentes mejoras es atribuible al efecto de la intervención, ya que tales mejoras podrían producirse no solo gracias al proyecto de explotación a largo plazo, sino también a otros factores, Bélgica presentó una hipótesis contrafactual, que no estaba a disposición de la Comisión en el momento de la Decisión de incoación ([150]). En tal caso, la hipótesis contrafactual es una hipótesis según la cual no se produciría ninguna extensión de la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo, lo que sí sucedería si no se celebrara un acuerdo con el Gobierno belga. En el análisis contrafactual, los resultados de la intervención se comparan con los resultados que se habrían logrado si la intervención no se hubiera ejecutado. En tal situación, Electrabel: i) habría seguido explotando los reactores nucleares hasta sus fechas de finalización legales originales y ii) habría mantenido todas las responsabilidades relacionadas con los residuos. El Gobierno belga facilitó los datos financieros relacionados con este punto, a saber, los flujos de efectivo libres específicos previstos y no descontados ([151]) relativos a las operaciones de las unidades nucleares belgas durante su vida útil restante (hasta sus fechas de finalización legales en 2025). Bélgica alega que los flujos de efectivo de las unidades de explotación a largo plazo durante el período de vida jurídica restante se mantienen inalterados con o sin el proyecto de explotación a largo plazo.

(467) En la Decisión de incoación, se planteaban tres preocupaciones principales en relación con la proporcionalidad del componente 1, que son pertinentes para la evaluación de la Comisión.

a) el MOCP y las condiciones del instrumento de capital circulante, los préstamos participativos y los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento (véase la sección 8.3.3.5.1.1);

b) la TIR objetivo del 7 % subyacente al modelo financiero (véase la sección 8.3.3.5.1.2), y

c) el acuerdo EMSA (véase la sección 8.3.3.5.1.3).

([150]) El análisis contrafactual mencionado en la Decisión de incoación se refiere a la hipótesis según la cual Engie acometería el proyecto de explotación a largo plazo sin haber llegado a un acuerdo con el Gobierno belga.

([151]) Los flujos de efectivo libres no se descontaron, ya que queda menos de un año de explotación hasta la fecha de finalización legal.

8.3.3.5.1.1. Proporcionalidad de las medidas de apoyo financiero del componente 1

(468) En primer lugar, como se menciona en la Decisión de incoación, la Comisión consideró que, en efecto, el MOCP proporciona un mecanismo de protección a la empresa en participación, ya que cualquier déficit de ingresos derivado de una falta de generación de electricidad durante el período inicial y la fase de funcionamiento se cubrirá con un pago del Estado belga, protegiendo así financieramente a la empresa en participación de cualquier riesgo operativo. El principal problema del MOCP radicaba en el hecho de que podía representar *de facto* una subvención casi ilimitada para BE-NUC en caso de producirse largos períodos no planificados de indisponibilidad de las unidades de explotación a largo plazo. Teóricamente, si un acontecimiento imprevisto importante o una serie de acontecimientos imprevistos importantes impiden que las unidades de explotación a largo plazo produzcan electricidad durante los diez años de duración del proyecto de explotación a largo plazo, el MOCP podría activarse por un importe de hasta [7 000 – 8 000] millones EUR. Bélgica facilitó aclaraciones adicionales sobre la probabilidad no desdeñable de que se produjeran tales paradas imprevistas importantes (véanse los considerandos 114 a 118), y las consecuencias que ello podría acarrear (véase el cuadro 11), y Bélgica se comprometió a limitar el pago del MOCP a 2 000 millones EUR (véase el considerando 121). Este importe, que parece estar en consonancia con las prácticas del sector en lo que respecta a los niveles de garantía, coincide con el límite superior de un escenario en el que ambas unidades de explotación a largo plazo no están disponibles simultáneamente durante dos años consecutivos. Habida cuenta del período de prórroga de la central (limitado a diez años), se consideró que dos años eran el período de tiempo máximo que podía dedicarse a detectar y resolver un problema o una serie de problemas, en función de su importancia, antes de considerar la posibilidad de poner fin a la instalación. Por lo tanto, la Comisión considera que el importe máximo del MOCP es proporcionado.

(469) En segundo lugar, por lo que respecta a los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, Bélgica alega que, hasta 2028, estos préstamos cubrirán los costes soportados durante el período en el que no está previsto que las unidades de explotación a largo plazo generen ingresos netos, y son reembolsables al Gobierno belga, lo que garantiza que la ayuda se reduzca al mínimo necesario. Como se menciona en la Decisión de incoación, la Comisión tenía ciertas inquietudes en cuanto al reembolso de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento, ya que, en la práctica, estos préstamos constituyen una línea de financiación subordinada a todos los demás préstamos, así como al capital de la empresa en participación. Esto significa que puede que no se reembolsen al final del período de explotación a largo plazo en caso de que la generación de electricidad no sea lo suficientemente importante, lo que conlleva un riesgo sustancial de que no se refleje el tipo de interés, fijado en el tipo OLO más bajo (a cinco años) ([152]) en Bélgica más 200 puntos básicos y el 6 %. Bélgica aclaró que los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento únicamente quedarán sin reembolsar en caso de darse un escenario muy negativo, de modo que el riesgo de que no se reembolsen al Estado belga es muy pequeño (véase el considerando 132). En particular, Bélgica destacó que, en un escenario tan negativo, tampoco se obtendría ningún rendimiento de la aportación de capital. En efecto, los riesgos de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento solo se refieren a los riesgos de rendimiento y rentabilidad del proyecto, ya que estos préstamos no se utilizan para financiar los gastos de capital. Por lo que se refiere al tipo de interés, se limita en el nivel máximo que no superaría la horquilla de la TIR objetivo con arreglo al MPRA del 6-8 %. Por lo tanto, la Comisión considera que las condiciones de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento son proporcionadas. En caso de que las condiciones finales de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento modifiquen la medida notificada según se expone en la presente Decisión, Bélgica se compromete a notificarlas a la Comisión.

(470) En tercer lugar, por lo que se refiere a las condiciones del instrumento de capital circulante y de los préstamos participativos, Bélgica aclaró, durante el procedimiento de investigación formal, que estos se obtendrán en condiciones de mercado, a tipos de interés que todavía no se han fijado, pero que se fijarán en función de los tipos vigentes en el mercado y de cualquier financiación mediante deuda de terceros comparable que pueda estar disponible en el momento pertinente. Se ha elaborado una hoja de condiciones en la que se establecen las condiciones de ambos préstamos participativos y se describe la metodología para fijar el tipo de interés. Bélgica aclaró que esta metodología es coherente con las políticas crediticias de Engie sobre la determinación de los precios de transferencia y está en consonancia con el principio BEPS de la OCDE, que garantiza que el tipo de interés se fije en condiciones de plena competencia. Según la hoja de condiciones, se espera que el tipo de interés sea un tipo de interés variable, fijado en el tipo EURIBOR a seis meses más un margen esperado de aproximadamente el [0 – 3] %. La Comisión observa que el margen añadido al tipo EURIBOR a seis meses se estimará a partir de [...], que es una herramienta ampliamente reconocida y utilizada para estimar los diferenciales de márgenes sobre la base de criterios como el vencimiento, la capacidad crediticia y la moneda del préstamo y del prestatario. En cuanto a la calificación que se tendrá en cuenta para la empresa en participación a la hora de estimar el diferencial de márgenes, a falta de una calificación formal para BE-NUC de una agencia de calificación crediticia, Bélgica la estima

([152]) Esto se corresponde con la duración estimada de los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento (cinco años).

teniendo en cuenta la calificación crediticia más baja de los accionistas de la entidad. Estos son el Estado belga (calificación Aa3 de Moody's ([153]) confirmada en el sitio web del Gobierno belga ([154]), calificación AA de S&P y calificación AA de Fitch, confirmadas en el sitio web del Gobierno belga y también verificadas por la Comisión Europea en el portal S&P Capital IQ Pro ([155]) el 16 de enero de 2025) y Electrabel [calificación Baa1 de Moody's ([156]) según el informe de acceso público de 10 de julio de 2024 ([157]) y calificación BBB+ de Fitch según la información públicamente disponible en el sitio web de Fitch ([158])]. Se trata de un enfoque estándar, en particular teniendo en cuenta que las unidades de explotación a largo plazo constituyen una actividad fundamental de Electrabel, respaldada además por una garantía ilimitada de la empresa matriz concedida por Engie [calificación Baa1 de Moody's ([159]) y BBB+ de Fitch ([160])], y teniendo en cuenta la estructura de capital de la empresa en participación. Por lo tanto, la Comisión considera que las condiciones del instrumento de capital circulante y de los préstamos participativos son proporcionadas. En caso de que las condiciones finales del instrumento de capital circulante y de los préstamos participativos modifiquen la medida notificada según se expone en la presente Decisión, Bélgica se compromete a notificarlas a la Comisión.

(471) Dada la inclusión de un límite máximo en el MOCP y ante las aclaraciones adicionales facilitadas sobre los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y las condiciones del instrumento de capital circulante y de los préstamos participativos, la Comisión considera que el MOCP, el instrumento de capital circulante, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y los préstamos participativos son proporcionados.

8.3.3.5.1.2. Proporcionalidad de la rentabilidad objetivo del 7 % (en la que se basa el CFD)

(472) Como parte del acuerdo de remuneración, se aplicará un CFD bidireccional entre las partes. La Comisión evaluó la metodología para fijar el precio de ejercicio, en particular comprobando los parámetros introducidos en el modelo financiero que determina el nivel del precio de ejercicio. Como se menciona en el considerando 71, en la hipótesis de base del modelo financiero de firma en el que se basa el acuerdo de ejecución firmado el 13 de diciembre de 2023, Bélgica asume que los costes de modernización de los dos reactores ascienden a [2 000 – 2 500] millones EUR de gastos de capital, lo que daría lugar a un precio de ejercicio de [80 – 90] EUR por MWh a fin de garantizar una tasa interna de rentabilidad del 7 % a lo largo de toda la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo. En otras palabras, la actualización de los flujos de efectivo libres a un tipo del 7 % después de impuestos daría lugar a un VAN de cero, lo que demostraría la proporcionalidad de la TIR y colmaría el déficit de financiación. Además, Bélgica sostiene que el acuerdo de remuneración incluye un mecanismo de reparto de pérdidas y ganancias (el MPRA) a través del cual Engie comparte parcialmente los riesgos con el Estado belga cuando los precios de mercado resultan ser inferiores o superiores a lo previsto en la hipótesis de base. A precios más bajos, la rentabilidad objetivo (en forma de un precio de ejercicio inferior) disminuye del 7 al 6 %, mientras que, a precios más elevados, la rentabilidad objetivo (en forma de un precio de ejercicio superior) se eleva al 8 %.

(473) Durante el procedimiento de investigación formal, Bélgica facilitó explicaciones adicionales sobre por qué la tasa de rentabilidad objetivo del 7 % y la horquilla del 6 al 8 % son proporcionadas, con las que demostró que el importe de la ayuda se limita al mínimo necesario para colmar el déficit de financiación.

(474) En primer lugar, Bélgica modificó el diseño del CFD para que la producción de electricidad de las unidades de explotación a largo plazo se ajuste mejor a las señales del mercado y no se ofrezcan incentivos al socio del EMSA para vender electricidad a precios negativos. Como se menciona en la sección 8.3.3.4.1, la Comisión considera que el diseño modificado del CFD es efectivamente adecuado.

([153]) Equivalente a AA- utilizando la terminología de calificación de S&P y Fitch.
([154]) Véase https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) En el portal S&P Capital IQ Pro, al que puede acceder la Comisión Europea, solo se muestran las calificaciones de S&P y Fitch, cuando se dispone de ellas.
([156]) Equivalente a BBB+ utilizando la terminología de calificación de S&P y Fitch.
([157]) Véase https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Véase https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 es equivalente a BBB+ conforme a la terminología de calificación crediticia de S&P y Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Véase https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) En segundo lugar, Bélgica actualizó el ejercicio de evaluación comparativa para concluir que el intervalo de rentabilidad del 6-8 % está en consonancia con los valores de referencia del sector, a saber, la TIR del 7 % corresponde a una prima de aproximadamente el 4 % sobre el tipo exento de riesgo de aproximadamente el 3 % (véase la sección 3.3.1.3.1.1). El análisis comparativo internacional facilitado por Bélgica utiliza, en la medida de lo posible, empresas y proyectos comparables. Dado que el sector nuclear se apoya en una financiación muy específica y a medida, a menudo con una fuerte participación gubernamental, proponer un valor de referencia de mecanismos exactamente equivalentes no parece realista. De hecho, Bélgica reconoció que la variedad de marcos de mercado y reglamentarios y de perfiles de riesgo, así como las diferentes características de las empresas y los proyectos, impiden que se establezca un conjunto totalmente comparable de empresas o proyectos. Sin embargo, los ejemplos propuestos por Bélgica pueden considerarse pertinentes, ya que se basan en empresas y proyectos que poseen activos nucleares en diversas zonas geográficas, que movilizan mecanismos de financiación más cercanos a los del proyecto. En cuanto a la TIR del 6 al 8 %, parece que, al igual que en la mayoría de los proyectos con horquillas y medidas de protección financiera comparables, los parámetros elegidos por Bélgica se sitúan en el extremo inferior de la escala.

(476) En tercer lugar, Bélgica modificó el mecanismo MPRA de modo que el ajuste de la TIR se realice más rápidamente en función de las circunstancias del mercado (véase la sección 3.3.1.3.2). Al ajustar las fases del MPRA del 30 al 20 %, con lo que se reforzará el mecanismo, se producirá un movimiento a la baja de la TIR más rápido cuando el precio de mercado sea inferior al precio de ejercicio, o un movimiento al alza de la TIR más rápido cuando el precio de mercado sea superior al precio de ejercicio. Siendo los demás factores idénticos, esto tendría un mayor impacto en la TIR de la empresa en participación en caso de que se produjeran variaciones de los precios de mercado dentro de la gama de precios.

(477) En cuarto lugar, sobre la base de la actualización del MPRA y de las previsiones actuales de precios de mercado, Bélgica calculó la tasa de rentabilidad real que BE-NUC obtendría hoy, que ascendería al 6,5 %, es decir, 0,5 puntos básicos por debajo de la tasa objetivo del 7 %, y se situaría en el extremo inferior de la horquilla del 6 al 8 %. Esta evaluación se basa en la evolución de los mercados de la electricidad desde la firma del acuerdo (en 2023) y en el hecho de que las previsiones para el período 2025-2035 habrían disminuido. La Comisión observa que estas evaluaciones están en consonancia con las actuales cotizaciones EEX. A fecha de 16 de enero de 2025, las previsiones de precios medios son las siguientes: 79,72 EUR/MWh para 2025, 80,23 EUR/MWh para 2026, 75,75 EUR/MWh para 2027 y 64,99 EUR/MWh para 2028 ([161]).

(478) En quinto lugar, Bélgica comparó la TIR objetivo con el coste teórico del capital, basándose en dos metodologías ampliamente aceptadas, a saber, el coste medio ponderado del capital (CMPC) y el coste de los fondos propios (no apalancado). Bélgica calculó el CMPC, que se sitúa en una horquilla del 6,2 al 7,4 %, y el coste de los fondos propios no apalancado, que se sitúa en una horquilla del 6,2 al 7,5 %. En este contexto, a fin de confirmar en mayor medida si la TIR objetivo es proporcionada, la Comisión comparó el CMPC objetivo de Bélgica con una horquilla del CMPC basada en el mercado ([162]). Una TIR objetivo superior a la horquilla significa un rendimiento desproporcionadamente elevado, mientras que una TIR objetivo inferior a la horquilla significa un rendimiento desproporcionadamente bajo (es decir, un rendimiento que un inversor del mercado no aceptaría). Con el fin de estimar una horquilla teórica del CMPC sobre la base de los datos de mercado, la Comisión recurre a la fórmula estándar del CMPC, utilizada también por Bélgica y descrita en la sección 3.3.1.3.1.2.1.

(479) En el caso del coste de los fondos propios, la Comisión se basó en la fórmula estándar del MVAF, utilizada también por Bélgica y descrita en la sección 3.3.1.3.1.2.2, estimando cada uno de sus componentes sobre la base de datos de mercado, como se explica a continuación.

(480) Para el tipo exento de riesgo, en consonancia con el enfoque belga, la Comisión se basa en los rendimientos de los bonos del Estado belga (OLO) a diez años, a partir de los cuales puede calcularse con bastante acierto el factor exento de riesgo denominado en euros en la calificación crediticia soberana de Bélgica, y que además se ajustan a la duración del proyecto de diez años. Por lo que se refiere al período de promedio, la Comisión consideró el promedio

([161]) Véase https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Dado que los parámetros de mercado utilizados para el coste de los fondos propios no apalancado y el CMPC son los mismos, la Comisión se centrará en el cálculo del CMPC en esta sección.

tanto de los seis como de los doce meses inmediatamente anteriores, que ascendía, respectivamente, al 3,01 y al 3,03 % en septiembre de 2024 ([163]). Por lo tanto, la horquilla estimada del tipo exento de riesgo se sitúa dentro de las estimaciones inferior y superior calculadas por Bélgica del 2,8 y el 3,11 % (sobre la base del promedio de los doce meses inmediatamente anteriores a mediados de 2023 y finales de 2023, respectivamente). Estas estimaciones también están en consonancia con los tipos medios exentos de riesgo utilizados en Bélgica según datos de Fernández *et al.* ([164]) a principios de 2024.

(481) En cuanto a la prima de riesgo del mercado, Bélgica asume una horquilla de entre el 5,27 y el 5,75 %, sobre la base de los datos de Damodaran y Kroll (véase el cuadro 8). Estas bases de datos son ampliamente reconocidas y utilizadas en el ámbito financiero y empresarial. La Comisión considera que estas fuentes son fiables y asume la media de los datos de Damodaran (5,27 %) en su supuesto bajo, mientras que asume la cifra conservadora de Bélgica del 5,75 % en su supuesto alto. Para su escenario de referencia, la Comisión tuvo en cuenta una tercera fuente de datos ampliamente reconocida y utilizada, a saber, los datos de la encuesta anual publicada por Fernández *et al.* ([165]), que estimaban la prima de riesgo del mercado en un 5,7 % a principios de 2024. Por motivos de prudencia, la Comisión considera, para su escenario de referencia, la media de las tres fuentes (Damodaran, Kroll y Fernández), que es del 5,57 %.

(482) En el caso de la beta desapalancada, la Comisión evaluó las dos metodologías presentadas por Bélgica, que se basan en la media simple y la mediana del apalancamiento (deuda/fondos propios) de cinco empresas de servicios públicos comparables y en betas estimadas como promedios de los cinco años inmediatamente anteriores a mediados de 2023 con una frecuencia diaria. La Comisión considera que esta metodología y la fuente de datos (Bloomberg) constituyen metodologías ampliamente reconocidas ([166]). La Comisión toma la media de las estimaciones más bajas ([0,40 − 1,00]) y más altas ([0,40 − 1,00]) para su escenario de referencia ([0,40 − 1,00]). Para el proceso de desapalancamiento y apalancamiento de las estimaciones beta, en consonancia con la metodología de Bélgica, la Comisión también se basa en el enfoque de Hamada (tal como se describe en el cuadro 6) y utiliza, por razones de prudencia, el límite inferior de la estimación de Bélgica para el objetivo de apalancamiento (deuda/fondos propios) del 53 %.

(483) En cuanto al apalancamiento financiero ([167]), la Comisión observa que el intervalo del 34,6-35,2 % (véase el cuadro 6) se deriva del objetivo de apalancamiento, que oscila entre el 53 y el 54,5 % sobre la base de empresas pares utilizadas para las estimaciones beta, tal como se describe en el considerando 482. Por motivos de prudencia, la Comisión utiliza el límite inferior de las estimaciones en su escenario de referencia ([168]).

(484) En cuanto a las estimaciones del coste de la deuda antes de impuestos, Bélgica utiliza una metodología ampliamente reconocida que consiste en añadir al tipo exento de riesgo un diferencial empresarial (basado en el sector de explotación de la empresa). Con arreglo a esta metodología, para su escenario de referencia, la Comisión añade al tipo de interés exento de riesgo del 3,03 % (escenario de referencia) el promedio de los diferenciales empresariales de comienzos de 2023 y comienzos de 2024: del 2,69 % y el 2,17 %, respectivamente ([169]).

([163]) Datos extraídos de la plataforma S&P Capital IQ Pro el 4 de septiembre de 2024.

([164]) Una fuente de datos ampliamente reconocida. Prof. Fernández *et al.* publican anualmente una encuesta sobre la prima de riesgo del mercado y el tipo exento de riesgo utilizados en muchos países. La encuesta de 2024 puede consultarse en el siguiente enlace y revela un tipo medio exento de riesgo del 3,1 %. Encuesta: *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024* [«Prima de riesgo del mercado y tipo exento de riesgo en 96 países en 2024», solo disponible en inglés], por Pablo Fernández, Diego García de la Garza y Lucía Fernández Acín – https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Una fuente de datos ampliamente reconocida. Prof. Fernández *et al.* publican anualmente una encuesta sobre la prima de riesgo del mercado y el tipo exento de riesgo utilizados en muchos países. La encuesta de 2024 puede consultarse en el siguiente enlace y revela una prima de riesgo del mercado media del 5,7 %: Encuesta: *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024* [«Prima de riesgo del mercado y tipo exento de riesgo en 96 países en 2024», solo disponible en inglés], por Pablo Fernández, Diego García de la Garza y Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) Utilizar el promedio de los cinco años inmediatamente anteriores con una frecuencia diaria permite suavizar la volatilidad a corto plazo y proporcionar una medida del riesgo más estable.

([167]) El apalancamiento financiero (deuda/capital total) se deriva del objetivo de apalancamiento utilizado en el proceso de desapalancamiento y apalancamiento de la estimación beta, tal como se describe en la sección 3.3.1.3.1.2. El apalancamiento se calcula como [objetivo de apalancamiento/(1+objetivo de apalancamiento)].

([168]) El apalancamiento financiero también es acorde, en líneas generales, con la información de la industria facilitada por Damodaran, que estima un apalancamiento medio en el sector eléctrico en 2023 del 39,25 % (cifras publicadas en enero de 2024, disponibles en https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Datos extraídos del sitio web de Damodaran, página «Datos archivados» (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), archivos 1/24 y 1/23 sobre Europa en la sección «Coste del capital por sector».

(485) Las conclusiones de la Comisión sobre el CMPC se muestran en el cuadro 17 siguiente. Este cuadro muestra tres supuestos sobre el CMPC, que son el resultado de tres conjuntos de hipótesis: «Bélgica bajo», escenario «de referencia» de la Comisión y «Bélgica alto».

Cuadro 17

Presentación de tres supuestos sobre el CMPC

Supuestos (*)	Bélgica bajo	Escenario de referencia COM	Bélgica alto
Tipo exento de riesgo	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Prima de riesgo de mercado	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Beta apalancada	[0,40 – 1,00]	[1,00 – 1,60]	[1,00 – 1,60]
Coste de la deuda antes de impuestos	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Apalancamiento	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Tipo impositivo	25 %	25 %	25 %
CMPC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Cifras redondeadas al primer decimal.

(486) Los parámetros del CMPC que figuran en el cuadro 17 dan lugar a un CMPC de aproximadamente el 7,0 % conforme al escenario de referencia de la Comisión, y situado dentro del intervalo estimado por Bélgica conforme a los supuestos bajo y alto. La TIR objetivo del 7 % se sitúa dentro de este intervalo. Cabe señalar que:

a) estas cifras no incluyen ninguna prima de riesgo nuclear específica u otras primas, como la prima de iliquidez, a fin de reflejar la reducción del riesgo que propician las diferentes medidas descritas en las secciones anteriores ([170]);

b) las estimaciones de la beta y del apalancamiento conforme al supuesto «Bélgica bajo» se basan en la media simple de las empresas pares seleccionadas. Sin embargo, en lo que respecta, en particular, a la beta, en sus explicaciones adicionales sobre las estimaciones de la horquilla del coste del capital facilitadas en diciembre de 2024, como se expone en la sección 3.3.1.3.1.2, Bélgica destaca que una simple media de betas comparables subestimaría los riesgos de mercado de una empresa de servicios públicos expuesta a cierta generación nuclear, ya que asigna el mismo peso a empresas con diversas composiciones de cartera ([171]). Por este motivo, Bélgica presentó estimaciones de la beta desapalancada ligeramente revisadas, tomando la media simple de todas las empresas pares, salvo de la que tiene la menor combinación de generación nuclear en sus activos, lo que arrojó un valor de [0,40 – 1,00], y tomando la media de las betas desapalancadas de las dos empresas con la mayor exposición nuclear, lo que arrojó un valor de [0,40 – 1,00]. La Comisión reconoce la validez de las observaciones formuladas por Bélgica. Si se tuviera en cuenta la media ([0,40 – 1,00]) de las dos estimaciones de la beta desapalancada para el CMPC en el escenario de referencia de la Comisión, el CMPC daría lugar a una estimación ligeramente superior del 7,12 %;

c) conforme a las previsiones revisadas de los precios del mercado (de la electricidad) que constan en la sección 3.3.1.3.1.3, la TIR que realmente se espera alcanzar es del 6,5 %.

(487) Por último, como se indica en el considerando 318 de la Decisión de incoación, la proporcionalidad de las submedidas financieras del componente 1 está vinculada a su idoneidad. Como se menciona en la sección 8.3.3.4.1, la Comisión llegó a la conclusión de que el paquete de submedidas financieras del componente 1 puede considerarse adecuado para abordar las deficiencias del mercado y los riesgos relacionados con las inversiones en energía nuclear.

([170]) Lo que está en consonancia con la Decisión Dukovany.

([171]) Véase Bélgica, diciembre de 2024, «Nota complementaria SA.106107 — Explicaciones adicionales sobre las estimaciones de la horquilla del coste del capital». Por ejemplo, Iberdrola (con una beta desapalancada de [0,00 – 0,60]) tenía el 5 % de su capacidad instalada en activos nucleares y el 14 % de su generación procedía de la energía nuclear. Al mismo tiempo, el 53 % de la generación total de Fortum era nuclear y su beta se situó en [0,40 – 1,00].

(488) Por las razones anteriormente mencionadas, la Comisión considera que Bélgica ha demostrado suficientemente la proporcionalidad del diseño del CFD y de la TIR subyacente.

8.3.3.5.1.3. Proporcionalidad del acuerdo EMSA

(489) Por último, Bélgica confirmó durante el procedimiento de investigación formal que se organizará una licitación para la selección del socio del EMSA y que se aclararán con más detalle los criterios y condiciones de selección aplicables a dicho socio del EMSA (véase la sección 3.3.1.5.1). La Comisión considera que el procedimiento de licitación es competitivo, es decir, abierto, claro, transparente, no discriminatorio y basado en criterios objetivos definidos *ex ante* de conformidad con el objetivo de la medida y minimizando el riesgo de presentación de ofertas estratégicas. Los criterios de selección también se publicaron en las plataformas pertinentes belgas y de la UE y con suficiente antelación a la fecha límite de presentación de solicitudes a fin de permitir una competencia efectiva. De hecho, Bélgica aplicó disposiciones y salvaguardias adicionales para garantizar que se alcanzaran los objetivos del EMSA y que los servicios previstos se prestaran adecuadamente (por ejemplo, solicitud de información y convocatoria de presentación de candidaturas, como se explica en la sección 3.3.1.5.1).

(490) Asimismo, durante el establecimiento del procedimiento de licitación, Bélgica adoptó medidas para detectar y prevenir eficazmente cualquier posible conflicto de intereses con Engie.

(491) Para responder a las preocupaciones de la Comisión expuestas en el considerando 328 de la Decisión de incoación, Bélgica también modificó el diseño del CFD otorgando la autoridad decisoria en relación con las modulaciones económicas al socio del EMSA, quien, mediante la fórmula de remuneración modificada, tiene los incentivos adecuados para tomar decisiones sobre modulaciones económicas en consonancia con las circunstancias del mercado, de manera que se garantice el despacho y el mantenimiento óptimos de las unidades de explotación a largo plazo, así como una reducción de los incentivos para producir en momentos de precios negativos (véase la sección 8.3.3.4.1). En consecuencia, la Comisión considera que no se incentivará al socio del EMSA a ofrecer la plena capacidad de las unidades de explotación a largo plazo en el mercado diario al precio más bajo permitido.

(492) La fórmula de remuneración modificada del socio del EMSA también establece un equilibrio adecuado entre el aumento de los riesgos de parada y el mantenimiento de unos incentivos adecuados para que el socio del EMSA se esfuerce por actuar de forma equilibrada. Por consiguiente, la Comisión considera que la licitación del EMSA atraerá a suficientes licitadores.

(493) Además, Bélgica ha aclarado que se han previsto disposiciones y medidas específicas en caso de que GEMS participe y sea seleccionada en la licitación o en caso de que GEMS tenga que actuar temporalmente como socio del EMSA si el procedimiento de licitación no fructifica (véase la sección 3.3.1.5.3). La Comisión considera que estas medidas son suficientes para garantizar la independencia del socio del EMSA en cualquier circunstancia.

(494) Por las razones expuestas anteriormente, la Comisión considera que Bélgica ha demostrado suficientemente la proporcionalidad del EMSA.

8.3.3.5.2. Proporcionalidad del componente 2

(495) Con el fin de determinar si la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado es proporcionada, la Comisión ha comprobado si las condiciones en las que tiene lugar dicha transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado se establecen de tal manera que se reduzcan en la mayor medida posible el riesgo de sobrecostes para el Estado y la incertidumbre asociada. Debido a la naturaleza de la gestión de los residuos radiactivos y a la incertidumbre que persiste en cuanto a la selección del emplazamiento y los costes de almacenamiento definitivo, podría ser que con ello no se llegaran a descartar por completo las posibilidades de sobrecostes, como se reconoce en anteriores decisiones de la Comisión relativas a las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado (véase la nota 149).

(496) La Comisión también ha señalado en casos anteriores que la gestión de residuos radiactivos se caracteriza por plazos largos, lo que puede requerir algún tipo de intervención estatal. Bélgica también sostiene que la necesidad de intervención estatal a fin de garantizar una gestión responsable y segura de los residuos radiactivos queda recogida en el artículo 4, apartado 1, de la Directiva 2011/70/Euratom, que establece la responsabilidad última del Estado a este respecto, así como en la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible nuclear gastado y sobre seguridad en la gestión de desechos radiactivos. Bélgica alega que la intervención estatal podría estar justificada para evitar el riesgo de que pese una mayor carga sobre el Estado en el futuro si no se toman medidas.

(497) Bélgica también ha alegado que, de conformidad con el principio de que quien contamina paga establecido en la Recomendación 2006/851/Euratom, el operador nuclear belga ha reservado recursos financieros adecuados para cubrir los costes de gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos durante la vida productiva de los siete reactores nucleares. La CPN/CNV ha revisado periódicamente la adecuación de estos recursos financieros. Además, Bélgica sostiene que el actual acuerdo sobre residuos sigue respetando el principio de que quien contamina paga y cumple los requisitos a que se refieren el artículo 4, apartado 3, letra e), el artículo 5, apartado 1, letra f), y el artículo 9 de la Directiva 2011/70/Euratom, por las siguientes razones:

a) El operador nuclear sigue siendo responsable de las obligaciones y actividades de clausura para adaptar los residuos radiactivos y el combustible nuclear gastado a los criterios contractuales de transferencia. Además, Bélgica alega que estos criterios pueden considerarse muy estrictos y limitan aún más el riesgo que asume el Estado belga. El Estado tampoco asume ninguna responsabilidad financiera o de otro tipo en lo que respecta a la gestión previa a la transferencia, de la que se encarga el operador nuclear.

b) El volumen de residuos se ha determinado anticipadamente y el operador nuclear asume el riesgo de volumen en caso de que se produjeran más residuos de lo acordado, a través de la tasa de ajuste por volumen, mientras que no se ofrece ningún reembolso si se generan menos residuos.

c) Se ha incluido una prima de riesgo en el pago del importe a tanto alzado para cubrir las incertidumbres para las que, de conformidad con la NIC 37 (Normas Internacionales de Contabilidad), aún no se han adoptado disposiciones.

d) El pago a tanto alzado de 15 000 millones EUR por parte de Electrabel se realiza con carácter inmediato y no a lo largo de varias décadas y es un organismo público independiente (Hedera) quien se encarga de su gestión y la correspondiente inversión. Hedera garantiza que los fondos se destinen a su finalidad prevista y controla los costes relacionados con las responsabilidades transferidas, sometiéndose estas dos acciones al control de un organismo gubernamental independiente (la CPN/CNV). Esto garantiza que los recursos financieros estén disponibles cuando se haga efectivo el almacenamiento definitivo de residuos radiactivos y reduce los riesgos relacionados con la posible insolvencia de Electrabel. Mediante el pago inicial a tanto alzado de los importes máximos, el Estado belga ya dispondrá de los recursos financieros y no dependerá de la existencia de un operador nuclear privado en un futuro lejano.

(498) La Comisión reconoció en los considerandos 337 a 340 de la Decisión de incoación que el acuerdo sobre residuos al que llegaron Bélgica y Engie tiene muchos aspectos positivos, tales como: i) el pago inmediato en efectivo, basado en las actuales provisiones nucleares (certificado por contables internacionales) e incluida una prima de riesgo, que asegura al Estado belga frente a la posible insolvencia del operador nuclear, ii) la inclusión de la tasa de ajuste por volumen en caso de que la cantidad de residuos nucleares sea superior a la prevista actualmente, y iii) la inclusión de estrictos criterios contractuales de transferencia.

(499) La Comisión considera que la transferencia de las responsabilidades en materia de residuos nucleares al fondo Hedera, organismo público separado que garantiza que los fondos se destinen a su finalidad prevista y controla los costes relacionados con las responsabilidades transferidas, todo ello bajo el control de un organismo gubernamental independiente (la CPN/CNV), justifica que se liberen los activos no europeos de Electrabel del perímetro de Electrabel (y la correspondiente supervisión de la CPN/CNV), y garantiza la proporcionalidad de la transferencia de las responsabilidades en relación con los residuos radiactivos y el combustible gastado, puesto que se ha valorado que, en el momento del cierre de la transacción, hay como mínimo 4 000 millones EUR en activos en el perímetro de Electrabel. Además, como ya se ha mencionado en el considerando 334 de la Decisión de incoación, dicha liberación puede considerarse proporcionada, ya que Engie concede una garantía ilimitada e irrevocable de empresa matriz que cubre: i) las obligaciones de clausura de Electrabel (que también abarcan el riesgo de que el valor de las provisiones sea insuficiente), ii) el riesgo de volumen con arreglo al acuerdo sobre el límite de residuos, y iii) el reembolso de los préstamos con Synatom.

(500) Por último, Bélgica también aclaró que el modelo financiero de firma tiene en cuenta los costes de gestión o de fase final de los residuos y del combustible gastado de la explotación a largo plazo, estimados en aproximadamente 0,9 millones EUR por conjunto (en valores de 2022) (véase el considerando 177), de modo que estos valores de los residuos solo pueden atribuirse al período de extensión de la vida útil y no se tienen en cuenta en el acuerdo sobre residuos.

(501) En la Decisión de incoación, se planteaban tres cuestiones pendientes principales relativas a la proporcionalidad del componente 2, que resultan pertinentes para la evaluación de la Comisión:

a) la cuantía del tipo de descuento para calcular el valor actual de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares, que podría no reflejar los riesgos a muy largo plazo relacionados con una transferencia completa de todas las responsabilidades en materia de residuos al Estado belga (como menciona la CPN/CNV en su asesoramiento);

b) la cuantía de la prima de riesgo, y

c) el valor de la transferencia de pasivos adicionales por desmantelamiento derivados del proyecto de explotación a largo plazo, que aún no se conocía en el momento de la evaluación realizada en el marco de la Decisión de incoación.

(502) En primer lugar, para calcular el valor actual de las responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado, Bélgica optó por un factor de descuento nominal único del 3 %, basado en una tasa de inflación del 2 % y un tipo real del 1 %, en contraste con el asesoramiento de la CPN/CNV que orientaba a aplicar un enfoque en dos fases, en el que se utilizara un tipo de descuento del 3,17 % durante los primeros treinta años (basado en el tipo OLO a treinta años) y un tipo de descuento del 2,17 % durante el período posterior (basado en el tipo exento de riesgo). La Comisión cuestionó por qué Bélgica se desvió del enfoque de la CPN/CNV.

(503) Como se explica en la sección 3.3.2.3.1, Bélgica explicó que el tipo de descuento del 3 % es un tipo conservador a largo plazo, si se compara con el tipo único simulado equivalente al enfoque en dos fases de la CPN/CNV (calculado en diferentes momentos) y el tipo de interés a plazo último de la AESPJ. Como se muestra en el cuadro 14, al comparar el tipo de descuento del 3 % con estos otros tipos de referencia tomados en diferentes momentos desde la firma del acuerdo de ejecución, el tipo del 3 % se sitúa en el extremo inferior de la gama de referencias.

(504) El tipo del 3 % también está en consonancia con el tipo OLO belga a treinta años y sería la mejor estimación disponible, conforme a las prácticas del mercado, dado el período de tiempo prolongado y que el 3 % ya se encuentra en el límite inferior de las distintas estimaciones. También es considerablemente inferior al tipo de descuento del 4,58 % utilizado por Alemania en un caso similar y aprobado por la Comisión en el asunto SA.45296.

(505) Bélgica asume en el cálculo del límite de residuos una tasa de inflación constante del 2 %, que es el objetivo de inflación a largo plazo del BCE. La CPN/CNV expresó su preocupación por el hecho de que la inflación real de los costes de construcción nuclear (basada en el índice ABEX) pudiera ser superior al objetivo de inflación del 2 % del BCE (véase el considerando 278). Bélgica alega que el objetivo de inflación del 2 % del BCE es la aproximación correcta de la inflación para el cálculo del límite de residuos, ya que: i) el índice ABEX no deja de ser un indicador débil de los costes de construcción nuclear, ya que solo cubre la construcción residencial, y ii) las tendencias estructurales subyacentes del índice ABEX y del IPC son similares. La Comisión está de acuerdo con el razonamiento de Bélgica de considerar la tasa objetivo del BCE del 2 % como tasa de inflación pertinente, en consonancia con la práctica del mercado.

(506) Por lo tanto, la Comisión concluye que un tipo de descuento del 3 % puede considerarse conservador y, por ende, proporcionado.

(507) En segundo lugar, por lo que se refiere a la cuantía de la prima de riesgo, Bélgica aclaró que al importe base de 9 815 millones EUR se le ha añadido una considerable prima de riesgo adicional de 5 185 millones EUR a fin de cubrir las restantes incertidumbres, sobre la base de una nota técnica de ONDRAF/NIRAS.

(508) Bélgica aclaró, durante la fase de investigación formal, cómo se tuvieron en cuenta en el cálculo de la prima de riesgo las incertidumbres y los riesgos asociados a la transferencia de la responsabilidad financiera por la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado de las siete centrales nucleares belgas al Estado belga, tal como se determinan en la nota de ONDRAF/NIRAS (véase el cuadro 15).

(509) La Comisión reconoce que no es sencillo cuantificar todos estos riesgos y evaluar su probabilidad. No obstante, la Comisión considera que la prima de riesgo prevista en el acuerdo sobre el límite de residuos tiene por objeto cubrir todos los riesgos «de probabilidad inferior al 50 %» identificados en la nota de ONDRAF/NIRAS y, por lo tanto, considera proporcionada la prima de riesgo de 5 185 millones EUR.

(510) En tercer lugar, por lo que respecta al cálculo del importe de las discordancias de clausura, la Comisión toma nota del asesoramiento de la CPN/CNV, que apunta a reducir el importe propuesto por Engie a [100 – 500] millones EUR (en términos nominales) (véase el considerando 200), y considera que este importe es proporcionado.

(511) A la luz del razonamiento anterior y de las aclaraciones adicionales facilitadas por Bélgica, la Comisión considera que el componente 2 de la medida es proporcionado.

8.3.3.5.3. Proporcionalidad del componente 3

(512) Las disposiciones en materia de protección jurídica acordadas con Engie establecen que el Estado belga indemnizará a Engie por las pérdidas directas que realmente sufra, siempre que se adopten nuevas normas relativas a los operadores nucleares en Bélgica o a las actividades nucleares de Electrabel que tengan una incidencia negativa en las condiciones de la explotación.

(513) En caso de que un acto unilateral del Estado belga dé lugar al cierre prematuro de los reactores nucleares Doel 4 y Tihange 3 o a la modificación de los parámetros económicos establecidos en los acuerdos, los propietarios de las centrales nucleares pueden activar las cláusulas de indemnización previstas en los acuerdos y solicitar una indemnización ante un órgano jurisdiccional o un tribunal arbitral. El demandante debe demostrar su alegación, y el importe de la indemnización no lo determinan ni el Estado belga ni los propietarios de los reactores nucleares, sino un tercero.

(514) Como ya se mencionó en la Decisión de incoación, el procedimiento ante un órgano jurisdiccional o un tribunal arbitral para determinar el importe de los daños que deben compensarse debe garantizar que el importe de la ayuda se mantenga en un nivel mínimo y, por tanto, proporcionado.

8.3.3.5.4. Conclusión sobre la proporcionalidad de la medida

(515) La Comisión considera que las modificaciones de la medida, en particular la modificación del diseño del CFD, la intensificación del MPRA y el límite máximo impuesto al MOCP, así como las aclaraciones adicionales sobre la combinación de submedidas, son suficientes para que la Comisión pueda llegar a una conclusión sobre la proporcionalidad del componente 1. Aquí la Comisión también tiene en cuenta las circunstancias específicas del caso, que consiste en una inversión en centrales nucleares existentes basadas en una tecnología antigua y por un período limitado de diez años. Además, la Comisión considera que las aclaraciones adicionales sobre el cálculo del tipo de descuento y la prima de riesgo son suficientes para poder llegar a una conclusión sobre la proporcionalidad del componente 2 de la medida. Por último, en lo que respecta al componente 3, la investigación formal no ha aportado pruebas que permitan desviarse de la conclusión anterior de la Comisión de que el componente 3 es proporcionado.

(516) En vista de lo anterior, la Comisión considera que las submedidas de los componentes 1, 2 y 3 constituyen una forma proporcionada de respaldar el proyecto de explotación a largo plazo.

8.3.3.6. Combinación de los tres componentes y posibles efectos acumulativos

(517) Bélgica alegó, en respuesta a la Decisión de incoación (véase la sección 4.4.4), que los componentes 1, 2 y 3 de la medida, a pesar de perseguir el mismo objetivo de extender la vida útil de las unidades de explotación a largo plazo y de haberse introducido en el mismo momento, difieren en cuanto a objeto y naturaleza, finalidad y beneficiarios, de modo que todos los componentes y subcomponentes de la medida pueden considerarse complementarios entre sí, lo que limita cualquier posible efecto acumulativo que pueda surgir.

(518) En cuanto a las alegaciones de Bélgica (véanse los considerandos 517 y 419) de que cada uno de los tres componentes del proyecto de explotación a largo plazo se ocupa de un riesgo específico o un conjunto específico de riesgos y de deficiencias concretas del mercado, tal como se menciona en el considerando 418, la Comisión reconoció en decisiones anteriores relativas a la energía nuclear que la combinación de esos riesgos y deficiencias del mercado específicos es exclusiva de la tecnología nuclear ([172]) y constituye una característica general de todos los mercados de la UE, incluido el mercado belga de la electricidad.

(519) La Comisión considera que cada uno de los tres componentes de la medida cubre un riesgo y una deficiencia del mercado distintos y que no se producen solapamientos entre los tres componentes en este sentido. Por lo tanto, la Comisión concluye que, para cubrir todos los riesgos identificados en relación con la tecnología nuclear (riesgos técnicos y de gestión de proyectos, riesgos de mercado e inversión, riesgos a largo plazo relacionados con la gestión de residuos nucleares y la clausura y el desmantelamiento de centrales nucleares, riesgos reglamentarios y políticos), es necesaria y adecuada la combinación de los tres componentes de la medida (componentes 1, 2 y 3).

(520) En cuanto a la proporcionalidad del conjunto combinado de medidas, la Comisión consideró en la Decisión de incoación que Bélgica no había demostrado suficientemente la repercusión de los tres componentes de la medida entre sí, en particular en lo que respecta a la proporcionalidad del conjunto de todas las submedidas.

(521) Bélgica aclaró, durante la investigación formal, que, por una parte, el modelo financiero en el que se basan las medidas de apoyo financiero del componente 1 incluye los costes adicionales relacionados con los residuos de explotación y el combustible gastado producidos por las unidades de explotación a largo plazo durante el período de explotación a largo plazo, así como el importe de las discordancias de clausura (asumidas por el Estado belga), mientras que, por otra parte, el acuerdo sobre residuos no solo se refiere a las unidades de explotación a largo plazo, sino a los siete reactores nucleares de Bélgica y tiene en cuenta todas las provisiones nucleares que deben preverse hasta las fechas de finalización legales originales de los siete reactores nucleares (véase la sección 3.3.2.5). Por lo tanto, la Comisión está de acuerdo en que los costes de los residuos nucleares y del combustible gastado se han tenido en cuenta, cuando se ha considerado necesario, en el modelo financiero del componente 1 en el que se basa la valoración de las submedidas financieras del componente 1, mientras que, en su mayor parte, el acuerdo sobre residuos del componente 2 (considerando la transferencia de responsabilidades relacionadas con los residuos nucleares y el combustible gastado hasta la fecha de finalización legal original de los siete reactores nucleares) no se solapa con las submedidas financieras del componente 1. Por consiguiente, la Comisión concluye que el impacto de las submedidas del componente 2 se ha tenido correctamente en cuenta en el análisis de la proporcionalidad del componente 1.

(522) Bélgica reconoce que los componentes 2 y 3 de la medida modifican (potencialmente) el perfil de riesgo de Electrabel. Sin embargo, según Bélgica, los componentes 2 y 3 no alteran el perfil de riesgo de BE-NUC, la principal beneficiaria del componente 1. Por lo tanto, el perfil de riesgo de BE-NUC constituye el factor pertinente para evaluar la proporcionalidad del componente 1. Como se menciona en la sección 3.4, la Comisión está de acuerdo en que los beneficiarios de los tres componentes de la medida son ligeramente diferentes en cada ocasión y en que el impacto de cada componente de la medida debe evaluarse a nivel del beneficiario de que se trate. Dicho esto, BE-NUC y Electrabel son las principales beneficiarias de los componentes 1 y 3. La reducción del perfil de riesgo de Electrabel y BE-NUC gracias a las medidas de protección jurídica del componente 3 se ha tenido en cuenta en la evaluación de las submedidas financieras del componente 1, por ejemplo, dado que se considera que la TIR objetivo del proyecto de explotación a largo plazo se sitúa en el extremo inferior del espectro del ejercicio de evaluación comparativa actualizado (véase la sección 3.3.1.3.1.1), con lo cual se aproxima a la rentabilidad de las empresas con un perfil de riesgo reducido. Además, no se ha añadido ninguna prima de riesgo nuclear (o prima de liquidez) adicional, en consonancia con el perfil de riesgo reducido [véase el considerando 486, letra a)]. Por último, aunque la TIR objetivo es del 7 %, la TIR esperada real es del 6,5 %, e incluso podría ser mucho menor, teniendo en cuenta que es muy probable que surjan acontecimientos imprevistos cada año que tengan un impacto negativo en la rentabilidad del proyecto (véase la sección 3.3.1.3.1.3).

([172]) Véanse, por ejemplo, la Decisión de la Comisión de 13 de enero de 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido — Apoyo a la central nuclear de Hinkley Point C (DO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerando 385; la Decisión de la Comisión de 24 de julio de 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hungría — Desarrollo de dos reactores nucleares en la central nuclear de Paks II (DO L 317 de 1.12.2017, p. 45), considerando 322, y la Decisión de incoación de 30 de junio de 2022, SA.58207 (2021/N), Chequia — Apoyo para Dukovany II, una nueva central nuclear en Chequia (DO C 299 de 5.8.2022, p. 5), considerandos 182 a 184.

(523) Por consiguiente, la Comisión concluye que el efecto acumulativo de los tres componentes de la medida se ha tenido en cuenta en la evaluación de la proporcionalidad cuando ha sido necesario y, por tanto, concluye que la combinación de los tres componentes de la medida también es proporcionada.

8.3.3.7. Evitación de efectos negativos indebidos en la competencia y el comercio y prueba de balance

(524) Para que la ayuda sea compatible con el mercado interior, sus efectos negativos en términos de falseamientos indebidos de la competencia e incidencia en el comercio entre los Estados miembros deben ser limitados y compensados por sus efectos positivos.

(525) A fin de analizar el impacto en el mercado, la Comisión ha examinado los efectos que provoca sobre la competencia el hecho de que el operador preexistente y exclusivo de las dos unidades de explotación a largo plazo, Electrabel, y la segunda empresa (en cuanto a cuotas de mercado) en el mercado belga de la electricidad, Luminus, sean los principales beneficiarios de la medida notificada. Dada la sólida posición de Electrabel en el mercado belga de la electricidad, altamente concentrado (véase la sección 2.5), la selección de Electrabel como principal beneficiaria de la ayuda suscitó dudas sobre un posible falseamiento indebido de la estructura del mercado.

(526) En la sección 4.3.3.1 de la Decisión de incoación, la Comisión valoró el hecho de que Electrabel (como importante beneficiaria del proyecto de explotación a largo plazo y único operador de las unidades de explotación a largo plazo) se hubiera elegido sin un procedimiento licitación, proceso de selección o convocatoria pública de manifestaciones de interés. Por lo tanto, no quedaba claro si se habían tomado en consideración otros posibles operadores, lo que planteaba la pregunta de si Electrabel sería el operador más eficiente y de cuáles fueron los motivos técnicos o económicos por los que se seleccionó a Electrabel.

(527) En la Decisión de incoación, la Comisión tuvo en cuenta los siguientes argumentos para concluir que la selección de Electrabel, sin un procedimiento de licitación, no daría lugar a un posible falseamiento indebido de la estructura del mercado:

a) Electrabel siempre ha sido el único operador de centrales nucleares en Bélgica y, por lo tanto, cuenta con la experiencia necesaria en la explotación de las centrales nucleares belgas existentes, así como con los permisos necesarios. Por consiguiente, no existe ningún operador alternativo que pueda resultar más adecuado para actuar como operador de los reactores nucleares (véase el considerando 22).

b) En otros casos, relativos a la construcción de nuevos reactores nucleares [por ejemplo, Paks II ([173])], el beneficiario de la ayuda relacionada con la explotación de las centrales no se seleccionó mediante licitación.

c) La ayuda se concede por un período limitado (diez años) y solo apoya la continuación del funcionamiento de las dos centrales nucleares, sin nuevas inversiones.

(528) En la Decisión de incoación, la Comisión también se refirió a la sólida posición de Engie en el mercado eléctrico belga y expresó su preocupación por la posible distorsión indebida de la estructura del mercado a causa de la medida de ayuda objeto de examen. La Comisión tenía inquietudes y preguntas a este respecto, en particular en relación con:

a) el diseño del CFD;

b) la independencia del socio del EMSA designado para vender la electricidad nuclear;

c) el posible desplazamiento de inversiones alternativas debido a la medida.

([173]) Véase la nota 145.

(529) En primer lugar, como se explica con más detalle en la sección 3.3.1.3.2 y se evalúa en la sección 8.3.3.4.1, Bélgica modificó el diseño del CFD, otorgando el poder de decisión sobre las modulaciones al socio del EMSA, a quien, a través de la fórmula de remuneración modificada, se incentiva a exigir modulaciones económicas cuando los precios de mercado sean más bajos y a no pedirlas cuando los precios de mercado sean más elevados (a diferencia del diseño inicial del CFD, en el que se ofrecían incentivos para que el operador nuclear produjera todo el tiempo). La Comisión también cuestionó el uso del mercado diario como precio de referencia del mercado en la fórmula del CFD. Bélgica no modificó el precio de referencia del mercado, argumentando a este respecto que el uso de un producto a largo plazo en el CFD es menos adecuado, dado que la producción se reducirá durante la fase de reanudación del proyecto de explotación a largo plazo (cuando se estén llevando a cabo simultáneamente las obras para la explotación a largo plazo) y que existe un riesgo de paradas a lo largo de toda la vida útil del proyecto de explotación a largo plazo, mientras que, al mismo tiempo, el parque nuclear se reducirá de siete a dos reactores nucleares (véase el considerando 98). Bélgica tiene flexibilidad para revisar la elección del precio de referencia del mercado al cabo de tres años y medio (véase el considerando 100). Bélgica también confirma que la contraparte del CFD (BE-WATT) formulará una estrategia de gestión de riesgos para su posición abierta, tal como se prevé jurídicamente, y que su aplicación contribuirá a la liquidez de los mercados de la electricidad a plazo (véase el considerando 99).

(530) En segundo lugar, Bélgica confirmó que el acuerdo del EMSA se adjudicará mediante un procedimiento de licitación abierto y competitivo, con el fin de seleccionar a un socio independiente del EMSA que se encargue de vender la electricidad producida por las unidades de explotación a largo plazo. La organización de una licitación resuelve las dudas de la Comisión en cuanto al procedimiento de adjudicación del acuerdo del EMSA. En cuanto a la preocupación de la Comisión por la independencia del socio del EMSA, en particular en caso de que la licitación no sea concluyente y GEMS, la sección comercial de Engie, asuma las ventas de electricidad durante el primer año, o en caso de que GEMS sea seleccionada socio del EMSA a través de la licitación, Bélgica aclaró con mayor detalle las salvaguardias adicionales que se adoptarían en tales casos (véase la sección 3.3.1.5.3).

(531) Por último, como ya se mencionó en la Decisión de incoación, a la Comisión le preocupaba que el proyecto de explotación a largo plazo dejara un margen demasiado pequeño para otros proyectos de inversión en el sector de la energía. Algunas de las observaciones de terceros también apuntaron a posibles consecuencias negativas del proyecto de explotación a largo plazo para las inversiones en energías renovables en particular (véase la sección 6.2.3.1). La Comisión estima que las alegaciones de terceros no estaban suficientemente fundamentadas y considera que el proyecto de explotación a largo plazo no absorberá por completo la insuficiencia de capacidad de generación de electricidad durante el período 2025-2035, por los siguientes motivos:

a) En su último análisis de la cobertura («2023 NRAA»), Elia mencionó que la capacidad adicional de 2 GW de las unidades de explotación a largo plazo no bastará para satisfacer el aumento previsto de la demanda de electricidad en los próximos diez años.

b) A través del mecanismo de capacidad belga, otras tecnologías de generación nuevas y existentes (en particular la generación térmica, la respuesta de la demanda y el almacenamiento) tienen acceso a financiación durante un período de tiempo más o menos prolongado (los contratos del mecanismo de capacidad se conceden para uno, tres, ocho o quince años). Por lo tanto, el proyecto de explotación a largo plazo no afectará indebidamente a la situación de otras tecnologías de generación en Bélgica y no desalentará ninguna inversión en nuevas instalaciones de generación térmica, respuesta de la demanda ni almacenamiento hasta 2035.

c) No hay indicios de que Bélgica vaya a dejar de apoyar el desarrollo de nuevas capacidades de generación a partir de fuentes de energía renovables. Por ejemplo, la Comisión aprobó en 2024 los planes de Bélgica para desarrollar parques eólicos en el mar del Norte, a través del proyecto eólico marino «Princess Elisabeth» (véase la nota 148).

(532) Por las razones mencionadas, la Comisión no tiene indicios de que el proyecto de explotación a largo plazo vaya a impedir que nuevos operadores entren en el mercado de producción de electricidad en Bélgica o que otros operadores desarrollen nuevas capacidades de generación. Por consiguiente, se espera que la repercusión del proyecto de explotación a largo plazo en el mercado minorista también se mantenga limitada.

(533) Además, la Comisión también observa que la concentración del mercado energético belga ha ido disminuyendo ligeramente en los últimos años (véase la sección 2.5), y la clausura paralela de otros reactores nucleares de Engie en Bélgica podría seguir esta misma tendencia.

(534) En lo que respecta al componente 2, la Comisión observó en el considerando 372 de la Decisión de incoación que la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado no tendrá el efecto inmediato de mejorar la situación competitiva de los beneficiarios frente a sus competidores. En un primer momento, este componente de la medida obligará al operador nuclear a pagar un importe en efectivo superior al que se ha acumulado actualmente en los balances. La tasa de ajuste por volumen, que garantiza que el operador nuclear pague una cantidad adicional en caso de que se produzcan más residuos nucleares de lo inicialmente previsto, sirve de salvaguardia. Además, tras la investigación formal, la Comisión concluye —sobre la base de los elementos adicionales facilitados por Bélgica, tal como se explica en la sección 3.3.2.3— que el pago a tanto alzado inicial de 15 000 millones EUR reducirá suficientemente el riesgo asumido por el Estado belga al hacerse cargo de las obligaciones relativas a los residuos nucleares de Electrabel y, por lo tanto, es proporcionado. Del mismo modo, las demás submedidas del componente 2 también se han considerado proporcionadas (véase la sección 8.3.3.5.2). Por consiguiente, las submedidas del componente 2 no tienen posibles efectos negativos sobre la competencia y el comercio entre Estados miembros.

(535) Por último, en lo que respecta al componente 3, tal como se menciona en el considerando 373 de la Decisión de incoación, las cláusulas de protección jurídica, en su caso, tienen un carácter meramente compensatorio. Por consiguiente, la Comisión considera que no tienen posibles efectos negativos sobre la competencia y el comercio entre Estados miembros.

(536) En conclusión, teniendo en cuenta las modificaciones del diseño del CFD, la organización de una licitación para el acuerdo del EMSA (y las modificaciones de la remuneración del socio del EMSA) y las garantías sobre la independencia del socio del EMSA, la ausencia de indicios de que el proyecto de explotación a largo plazo vaya a obstaculizar el desarrollo de otras tecnologías de generación de electricidad en Bélgica, así como la proporcionalidad de las responsabilidades transferidas en materia de residuos nucleares y combustible gastado y de las protecciones jurídicas, la Comisión considera que los posibles falseamientos indebidos en el mercado belga seguirán siendo limitados.

8.3.4. *Ponderación de los efectos positivos de la ayuda con los efectos negativos sobre la competencia y el comercio*

(537) Tras la evaluación realizada en la sección 8.3.2 de la presente Decisión, la Comisión reconoce que la medida tiene por objeto promover una inversión en energía nuclear y, por lo tanto, contribuye al desarrollo de una actividad económica, es decir, la generación de electricidad a partir de fuentes de energía nuclear, contribuyendo al mismo tiempo a la seguridad del suministro eléctrico y reduciendo la dependencia de Bélgica de los combustibles fósiles (con lo que también se contribuirá a la consecución de los objetivos de descarbonización de Bélgica).

(538) La Comisión reconoce que, sin la ayuda, especialmente los tres componentes que constituyen el paquete de ayuda, no cabía esperar que la inversión se realizara. Por lo tanto, la ayuda es necesaria para el desarrollo de esta actividad económica y proporciona un efecto incentivador.

(539) La Comisión ha llegado a la conclusión de que el CFD bidireccional, complementado con otras medidas financieras para apoyar la viabilidad financiera de la empresa en participación, el acuerdo sobre la transferencia de responsabilidades en materia de residuos nucleares y combustible gastado, así como las protecciones jurídicas, son instrumentos adecuados. La investigación formal no ha aportado pruebas de que otras medidas habrían sido igualmente eficaces con menores efectos distorsionadores, en particular dadas las circunstancias particulares del caso, que atañe a la extensión de la vida útil de activos ya existentes y durante un período limitado de tiempo.

(540) La ayuda se concederá de manera proporcionada, ya que el beneficiario no retendrá beneficios adicionales más allá de lo estrictamente necesario para garantizar el funcionamiento económico y la viabilidad de la central nuclear. La modificación del diseño del CFD y de la fórmula de remuneración del socio del EMSA (cuyos parámetros están sujetos a revisión en un plazo de tres años), así como el límite máximo impuesto al MOCP, garantizan que las unidades de explotación a largo plazo produzcan electricidad en consonancia con las señales del mercado y que el operador nuclear y la empresa en participación estén más expuestos al riesgo de mercado, mientras que la exposición del Estado belga queda reducida.

(541) La revisión periódica de un conjunto claramente definido de valores de partida del modelo financiero, que permite realizar ajustes al alza y a la baja, garantiza que las incertidumbres significativas que existen actualmente en relación con los costes de capital y de explotación no den lugar a una sobrecompensación para los beneficiarios. La aplicación de un mecanismo (reforzado) de reparto de pérdidas y ganancias garantiza además que existan incentivos para explotar las unidades de explotación a largo plazo de la manera más eficiente posible, al tiempo que se reparte la carga con el Estado belga en caso de que los precios de mercado sean superiores o inferiores a lo previsto.

(542) La tasa de rentabilidad de los fondos propios, que oscila entre el 6 y el 8 % (con una tasa objetivo del 7 %), se sitúa en el extremo más bajo con respecto a los proyectos de referencia y está en consonancia con el coste del capital, por lo que se considera proporcionada. Esto es especialmente cierto habida cuenta de las circunstancias del proyecto de explotación a largo plazo, que atañe a la extensión de la vida útil de activos existentes que utilizan una tecnología antigua y por un período limitado de diez años.

(543) La Comisión también observa que ni Electrabel ni BE-NUC controlarán las ventas de la electricidad generada por las unidades de explotación a largo plazo, sino que será un socio independiente del EMSA quien venderá toda la electricidad en el mercado. Esto contribuirá a garantizar que la posición de mercado de Engie no se vea reforzada en el mercado belga.

(544) Además, la Comisión no tiene indicios de que el proyecto de explotación a largo plazo vaya a impedir que nuevos operadores entren en el mercado de producción de electricidad de Bélgica o que otros operadores desarrollen nuevas capacidades de generación, y concluye que, en general, los posibles falseamientos indebidos de la competencia son limitados, sobre la base de las consideraciones expuestas en la sección 8.3.3.

(545) Después de una evaluación rigurosa y teniendo en cuenta los compromisos ofrecidos, la Comisión llegó a la conclusión de que el falseamiento indebido de la competencia resultante de la medida se mantiene en el mínimo necesario y se compensa con los efectos positivos de la medida.

8.3.5. *Conclusión sobre la compatibilidad de la ayuda*

(546) A partir de la evaluación realizada en la presente Decisión y a la luz de las circunstancias concretas del presente caso, a saber, la extensión de la vida útil de reactores nucleares existentes que utilizan una tecnología antigua con una flexibilidad limitada, y por un período limitado de diez años, la Comisión considera que el paquete de medidas notificadas y posteriormente modificadas por las autoridades belgas, junto con las posibilidades de revisión y los compromisos ofrecidos, es compatible con el mercado interior de conformidad con el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

9. **CONCLUSIÓN**

(547) La medida en su versión modificada es compatible con el mercado interior de conformidad con el artículo 107, apartado 3, letra c), del TFUE.

(548) La Comisión observa que el acuerdo de ejecución y los documentos de acompañamiento se han facilitado, para su evaluación, junto con las condiciones del EMSA y el modelo financiero de firma. Bélgica se compromete a que los acuerdos para los que aún no se han establecido las condiciones finales (por ejemplo, las condiciones del ASA, los préstamos participativos, los préstamos destinados a los costes de desmantelamiento y el instrumento de capital circulante) contengan cláusulas tipo que cualquier inversor buscaría en un proyecto similar y a que dichas condiciones se fijen en condiciones de plena competencia. En caso de que las condiciones finales de dichos documentos modifiquen la medida notificada tal como se expone en la presente Decisión, Bélgica se compromete a notificarlas a la Comisión.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La medida que Bélgica tiene previsto aplicar para respaldar la extensión de la vida útil de dos reactores nucleares en Bélgica, a saber, Doel 4 y Tihange 3, es compatible con el mercado interior.

Por consiguiente, se autoriza la ejecución de esta medida.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión es el Reino de Bélgica.

Hecho en Bruselas, el 21 de febrero de 2025.

Por la Comisión
Teresa RIBERA
Vicepresidenta Ejecutiva